

**вопросы, которые в соответствии с  
Конвенцией необходимо решить  
Конференции Сторон на ее первом  
совещании**

**Угольные электростанции и  
промышленные угольные  
котлоагрегаты**

## **Угольные электростанции и промышленные угольные котлоагрегаты**

### **Руководящие принципы в отношении наилучших имеющихся методов и наилучших видов природоохранной деятельности в области контроля за выбросами ртути с угольных электростанций и промышленных угольных котлоагрегатов**

#### **Резюме**

Угольные электростанции и промышленные угольные котлоагрегаты - это крупный и значимый источник выбросов ртути в атмосферу. В 2010 году сжигание угля стало причиной выброса примерно 475 тонн ртути по всему миру, причем большая часть пришлась на производство электроэнергии и использование промышленных котлоагрегатов (UNEP, 2013a). Этот объем составляет приблизительно 40 процентов от общемировой величины антропогенных выбросов. Во всем мире для сжигания используется уголь, содержащий следовые количества ртути, которая, если не принимаются меры контроля, поступает в атмосферу.

В настоящей главе приводится руководство по наилучшим имеющимся методам (НИМ) и наилучшим видам природоохранной деятельности (НПД) в целях контроля и, по возможности, сокращения выбросов ртути с угольных электростанций и промышленных угольных котлоагрегатов, как это предусмотрено в приложении D к Конвенции.

Большинство работающих на угле энергопредприятий представляют собой крупные электростанции; на некоторых также ведется производство тепловой энергии. Промышленные котлоагрегаты производят технологическое тепло или технологический пар для нужд тех объектов, на которых они установлены.

Характер выбросов ртути из установок для сжигания, работающих на угле, зависит от ряда переменных факторов, в том числе концентрации ртути и формы ее присутствия в угле; типа и состава угля; типа технологии сжигания; и эффективности имеющихся систем контроля загрязнения. Тем не менее, технологии контроля выбросов ртути в целом аналогичны для всех угольных котлоагрегатов, независимо от того, применяются они на электростанциях или на промышленных объектах.

В ряде стран уже широко используются системы контроля загрязнения воздуха, предназначенные для уменьшения выбросов традиционных загрязнителей воздуха, не содержащих ртути, таких как твердые частицы, окислы азота и двуокись серы. Эти системы - хотя улавливание ртути и не является их первичной задачей - обеспечивают сопутствующее сокращение выбросов ртути, поскольку они могут улавливать некоторый объем ртути, содержащейся в дымовых газах. В ряде стран разработаны и применяются специальные методы контроля ртути, обеспечивающие ее дополнительное улавливание в тех случаях, когда методы совместного контроля не позволяют гарантированно добиться сокращения ртути в достаточном объеме.

В настоящей главе рассматриваются различные НИМ контроля ртути, приводятся ориентировочные сведения об их эффективности при сокращении выбросов и связанных с ними сметных издержках. В ней описаны также компоненты НПД, имеющие значение в рамках эксплуатации работающих на угле объектов. Наконец, в ней изложены отдельные новые методы ограничения выбросов ртути и рассмотрены механизмы ее мониторинга применительно к выбросам с угольных установок.

## Содержание

<b>1</b>	<b>Введение .....</b>	<b>7</b>
<b>2</b>	<b>Процессы, используемые на угольных электростанциях и промышленных угольных котлоагрегатах, включая рассмотрение исходных материалов и поведение ртути в процессе.....</b>	<b>8</b>
2.1	Свойства угля.....	8
2.2	Преобразование ртути при сжигании угля .....	10
<b>3</b>	<b>Перечень методов сокращения выбросов ртути.....</b>	<b>13</b>
3.1	Промывка угля.....	13
3.2	Вклад СКЗВ в удаление ртути.....	13
3.2.1	Устройства контроля твердых частиц .....	18
3.2.2	Устройства контроля SO <sub>2</sub> .....	20
3.2.3	Селективное каталитическое восстановление для контроля NO <sub>x</sub> .....	22
3.3	Методы повышения эффективности побочного удаления .....	23
3.3.1	Смешивание угля .....	23
3.3.2	Присадки для окисления ртути .....	24
3.3.3	Присадки в мокрый скруббер для фильтрации повторных выбросов ртути.....	25
3.3.4	Катализатор селективного окисления ртути.....	26
3.4	Впрыск активированного угля в целях отдельного регулирования ртути.....	27
3.4.1	Впрыскивание сорбента без химической обработки.....	28
3.4.2	Впрыск химически очищенного сорбента .....	29
3.4.3	Ограничение применимости впрыска активированного угля .....	30
3.5	Стоимость технологий ограничения выбросов ртути .....	31
3.5.1	Стоимость технологий побочного ограничения выбросов ртути.....	31
3.5.2	Расходы на методы повышения эффективности побочного удаления и ВАУ.....	33
<b>4.</b>	<b>НПД и НИМ в связи со сжиганием угля.....</b>	<b>35</b>
4.1	Наилучшие имеющиеся методы.....	35
4.1.1	Основные меры по сокращению содержания ртути в угле .....	35
4.1.2	Меры по сокращению выбросов ртути в процессе сжигания угля.....	35
4.1.3	Побочное удаление ртути стандартными СКЗВ .....	35
4.1.4	Специальные технологии ограничения выбросов ртути.....	35
4.2	Наилучшие виды природоохранной деятельности .....	35
4.2.1	Ключевые технологические параметры .....	36
4.2.2	Рассмотрение энергоэффективности всей станции .....	36

4.2.3	Техническое обслуживание СКЗВ и эффективность удаления.....	36
4.2.4	Экологически обоснованное управление станцией.....	37
4.2.5	Экологически обоснованное регулирование остатков сгорания угля.....	37
<b>5.</b>	<b>Мониторинг выбросов ртути .....</b>	<b>39</b>
5.1	Непрерывный мониторинг выбросов .....	39
5.2	Мониторинг с использованием сорбционной ловушки .....	39
5.3	Отбор проб с использованием импинжера .....	39
5.4	Массовый баланс.....	39
5.5	Системы прогностического мониторинга выбросов (СПМВ).....	40
5.6	Коэффициенты выбросов.....	40
5.7	Технические оценки.....	40
<b>6</b>	<b>Литература .....</b>	<b>41</b>

## Перечень рисунков

Рисунок 1.	Использование различных сортов угля (WCA 2014).....	9
Рисунок 2.	Потенциальное преобразование ртути во время сжигания и дожигания (Galbreath and Zygarlicke, 2000) .....	11
Рисунок 3.	Технологическая карта типичной конфигурации угольных электростанций в Японии (Ito et al., 2006) (пересм.) .....	15
Рисунок 4.	Концентрации ртути в дымовых газах угольных электростанций с СКВ + ЭСП + ДДГ и СКВ + ПНТ-ЭСП + ДДГ .....	16
Рисунок 5.	Удаление ртути в ЭСП как производная от количества несгоревшего углерода (ППС в %) в золе (Senior and Johnson, 2008) .....	19
Рисунок 6.	Возможное воздействие смешивания угля на улавливание ртути в системе сухой ДДГ .....	24
Рисунок 7.	Характеристики бромистых и хлористых присадок в различные сорта угля (PRB - суббитуминозные; TxL - лигнит; NDL - лигнит) .....	25
Рисунок 8.	Схема абсорбции/десорбции ртути в дымовых газах в МДДГ (Keiser et al., 2014) .....	26
Рисунок 9.	Проверка КПД удаления ртути в зависимости от интенсивности впрыска необработанного активированного угля .....	28
Рисунок 10.	Сравнение показателей необработанного активированного угля и обработанного активированного угля применительно к удалению ртути .....	29

## Перечень таблиц

Таблица 1.	Содержание ртути в угле (мг/кг) .....	9
Таблица 2.	Обзор показателей побочного удаления ртути в СКЗВ .....	14
Таблица 3.	Эффективность удаления ртути, типичные комбинации СКЗВ в Китае (в процентах) (Zhang et al., 2015) .....	17
Таблица 4.	Уровни выбросов при использовании методов побочного удаления (по данным, обобщенным в работе ZMWG, 2015) .....	17
Таблица 5.	Сравнение свойств суббитуминозных и битуминозных сортов угля .....	23
Таблица 6.	Уровни выбросов с угольных электростанций, где применяется впрыск активированного угля .....	27
Таблица 7.	Расходы на устройства контроля загрязнения воздуха на электростанциях (юань/кВт, в юанях 2010 года), Китай (Ancora et al., 2015) .....	32
Таблица 8.	Капитальные затраты на технологии побочного удаления в Соединенных Штатах (\$/кВт, в долларах 2012 года) (US EPA, 2013) .....	32
Таблица 9.	Расходы по комбинациям СКЗВ в разбивке по различным загрязнителям на примере блока мощностью 600 МВт, Китай (млн юаней 2010 года) (Ancora et al, 2015) .....	32
Таблица 10.	Относительная стоимость различных методов удаления ртути .....	33
Таблица 11.	Капитальные затраты на ВАУ в Соединенных Штатах \$/кВт, в долларах 2007 года) .....	33
Таблица 12.	Эксплуатационные расходы на системы впрыска активированного угля (на установке мощностью 250 МВт), за которыми установлены ЭСП или ТФ, при сжигании битуминозного угля (IJC, 2005) .....	34

## **Перечень аббревиатур и сокращений**

СКЗВ	система контроля загрязнения воздуха
НИМ	наилучший имеющийся метод
НПД	наилучший вид природоохранной деятельности
КС	Конференция Сторон
ЭСП	электростатический пылеуловитель
ТФ	тканевый фильтр
ДДГ	десульфуризация дымовых газов
ФТ	форсированная тяга
ЭиТО	эксплуатация и техническое обслуживание
ПАУ	порошкообразный активированный уголь
ПУ	пылевидный уголь
ТЧ	твердые частицы (иногда называемые пылью)
СКВ	селективное каталитическое восстановление
НСУ	несгоревший углерод

# 1 Введение

В настоящем разделе приводится руководство по наилучшим имеющимся методам (НИМ) и наилучшим видам природоохранной деятельности (НПД) в целях контроля и, по возможности, сокращения выбросов ртути с угольных электростанций и промышленных угольных котлоагрегатов, как это предусмотрено в приложении D к Конвенции.

Угольные электростанции и промышленные угольные котлоагрегаты являются крупным источником выбросов в воздух ртути в местном, региональном и мировом масштабе: их общемировой объем превышает 470 метрических тонн ртути (UNEP, 2013а). Во всем мире для сжигания используется уголь, содержащий следовые количества ртути, которая, если не принимаются меры контроля, выделяется во время процесса сжигания (вместе с другими загрязнителями).

Большинство работающих на угле энергопредприятий представляют собой крупные электростанции; на некоторых также ведется производство тепловой энергии (теплоэлектроцентрали, отопительные сети и т.п.). Промышленные котлоагрегаты производят технологическое тепло или технологический пар для производственных нужд тех объектов, на которых они установлены. Котлоагрегаты на угольных электростанциях обычно потребляют больше угля, чем большинство промышленных угольных котлоагрегатов, поэтому потенциально их использование связано с большим объемом выбросов ртути. Однако количество промышленных котлоагрегатов обычно превышает количество электростанций. Еще одно отличие состоит в том, что котлы угольных электростанций в основном работают на одном типе топлива, тогда как промышленные угольные котлоагрегаты помимо угля часто планово работают с использованием других видов топлива (например, примесей в топливе, отходов, дров) (Amar et al., 2008).

В плане технической осуществимости для контроля выбросов ртути из всех угольных котлоагрегатов, независимо от их предназначения, могут использоваться одинаковые технологии. В ряде стран в рамках курса на борьбу с загрязнением воздуха электростанции и крупные промышленные котлоагрегаты уже оснащаются системами контроля загрязнения воздуха (СКЗВ). Эти СКЗВ - даже когда они не предназначены для улавливания ртути - способны захватывать некоторую часть ртути, выделяющейся при сгорании, что напрямую снижает ее выбросы в воздух (так называемая побочная фильтрация ртути в СКЗВ). С другой стороны, небольшие промышленные угольные котлоагрегаты часто не оснащаются эффективными устройствами контроля выбросов, и это будет учитываться при рассмотрении путей сокращения выбросов ртути из этих установок.

Потенциальный диапазон выбросов ртути из аналогичных сжигательных установок, потребляющих аналогичное количество угля, определяется несколькими факторами. К ним относятся:

- концентрация ртути в угле;
- тип и состав угля;
- тип технологии сжигания;
- наличие СКЗВ и эффективность удаления ею ртути.

Вышеуказанные факторы будут более подробно изучены в следующих частях настоящего документа в контексте определения НИМ/НПД.

## 2 Процессы, используемые на угольных электростанциях и промышленных угольных котлоагрегатах, включая рассмотрение исходных материалов и поведение ртути в процессе

### 2.1 Свойства угля

Уголь представляет собой сложный энергетический ресурс, состав которого может сильно различаться даже в пределах одного пласта. Качество угля определяется его составом и калорийностью. Исходя из степени преобразования исходного растительного материала к углероду в углерод выделяют различные сорта угля. Американское общество специалистов по испытаниям материалов (АОИМ) выделяет четыре основных вида: лигниты, суббитуминозные угли, битуминозные угли и антрациты (ASTM D388). В некоторых странах суббитуминозные угли и лигниты называются «бурым углем», а битуминозные угли и антрациты - «каменным углем». В настоящем документе будет использоваться номенклатура АОИМ.

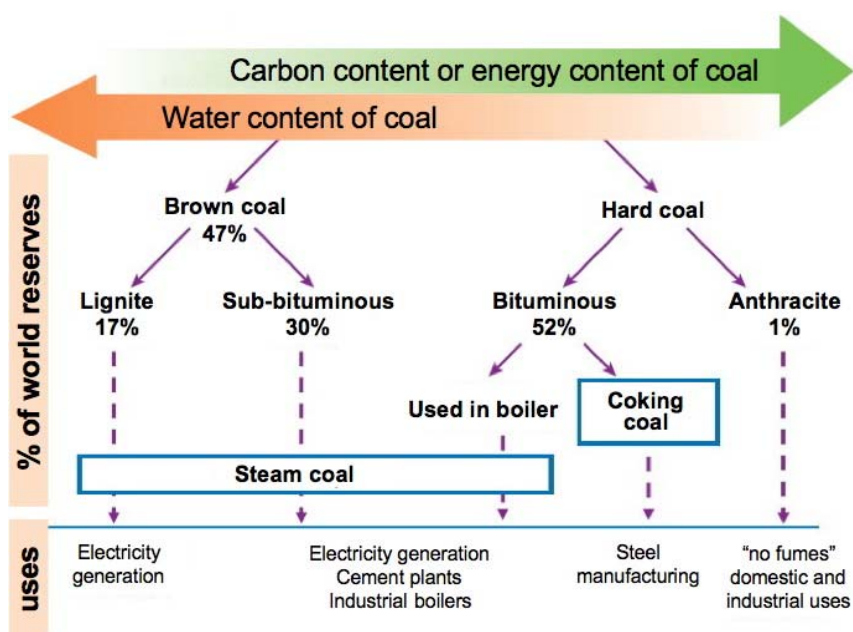
**Лигниты** обычно содержат 25–35 процентов связанного углерода (по весу) и обладают низкой калорийностью (высшая теплотворная способность менее 19,26 МДж/кг). Обычно лигниты используются для производства электроэнергии или в отопительных сетях в непосредственной близости от мест добычи.

**Суббитуминозные угли**, как правило, содержат 35–45 процентов связанного углерода (по весу) и характеризуются показателями высшей теплотворной способности в диапазоне от 19,26 до 26,80 МДж/кг. Они широко используются для производства электроэнергии, а также в промышленных котлоагрегатах.

**Битуминозные угли** содержат 45–86 процентов связанного углерода (по весу) и характеризуются показателями высшей теплотворной способности в диапазоне от 26,80 до 32,66 МДж/кг. Как и суббитуминозные угли, они широко используются для производства электроэнергии, а также в промышленных котлоагрегатах.

**Антрациты** имеют очень высокое содержание связанного углерода, достигающее 86-97 процентов (по весу). Это самый твердый вид угля, при сгорании выделяющий наибольшее количество тепла (высшая теплотворная способностью более 32,66 МДж/кг). Однако это топливо с наибольшим трудом поддается сгоранию ввиду низкого содержания летучих веществ.

На Рисунок 1 представлена схема обычного применения различных типов угля (WCA, 2014). Как показано на этом рисунке, на совокупные запасы битуминозных и суббитуминозных углей, применяемых на электростанциях и в промышленных котлоагрегатах, согласно оценкам, приходится более 80 процентов разведанных мировых запасов угля.





**Рисунок 1. Использование различных сортов угля (WCA 2014)**

Carbon content or energy content of coal	Содержание углерода или энергетическое содержание угля
Water content of coal	Содержание воды в угле
% of world reserves	% мировых запасов
uses	виды применения
Lignite	Лигнит
Brown coal	Бурый уголь
Sub-bituminous	Суббитуминозный уголь
Steam coal	Паровичный уголь
Used in boiler	Используется в котлах
Bituminous	Битуминозный
Anthracite	Антрацит
Hard coal	Твердый уголь
Coking coal	Коксеующийся уголь
Electricity generation	Производство электроэнергии
Cement plants	Цементные заводы
Industrial boilers	Промышленные котлоагрегаты
Steel manufacturing	Производство стали
«no fumes» domestic and industrial uses	«бездымное» применение в быту и промышленности

Одним из основных параметров, влияющих на количество неконтролируемых выбросов ртути, является содержание ртути в угле. В Таблица 1, взятой из работы Tewalt et al. (2010), представлены взятые из опубликованных источников данные о содержании ртути в угле.

**Таблица 1**

Содержание ртути в угле (мг/кг)

Страна	Тип угля	Средняя величина по всем образцам	Диапазон	Источник
Австралия	Битуминозные	0,075	0,01–0,31	Nelson, 2007; Tewalt et al., 2010
Аргентина	Битуминозные	0,19	0,02–0,96 (8)	Finkelman, 2004; Tewalt et al., 2010
Ботсвана	Битуминозные	0,10	0,04-0,15 (28)	Finkelman, 2004; Tewalt et al., 2010
Бразилия	Битуминозные Суббитуминозные	0,20 0,3	0,04-0,81 (23) 0,06-0,94 (45)	Finkelman, 2004; Tewalt et al., 2010
Канада		0,058	0,033-0,12 (12)	Tewalt et al., 2010
Чили	Битуминозные Суббитуминозные	0,21 0,033	0,03-2,2 (19) 0,022-0,057 (4)	Tewalt et al., 2010
Китай	Битуминозные / суббитуминозные	0,17	0,01-2,248 (482)	Zhang et al., 2012; UNEP, 2011
Колумбия	Суббитуминозные	0,069	>0,02–0,17 (16)	Finkelman, 2004
Чешская Республика	Лигниты Битуминозные	0,338 0,126	<0,03-0,79 (16) 0,03-0,38 (21)	Finkelman, 2003 Tewalt et al., 2010
Египет	Битуминозные	0,12	0,02-0,37 (24)	Tewalt et al., 2010
Франция	Битуминозные	0,044	0,03-0,071 (3)	Tewalt et al., 2010

Страна	Тип угля	Средняя величина по всем образцам	Диапазон	Источник
Германия	Битуминозные		0,7-1,4	Pirrone et al., 2001 MUNLV 2005
	Лигниты	0,05	Макс.: 0,09	
Венгрия	Битуминозные	0,354	0,091-1,2 (5)	Tewalt et al., 2010
	Суббитуминозные	0,138	0,04-0,31 (19)	
Индия	Лигниты	0,242	0,075-0,44 (12)	Tewalt et al., 2010; UNEP, 2014
	Битуминозные	0,106	0,02-0,86 (99)	
Индонезия	Лигниты	0,071	0,053-0,093 (8)	Finkelman, 2003; Tewalt et al., 2010 US EPA, 2002
	Суббитуминозные	0,11	0,02-0,19 (8)	
Иран	Битуминозные	0,03	0,01-0,05 (78)	Tewalt et al., 2010
Япония	Битуминозные	0,168	0,02-0,73 (57)	Ito et al., 2004
Казахстан	Битуминозные	0,0454	0,01-0,21 (86)	Tewalt et al., 2010
Новая Зеландия	Битуминозные	0,08	<0,03-0,14 (15)	Tewalt et al., 2010
	Суббитуминозные	0,073	0,03-0,1 (5)	
Монголия	Битуминозные	0,082	0,062-0,13 (9)	Tewalt et al., 2010
	Суббитуминозные	0,097	0,02-0,22 (36)	
Перу	Антрациты + битуминозные	0,27	0,04-0,63 (15)	Finkelman, 2004
Филиппины	Суббитуминозные	0,04	<0,04-0,1	Finkelman, 2004
Польша	Битуминозные	0,085	0,013-0,163	Bojkowska et al., 2001
Румыния	Лигниты + суббитуминозные	0,21	0,07-0,46 (11)	Finkelman, 2004
Россия	Битуминозные /	0,12	<0,02-0,25 (23)	UNEP, 2013b
	Суббитуминозные			Romanov et al., 2012
Словацкая Республика	Битуминозные	0,08	0,03-0,13 (7)	Finkelman, 2004
	Лигниты	0,057	0,032-0,14 (8)	Tewalt et al., 2010
Южная Африка		0,157	0,023-0,1 (40)	Leaner et al., 2009; Tewalt et al., 2010
Танзания	Битуминозные	0,12	0,03-0,22 (75)	Finkelman, 2004
Таиланд	Лигниты	0,137	0,02-0,6 (23)	Tewalt et al., 2010
Турция	Лигниты	0,12	0,03-0,66 (149)	Tewalt et al., 2010
Соединенное Королевство	Битуминозные	0,216	0,012-0,6 (84)	Tewalt et al., 2010
	Суббитуминозные	0,1	0,01-8,0 (640)	
США	Лигниты	0,15	0,03-1,0 (183)	US EPA, 1997
	Битуминозные	0,21	<0,01-3,3 (3527)	US EPA, 1997
	Антрациты	0,23	0,16-0,30 (52)	US EPA, 1997
Вьетнам	Антрациты	0,348	<0,02-0,34 (6)	Tewalt et al., 2010
Замбия	Битуминозные	0,6	<0,03-3,6 (14)	Tewalt et al., 2010
Зимбабве	Битуминозные	0,08	<0,03-0,15 (6)	Tewalt et al., 2010

Примечание. Следует интерпретировать приведенную выше информацию о концентрации ртути с осторожностью, поскольку выборки образцов угля сильно отличаются друг от друга в зависимости от конкретной страны. Кроме того, не везде приводятся сведения, позволяющие понять, относятся указанные концентрации ртути к сухому или несортированному углю. Эти данные могут не давать представления о свойствах угля, который фактически подается в топку. Число в скобках в столбце «Диапазон» обозначает количество образцов.

## 2.2 Преобразование ртути при сжигании угля

Основными горючими составляющими угля являются элементарный углерод, водород и их соединения.

Физические и химические преобразования, которые ртуть проходит во время сжигания угля и в составе образующих дымовых газов, схематично показаны на Рисунок 2 (Galbreath and Zygarlicke, 2000). Ртуть связывается преимущественно с неорганическими минеральными компонентами угля, хотя в некоторых работах предполагалось и связывание с органическими компонентами угля с образованием ртутьорганических соединений (Swaine, 1990; Groen and Craig, 1994; Finkelman, 1994). Соответственно, преобладающим в угле ртутьсодержащим минералом является пирит ( $\text{FeS}_2$ ). В редких случаях аномально высокого обогащения ртутью последняя может содержаться в киновари ( $\text{HgS}$ ) (Kolker et al. 2006; Kolker, 2012 и упомянутая в них литература). При разложении содержащих ртуть минералов (и, возможно, ртутьорганических соединений) во время сжигания ( $>1400^\circ\text{C}$ ) ртуть преобразуется в элементарную форму ( $\text{Hg}^0$ ). Этот механизм первоначальный механизм трансформации при сжигании не зависит от того, в какой форме ртуть присутствует в угле.

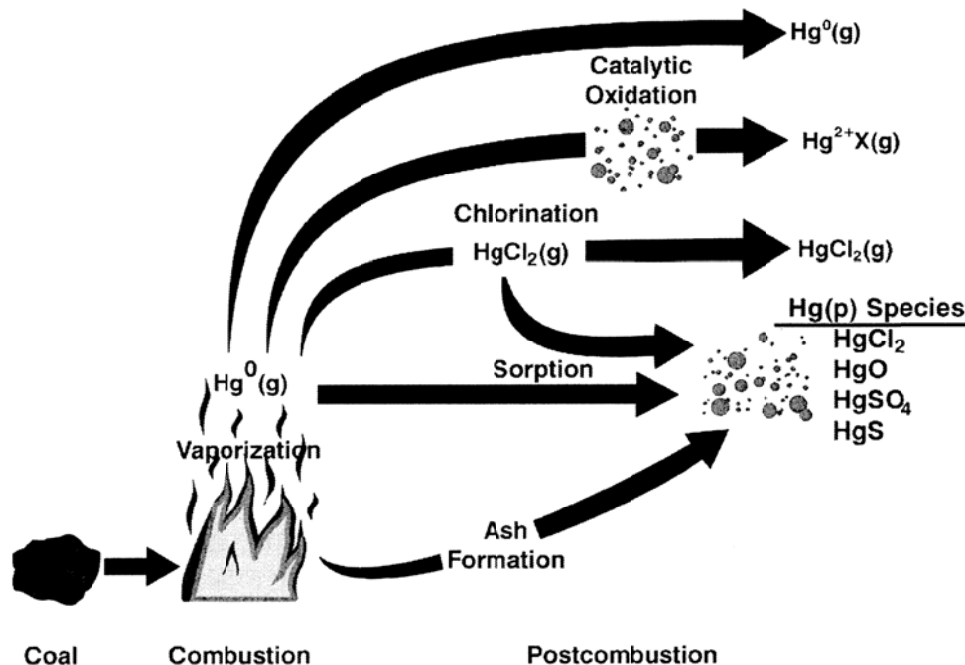


Рисунок 2. Потенциальное преобразование ртути во время сжигания и дожигания (Galbreath and Zygarlicke, 2000)

Catalytic oxidation	Каталитическое окисление
Chlorination	Хлорирование
Sorption	Сорбция
Ash formation	Образование золы
Coal	Уголь
Combustion	Сжигание
Postcombustion	Дожигание
Vaporization	Улетучивание
Hg (p) species	Виды Hg (p)

Выбросы ртути из угольных котлов можно разделить на три основные категории: выбросы газообразной ртути ( $\text{Hg}^0$ ), газообразной окисленной ртути ( $\text{Hg}^{2+}$ ) и связанной с частицами ртути ( $\text{Hg}_p$ ), которая может иметь форму элементарной или окисленной ртути. Относительные количества этих трех основных форм ртути в дымовых газах представляют собой так называемые «формы нахождения» ртути.

Предполагается, что бромирование или хлорирование ртути может быть основным механизмом ее химического преобразования, которое влияет на формы ее нахождения. К числу других потенциальных механизмов относится взаимодействие ртути с поверхностями зольных частиц, на которых находятся

реактивные химические вещества, катализаторы и зоны сорбционной активности; это взаимодействие приводит к преобразованию элементарной ртути в оксид, а также элементарной и окисленной ртути в ртуть, связанную с твердыми частицами (Galbreath and Zygarlicke, 2000).

В газовой фазе окисление происходит главным образом с участием различных форм хлора, которые изначально присутствует в угле, по мере охлаждения газов при прохождении через подогреватель воздуха и воздухоочистные устройства. Степень окисления ртути в газовой фазе сильно зависит от сорта угля, концентрации хлора в угле и условий эксплуатации котлоагрегата (например, соотношения воздуха и топлива и рабочей температуры). Так, в исследовании по определению форм нахождения ртути в 14 различных системах сжигания угля сообщается, что на технологическом отрезке до воздухоочистных устройств окисленная ртуть может присутствовать в пропорции от 30 до 95 процентов (Prestbo and Bloom, 1995). Обзор литературы показывает, что содержание окисленной ртути, как правило, составляет 45–80 процентов, при этом основной окисляемой формой ртути является ее хлорид (Senior et al., 2004).

На электростанциях и в промышленных котлоагрегатах используются различные методы сгорания или сжигания угля. К ним относятся:

- сжигание пылевидного угля во взвешенном состоянии (сжигание пылевидного угля);
- сжигание в слоевой топке (т.е. сжигание на медленно движущихся или стационарных решетках);
- сжигание в псевдооживленном слое (стационарного пузырькового типа или циркулирующем псевдооживленном слое);
- сжигание измельченного угля в циклонной топке.

Большая часть выработки пара на крупных ТЭЦ производится за счет сжигания пылевидного угля. В пылеугольном котлоагрегате мелко дробленый уголь измельчается до порошкообразного состояния, после чего подается непосредственно на отдельные горелки, где, смешиваясь с подогретым топочным воздухом, сжигается в пламени горелки. Тепловая энергия от сжигания используется для производства пара, который приводит в движение турбогенератор, производящий электроэнергию. Полевые эксперименты показывают, что соотношение форм нахождения на протестированных пылеугольных котлах сильно различаются (Wang et al., 2010).

В некоторых регионах мира до сих пор применяется сжигание в слоевой топке, в основном в небольших котлоагрегатах. При сжигании в слоевой топке подогретый воздух проходит вверх через отверстия в решетке. Под решетками расположены заслонки, обеспечивающие правильное смещение потока воздуха. При дожигании (с добавлением вторичного воздуха над решеткой) увеличивается турбулентность газов, поступающих из решетки, и подается необходимый воздух к тем фрагментам топлива, которое сгорает во взвешенном виде. По сравнению с пылеугольными котлами в слоевых топках в целом образуется меньше твердых частиц (ТЧ) на единицу сжигаемого топлива, а сами частицы имеют более крупный размер, так как сгорание происходит в статическом слое без существенного переноса золы в отработанные газы.

Сжигание в кипящем слое особенно практично при работе на низкосортном угле (поскольку не требует его сушки). В топке с псевдооживленным слоем пузырькового типа размер частиц угля и скорость вертикального воздушного потока настраиваются таким образом, чтобы создать обособленную горизонтальную плоскость, которая отделяет активный слой от открытой топки с перемежающимся потоком. Основным механизмом регулирования температуры слоя и теплопередачи к стенам камеры сгорания, а также к любой поверхности нагрева, погруженной в псевдооживленный слой является изменение общего количества твердых веществ. Температура в топке с псевдооживленным слоем может регулироваться лишь в узком диапазоне. Локальные измерения концентраций ртути из котла с циркулирующим псевдооживленным слоем показывают, что преобладающим типом ртути в дымовом газе такого котла является ртуть в виде твердых частиц (Duan et al., 2010).

При сжигании в циклонной топке измельченный (но не порошкообразный) уголь сжигается в вихревой топочной камере при высоких температурах, при этом большая часть минерального вещества из угля преобразуется в жидкий шлак. Затем в топку поступают горячие газы, которые сообщают тепло ее стенкам и потоками передают тепло образующемуся пару, направляемому на турбогенератор для производства электроэнергии. По сравнению с пылеугольными котлами в циклонных котлах образуется меньше золы на единицу сжигаемого угля, так как большая часть минерального вещества в циклонном котле превращается в жидкий шлак, который собирается из нижней части вихревой камеры сгорания.

### 3 Перечень методов сокращения выбросов ртути

В данном разделе описаны подходы к сокращению выбросов ртути и технологии контроля, которые какая-либо Сторона или какое-либо предприятие могут рассматривать при определении НИМ (см. раздел 5 ниже). К ним относятся подготовка угля, попутное удаление ртути и специальные технологии для удаления ртути.

#### 3.1 Промывка угля

Промывка угля снижает содержание в нем золы и повышает его теплотворную способность, увеличивая таким образом КПД котла (Satyamurty, 2007). Она предназначена главным образом для минимизации содержания в угле золы и серы, однако наряду с этим она позволяет также уменьшить содержание в угле ртути, и в некоторых случаях уже применяется для этой цели. Неподготовленный уголь содержит минеральные примеси, например, фрагменты породы и глины, которые называются золой. По мере целесообразности неподготовленный уголь следует обрабатывать (или очищать), чтобы уменьшить содержание золы, увеличить его теплотворную способность и снизить содержание твердых частиц (ТЧ), серы и (потенциально) ртути и, в конечном итоге, снизить выбросы вследствие сжигания угля в котле. Кроме того, удаление минеральных примесей позволяет также снизить расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание и замедлить изнашивание котельного агрегата. Тем не менее, следует отметить, что большая часть лигнитов и бурых углей не поддаются обычной промывке (Institution of Chemical Engineers, 1997).

Обычные методы промывки угля также позволяют удалить некоторую часть ртути, связанной с негорючими минеральными материалами. Однако они, как правило, не справляются с удалением ртути, связанной с органическим углеродным скелетом угля (USEPA, 2002). В одной из обзорных работ приведены экспериментальные данные по 26 образцам битуминозного угля из Соединенных Штатов с широким разбросом количеств ртути, которая была удалена при промывке угля (USEPA, 1997). Эта тенденция была подтверждена еще одним исследованием (USGS, 2014), в котором был сделан вывод об эффективности промывки угля для снижения концентраций родственных пириту элементов, таких как ртуть. В другом исследовании сообщалось, что в пересчете на содержание энергии средний уровень сокращения ртути составил 37 процентов (Toole-O'Neil et al., 1999).

Различия указанных выше величин сокращения ртути могут объясняться типом процесса промывки угля, различной сортностью угля, а также характером присутствующей в его матрице ртути. Таким образом, при использовании обычных методов промывки угля возможно удаление из него некоторого количества ртути. Тем не менее, эффективность удаления ртути при обычной промывке угля может сильно варьироваться в зависимости от источников угля и характера присутствующей в нем ртути.

#### *Межсредовое загрязнение вследствие промывки угля*

При промывке угля образуется загрязненный шлам, содержащий ртуть. Если не налажено безопасное регулирование шлама от промывки угля, то имеется потенциальная возможность загрязнения почвы или грунтовых вод.

#### 3.2 Вклад СКЗВ в удаление ртути

СКЗВ, монтируемые главным образом для контроля  $\text{SO}_2$ ,  $\text{NO}_x$  или твердых частиц (ТЧ), позволяют удалять ртуть из дымовых газов. Этот метод называется побочным удалением ртути. Побочное удаление ртути системами контроля загрязнения воздуха, не предназначенными специально для ее фильтрации, как правило, осуществляется двумя основными способами: удаление окисленной ртути в мокром скруббере для десульфуризации дымовых газов (мокрая ДДГ); и удаление ТЧ-связанной ртути в устройстве фильтрации ТЧ, например, в электростатическом пылеуловителе (ЭСП) или тканевом фильтре (ТФ). Побочное удаление ртути может осуществляться также в распылительных сушилках. Эффективность удаления ртути зависит от конфигурации оборудования для контроля загрязнения окружающей среды. Обзор величин побочного удаления ртути, соответствующих различным конфигурациям существующих СКЗВ, приводится в Таблица 2 (Srivastava et al., 2006; EIPPCB, 2013). Следует отметить, что показатели побочного удаления, приведенные в Таблица 2, будут меняться в зависимости от свойств угля и эксплуатационных параметров СКЗВ.

**Таблица 2**

Обзор показателей побочного удаления ртути в СКЗВ

<b>Имеющееся фильтрационное оборудование</b>	<b>Качественные показатели улавливания ртути</b>
Только ЭСПх	Хорошее улавливание ртути, связанной с частицами; лучше подходит для угля с высоким содержанием хлоридов, чем для низких сортов угля.
Только ЭСПг	Низкий уровень улавливания
Только ТФ	Хорошее улавливание окисленной ртути
ЭСПх + мокрая ДДГ	В целом хорошее улавливание при использовании угля с высоким содержанием хлоридов в силу присутствия растворимой окисленной ртути в дымовых газах. Относительно невысокое улавливание при использовании угля низкой сортности. Повторные выбросы элементарной ртути могут уменьшать эффективность побочного удаления.
ЭСПг + мокрая ДДГ	В целом хорошее улавливание при использовании угля с высоким содержанием хлоридов в силу присутствия растворимой окисленной ртути в дымовых газах. Относительно невысокое улавливание при использовании угля низкой сортности. Повторные выбросы элементарной ртути могут уменьшать эффективность побочного удаления.
РАС + ТФ	В целом хорошее улавливание при использовании угля с высоким содержанием хлоридов; ожидается менее эффективное улавливание при использовании низкосортного угля.
ТФ + мокрая ДДГ	В целом хорошее улавливание при использовании угля с высоким содержанием хлоридов в силу присутствия растворимой окисленной ртути в дымовых газах. Относительно невысокое улавливание при использовании угля низкой сортности. Повторные выбросы элементарной ртути могут уменьшать эффективность побочного удаления. Элементарная ртуть может окисляться при прохождении через ТФ и улавливаться мокрым скруббером.
СКВ + ЭСПх	Хорошее улавливание ртути, связанной с частицами; лучше подходит для угля с высоким содержанием хлоридов, чем для низкосортного угля.
СКВ + ЭСПг	Низкий уровень улавливания
СКВ + ЭСПх + мокрая ДДГ	В целом хорошее улавливание при использовании угля с высоким содержанием хлоридов в силу увеличения объема растворимой окисленной ртути в дымовых газах благодаря использованию СКВ. Более эффективное улавливание при использовании низкосортного угля в силу увеличения объема растворимой окисленной ртути в дымовых газах. Повторные выбросы элементарной ртути могут уменьшать эффективность побочного удаления. Хорошее улавливание ртути, связанной с частицами.
СКВ + ТО + ПНТ-ЭСП + мокрая ДДГ	Очень хорошее улавливание при использовании угля с высоким содержанием хлоридов в силу увеличения объема растворимой окисленной ртути в дымовых газах благодаря использованию СКВ. Более эффективное улавливание при использовании низкосортного угля в силу увеличения объема растворимой окисленной ртути в дымовых газах. Повторные выбросы элементарной ртути могут уменьшать эффективность побочного удаления. Сочетание теплообменника и предельно низкотемпературного ЭСП улучшает захват частиц и паров ртути.
СКВ + РАС + ТФ	В целом хорошее улавливание при использовании угля с высоким содержанием хлоридов; менее эффективно при использовании низкосортного угля. СКВ усиливает улавливание за счет преобразования элементарной ртути в окисленные формы при наличии хлора в дымовых газах.
СКВ + ЭСПг + мокрая ДДГ	В целом хорошее улавливание при использовании угля с высоким содержанием хлоридов в силу увеличения объема растворимой окисленной ртути в дымовых газах благодаря использованию СКВ. Более эффективное улавливание при использовании низкосортного угля в силу увеличения объема растворимой окисленной ртути в дымовых газах. Повторные выбросы элементарной ртути могут уменьшать эффективность побочного удаления.
СКВ + ТФ + мокрая ДДГ	В целом хорошее улавливание при использовании угля с высоким содержанием хлоридов в силу увеличения объема растворимой окисленной ртути в дымовых газах благодаря использованию СКВ. Более эффективное улавливание при использовании низкосортного угля в силу увеличения объема растворимой окисленной ртути в дымовых газах. Повторные выбросы элементарной ртути могут уменьшать

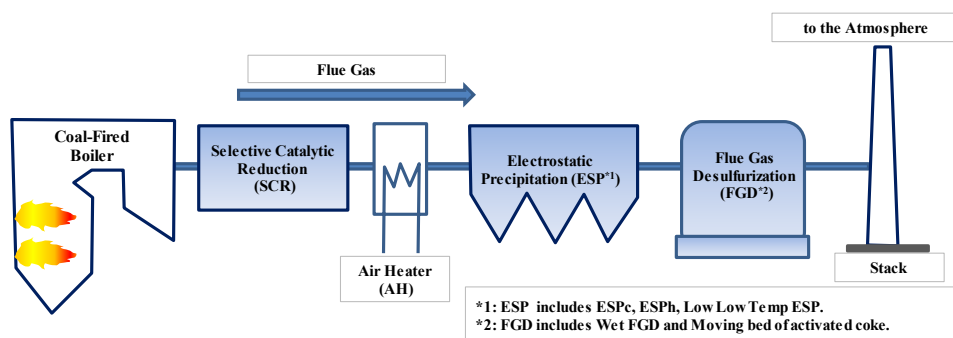
эффективность побочного удаления. Хорошее улавливание ртути, связанной с частицами.

**Примечание:**

ЭСП = электрофильтр; ЭСПх = ЭСП на холодной стороне; ЭСПг = ЭСП на горячей стороне; ТФ = тканевый фильтр; СКВ = селективное каталитическое восстановление; РАС = распылительная абсорбционная сушилка (сухой скруббер); мокрая ДДГ = десульфуризация дымовых газов в мокром скруббере; ТО = теплообмен; ПНТ-ЭСП = предельно низкотемпературный ЭСП.

«Низкий» уровень означает улавливание менее 30 процентов, «высокий»/«хороший» - более 70 процентов, «умеренный» - от 30 до 70 процентов.

Одна из конфигураций СКЗВ, представленных в Таблица 2 (СКВ + ЭСПх + ДДГ), схематически показана на **Error! Reference source not found.** ниже (Ito et al., 2006). Например, в Японии такое сочетание устройств позволяет достигать 74-процентного уровня эффективности удаления ртути (Ito et al., 2006). Таким образом, побочные методы позволяют контролировать несколько загрязнителей воздуха, включая ртуть.



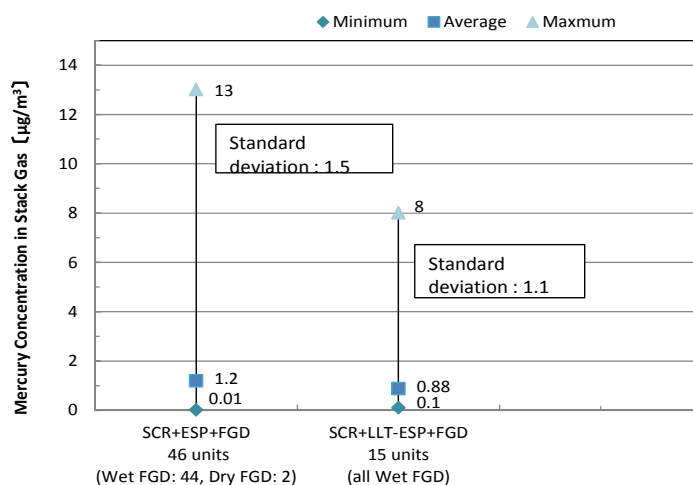
**Рисунок 3. Технологическая карта типичной конфигурации угольных электростанций в Японии (Ito et al., 2006) (пересм.)**

Flue Gas	Дымовой газ
to the Atmosphere	В атмосферу
Coal-Fired Boiler	Угольный котел
Selective Catalytic Reduction (SCR* <sup>1</sup> )	Селективное каталитическое восстановление (СКВ* <sup>1</sup> )
Electrostatic Precipitation (ESP* <sup>2</sup> )	Электростатическое пылеосаждение (ЭСП* <sup>2</sup> )
Flue Gas Desulfurization	Десульфуризация дымовых газов
Air Heater (AH)	Подогреватель воздуха
Stack	Труба
*1: ESP includes ESPc, ESPh, Low Low Temp ESP	*1: ЭСП включает ЭСПх, ЭСПг, низк.-темп. ЭСП
*2: FGD includes WetFGD and Moving bed of activated coke	*2: ДДГ включает мокрую ДДГ и подвижный слой с акт. углем

Высокого уровня удаления при побочной фильтрации можно добиться путем объединения селективного каталитического восстановления (СКВ), электростатического пылеосаждения с холодной стороны (ЭСПх) и применения скруббера для десульфуризации дымовых газов (ДДГ). Сочетание этих методов довольно часто встречается на усовершенствованных угольных электростанциях в некоторых странах и широко применяется, например в Японии, как показано на **Error! Reference source not found.** Сочетание СКВ, ЭСП и ДДГ, как продемонстрировано этими примерами, позволяет обеспечивать удаление 50–90 процентов NO<sub>x</sub>, более чем 99 процентов ТЧ и 76-98 процентов SO<sub>2</sub>, а также высокий уровень удаления ртути, который в среднем составляет 74 процента, в результате чего в рамках данного примера концентрация ртути в дымовом газе составляет 1,2 мкг/м<sup>3</sup>. Кроме того, сочетание СКВ, предельно низкотемпературного ЭСП (ПНТ-ЭСП) с рабочей температурой 90°C и мокрого ДДГ

позволяет добиваться довольно высокого уровня удаления ртути, составляющего в среднем 87 процентов, в результате чего в данном конкретном случае концентрация ртути в дымовых газах составит 0,88 мкг/м<sup>3</sup>. Метод ПНТ-ЭСП, который требует охлаждения дымового газа, позволяет повысить эффективность фильтрации частиц за счет снижения объема газа и уменьшения резистивности золы в силу конденсации SO<sub>3</sub> и адсорбции влаги на летучую золу, а также увеличивает адсорбцию ртути на летучую золу благодаря меньшей температуре дымовых газов. Это также позволяет избежать затрат, связанных с повторным нагреванием дымового газа или последующего переоборудования трубы для влажного газа. В случаях, когда повторное нагревание отходящих газов для мокрого ДДГ не требуется, рекуперативное тепло может использоваться в котле или паровой турбине для повышения КПД установки и, следовательно, общего повышения ее производительности (Nakayama et al, 2006, Iwatsuki et al 2008).

Концентрации ртути, показанные на рисунке 4, имеют широкий разброс. Причиной тому является наличие в данных установках более старых блоков меньшего размера, на которые приходится более высокие концентрации. С другой стороны, два блока с подвижным слоем активированного угля (Peters, 2010), где применяется сухая ДДГ, демонстрируют более высокую производительность по сравнению с мокрой ДДГ. Производительность такой установки выше, чем у комбинации ПНТ-ЭСП и мокрой ДДГ (CRIEPI and FEPC, 2012).



*Примечание:* В конфигурации «СКВ + ЭСП + ДДГ» ЭСП включает в себя ЭСПг, ЭСПх и ПНТ-ЭСП. Диапазон рабочих температур у ЭСПг составляет 300 - 400°C, у ЭСПх - 130-180°C, у ПНТ-ЭСП 90 - 100°C.

Minimum	Минимум
Average	Средн.
Maximum	Максимум
Mercury concentration in stack gas [µg/m <sup>3</sup> ]	Концентрация ртути в дымовом газе (мкг/м <sup>3</sup> )
Standard deviation	Среднеквадратичное отклонение
SCR + ESP + FGD 46 units (Wet FGD: 44, Dry FGD: 2)	СКВ + ЭСП + ДДГ 46 установок (Мокрые ДДГ: 44, сухие ДДГ: 2)
SCR + LLT-ESP + FGD 15 units (All wet FGD)	СКВ + ПНТ-ЭСП + ДДГ 15 установок (Мокрые ДДГ)

**Рисунок 4.** Концентрации ртути в дымовых газах угольных электростанций с СКВ + ЭСП + ДДГ и СКВ + ПНТ-ЭСП + ДДГ

В таблице 3 приведены краткие сведения о показателях удаления ртути в СКЗВ на угольных установках в Китае. Эта таблица показывает, что в некоторых случаях сочетание ЭСП и мокрой ДДГ позволяет доводить уровень удаления ртути до 88 процентов. Сочетание СКВ, ЭСП и мокрой ДДГ, которое часто



используется на китайских угольных электростанциях, может обеспечивать еще более высокие показатели удаления ртути, достигающие, например, 95 процентов. Высокие показатели удаления ртути также наблюдаются при сочетании методов СКВ, ТФ и мокрой ДДГ.

**Таблица 3.**

Эффективность удаления ртути, типичные комбинации СКЗВ в Китае (в процентах) (Zhang et al., 2015)

<i>Комбинация СКЗВ</i>	<i>Среднее</i>	<i>Мин.</i>	<i>Макс.</i>	<i>Среднеквадратическое отклонение</i>	<i>Колво испытаний</i>
Мокрый скруббер ГЧ	23	7	59	18	8
ЭСПх	29	1	83	19	64
ТФ	67	9	92	30	10
ЭСПх + мДДГ	62	13	88	22	19
ТФ + мДДГ	86	77	97	10	3
СКВ + ЭСП + мДДГ	69	36	95	24	4
СКВ + ТФ + мДДГ	93	86	99	9	2
ЭСПх + ЦКС-ДДГ + ТФ	68	68	68		1

В таблице 4 ниже показаны зафиксированные в ходе измерений величины выбросов ртути на различных угольных электростанциях, которые получены в рамках побочного использования средств контроля загрязнений. Отдельные примеры в этой таблице показывают, что методы побочного контроля в некоторых случаях позволяют сильно снижать концентрацию ртути в дымовых газах.

**Таблица 4**

Уровни выбросов при использовании методов побочного удаления (по данным, обобщенным в работе ZMWG, 2015)

<i>Станция</i>	<i>Тип угля</i>	<i>Уровень выбросов (мкг/Нм³) (нормированный по 6-процентному содержанию O₂)</i>	<i>Размер котла (МВт)</i>	<i>Метод обработки дымовых газов</i>
Федерико II –Бриндизи, Италия	каменный уголь	0,69	1 700	ЭСП + СКВ + мДДГ
Торревальдалига Норд, Италия	каменный уголь	0,99	1 420	ТФ + СКВ + мДДГ
Импьянто термоэлектрико ди Фузина, Италия	каменный уголь	0,8	431	ТФ + СКВ + мДДГ
Хайден, Германия	каменный уголь	0,5	2 150	ЭСП + СКВ + мДДГ
ФХКВ Меллах, Австрия	каменный уголь	0,5	543	ТФ + СКВ + мДДГ
Бриндизи БР III и БР II, Италия	каменный уголь	0,5	857	ЭСП + СКВ
«Крефельд, Куррента», Германия (промышленный котел)	каменный уголь	0,2	105	ТФ
«Салем Харбор», США	каменный уголь	0,2-0,4	300	ЭСП
Электростанция «Гусимиче», Чехия	лигнит	2,6	890	ЭСП + мДДГ
Нейрат, блоки А и F, Германия	лигнит	3,0	855	ЭСП + мДДГ
Тепларна Табор, Чехия	лигнит	3,3	199	ЭСП

Все значения основаны на данных периодического отбора проб; для станции «Салем Харбор» данные основаны на результатах непрерывного мониторинга выбросов. Данные относятся к 2010 году.

### 3.2.1 Устройства контроля твердых частиц

Имеется два основных типа устройства для контроля ТЧ: ЭСП и ТФ. В угольных котлах также используются мокрые скрубберы ТЧ.

#### 3.2.1.1 Электростатические пылеосадители (ЭСП)

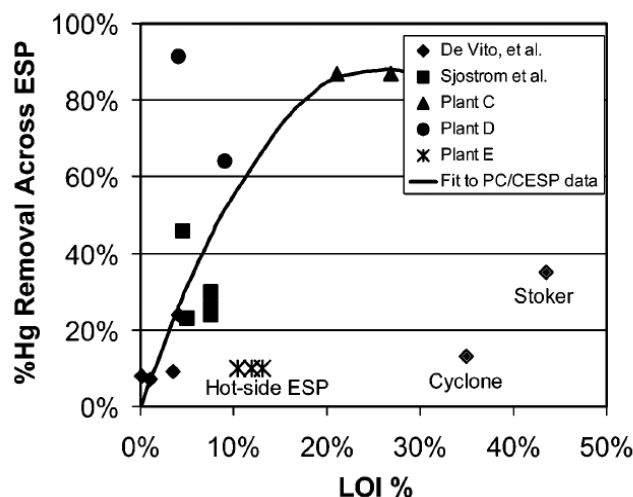
ЭСП, как правило, конструктивно обеспечивают улавливание более 99 процентов ТЧ с учетом ряда различных факторов, описанных во вводном разделе. Эффективность улавливания ЭСП также зависит от содержания в угле серы, которое влияет на сопротивление золы. Уголь, который содержит умеренное или большое количество серы, образует легко улавливаемую золу. Малосернистый уголь образует золу с большим сопротивлением, отфильтровать которую сложнее. Сопротивление золы можно изменить путем снижения температуры в ЭСП или путем кондиционирования частиц до их входа в ЭСП за счет обработки триоксидом серы ( $\text{SO}_3$ ), серной кислотой ( $\text{H}_2\text{SO}_4$ ), водой, натрием или аммиаком ( $\text{NH}_3$ ).

Для каждого конкретного вида угольной золы эффективность фильтрации с использованием ЭСП определяется размером частиц. КПД улавливания частиц крупнее 1 мкм - 8 мкм обычно составляет от 95 до 99,9 процента. Однако исключения представляют частицы размером около 0,3 мкм, КПД улавливания которых снижается до 80-95 процентов (Lawless, 1996).

Имеется два типа ЭСП, различающиеся по месту нахождения в системе котлоагрегата: это так называемые ЭСП с холодной стороны (ЭСПх) и ЭСП с горячей стороны (ЭСПг). ЭСПх устанавливается после подогревателя воздуха (где температура дымового газа находится в диапазоне от 130°C до 180°C). СПГ устанавливается до подогревателя воздуха (с температурой газа от 300°C до 400°C) и позволяет использовать для целей фильтрации меньшее сопротивление летучей золы при высоких температурах. Этот метод приносит особую пользу при применении в котлоагрегатах, работающих на низкосернистом угле, так как в них образуется летучая зола с высоким электрическим сопротивлением. Одним из новых видов ЭСП является мокрый ЭСП, позволяющий удалять значительно большее количество мелких частиц (Altman et al., 2001; Staehle et al., 2003). Однако рабочих измерений уровня удаления ртути в мокром ЭСП не проводилось.

Были зафиксированы различные уровни удаления ртути в ЭСП. Уровень удаления ртути зависит от типа ЭСП (холодный или горячий), типа топливного угля, типа котла, а также других факторов, таких как содержание серы в угле и уровень концентрации несгоревшего углерода в золе. ЭСПг обладают, как правило, меньшей эффективностью удаления ртути, чем ЭСПх. Например, средний зафиксированный уровень удаления ртути с использованием ЭСП при сжигании битуминозного угля составляет около 30 процентов, тогда как диапазон замеренных параметров эффективности варьирует от нуля до 60 процентов (US EPA, 2001). Диапазон измеряемых параметров удаления ртути, особенно для ЭСП, может указывать на потенциал повышения уровня улавливания ртути за счет повышения эффективности устройства для сбора ТЧ. Необходимо понимать, что эффективность сбора ТЧ тем или иным устройством в свою очередь зависит от мощности улавливания им выбросов ртути.

Базовое моделирование удаления ртути в ЭСП показывает, что даже в идеальных условиях ограничения массообмена могут снижать потенциал улавливания ртути с использованием ТЧ, собираемых на электродах ЭСП (Clack, 2006 and Clack, 2009). В процессе сбора ТЧ ЭСП позволяет удалять лишь  $\text{Hg}_p$ .  $\text{Hg}_p$  обычно связывается с несгоревшим углеродом (НСУ). У неорганических фракций (золы) потенциал адсорбции ртути обычно меньше, чем у НСУ, присутствующего в золе. При исследовании золы битуминозного угля была отмечена зависимость между количеством НСУ и уровнем удаления ртути в различных ЭСПх (Senior and Johnson, 2008). Эта зависимость показана на Рисунок 5, где приведены данные о доле улавливания (доля от количества ртути, поступающей в ЭСП), представленной в виде производной количества НСУ. На рисунке 5 НСУ выражается в виде измеренной величины потери при сжигании (ППС). Можно увидеть, что в ЭСП, улавливающих золу с содержанием приблизительно 5 процентов НСУ, уровень улавливания составляет от 20 до 40 процентов. При повышении содержания НСУ можно увидеть, что уровень фильтрации ртути достигает 80 процентов; возможно, это происходит в силу наличия галогенов (Vosteen et al., 2003).



**Рисунок 5.** Удаление ртути в ЭСП как производная от количества несгоревшего углерода (ППС в %) в золе (Senior and Johnson, 2008)

% Hg removal across ESP	% ртути, удаляемой ЭСП
Plant C	Завод С
Plant D	Завод D
Plant E	Завод E
Fit to PC/CESP data	Скорректировано по данным PC/CESP
Hot-side ESP	ЭСП с горячей стороны
Cyclone	Циклон
Stoker	Печь с забрасывателем
LOI %	ППС в %

Помимо количества НСУ на объем улавливания ртути в ЭСП могут влиять такие свойства НСУ, как площадь поверхности, размер частиц, пористость и химический состав (Lu et al., 2007). В данном исследовании было установлено, что при снижении содержания ртути в НСУ в целом увеличивается при параллельном уменьшении размера частицы. Кроме того, было установлено, что размер частицы НСУ - это основной фактор, влияющие на адсорбцию ртути. Поэтому вполне вероятно, что повышение эффективности и связанное с ним увеличение уровня улавливания мелкой летучей золы и мелкого НСУ приведут к сокращению выбросов ртути. Тем не менее, следует отметить, что большая часть НСУ представляет собой очень крупные частицы.

К числу других важных факторов, регулирующих количество ртути, которая улавливается в составе летучей золы (и впоследствии удаляется из дымового газа), относятся тип используемого ЭСП (например ЭСПх или ЭСПг), использование  $SO_2$  в качестве вещества для кондиционирования дымового газа и тип сжигаемого угля. Более высокий уровень улавливания ртути наблюдается в ЭСП, которые смонтированы в котлах, работающих на угле с высоким содержанием галогенов и большим объемом образования НСУ в дымовом газе. Оба этих параметра способствуют образованию окисленной ртути, связанной с ТЧ, которая легче фильтруется в ЭСП, чем элементарная ртуть. Отсюда следует, что повышение производительности ЭСП позволяет увеличить количество ртути, удаляемой из дымового газа. Объем этого увеличения будет находиться в прямой зависимости от дополнительного количества ТЧ, удаляемых ЭСП. Для повышения эффективности удаления ТЧ в ЭСП можно использовать низкостойкие методы, такие как обеспечение точного прилегания панелей, совершенствование схемы встряхивания электродов, полное устранение просачиваний и другие подходы (Zykov et al., 2004; Deye and Layman, 2008). Поддержание в фильтре низких температур (ниже 150 °C) также позволяет повысить эффективность контроля ртути: в Японии были опробованы на практике ПНТ-ЭСП, продемонстрировавшие более высокую эффективность удаления пыли и ртути (CRIEPI and FEPC, 2012).

Следует отметить, что положительное воздействие  $\text{SO}_3$  на улавливание частиц частично нивелируется конкуренцией между  $\text{SO}_3$  и ртутью за абсорбцию на летучей золе.

### 3.2.1.2 Тканевые фильтры (ТФ)

По сравнению с ЭСП ТФ отличаются большей эффективностью удаления мелких частиц, особенно субмикронного размера.

Более высокие показатели удаления ртути обычно демонстрируются не ЭСП, а ТФ. ТФ более эффективно удаляют мелкие ТЧ (в частности субмикронные), чем ЭСП, и они также позволяют удалять большие объемы ртути в газовой фазе, чем ЭСП. По сравнению с ЭСП (где газ проходит через поверхность кека) в ТФ время контакта продолжительнее, а сам контакт плотнее (поскольку газ в них проникает через фильтрационный кека). Благодаря этому газообразная элементарная ртуть более активно окисляется и преобразуется в форму, обеспечивающую ее улавливание в ТФ. Так, в ходе исследования по сравнению эффективности улавливания ртути в ЭСП и ТФ на угольных электростанциях в Китае был установлен уровень в диапазоне от 1 до 83 процентов улавливания в ЭСП и от 9 до 92 процентов улавливания в ТФ (Zhang et al., 2015). Средняя эффективность улавливания ртути в ЭСП и ТФ на данных угольных электростанциях составила соответственно 29 и 67 процентов (Zhang et al., 2015).

ТФ также могут быть интегрированы с ЭСП в составе системы ЭСП-ТФ, использование которой в Китае распространено столь же широко, как и применение ТФ. Эффективность удаления ртути в ЭСП-ТФ находится на уровне, равномерно отстоящем от показателей ЭСП и ТФ. Средневзвешенный показатель удаление ртути в ЭСП-ТФ составляет 43 процента (Zhang, 2015).

### 3.2.1.3 Мокрые скрубберы ТЧ

В большей части промышленных котлов малой и средней мощности в Китае для сокращения выбросов ТЧ применяются мокрые скрубберы ТЧ. Мокрый скруббер ТЧ имеет алгоритм химических реакций, аналогичны схеме работы мокрого ДДГ. Однако в традиционных мокрых скрубберах ТЧ в качестве абсорбента используется простая вода, что приводит к большим повторным выбросам ртути. В Китае измерения на местах показали, что в мокрых скрубберах ТЧ промышленных угольных котлоагрегатов средняя эффективность удаления ртути составляет 23 процента (с разбросом от 7 до 59 процентов).

На угольных электростанциях Китая в силу присущих ей технико-экономических преимуществ все чаще используется конструкция интегрированного мраморного скруббера (ИМС), представляющая собой особый тип мокрого скруббера ТЧ для одновременного удаления ТЧ и  $\text{SO}_2$ . В ИМС в качестве абсорбента применяется щелочная жидкость, более эффективно улавливающая окисленную ртуть, аналогично мокрой ДДГ. КПД ИМС при удалении ртути может превышать эффективность традиционных мокрых скрубберов ТЧ в силу фильтрации  $\text{SO}_2$ , однако рабочих измерений в этой связи не проводилось.

#### *Межсредовое воздействие устройств контроля ТЧ*

В случае использования устройств контроля ТЧ возможно появление определенных межсредовых последствий. При повторном нагревании зольной пыли в устройствах контроля ТЧ возможны повторные выбросы ртути, содержащейся в этой зольной пыли. Так, в составе золы ртуть может высвободиться в воздух, когда она используется в качестве сырьевого материала в цементной печи. Кроме того, возможно выщелачивание ртути из зольной пыли в грунтовые воды. Поэтому необходимо внедрение методов рационального удаления золы, отфильтрованной устройствами контроля ТЧ.

## 3.2.2 Устройства контроля $\text{SO}_2$

Ниже рассматриваются два основных метода сокращения выбросов  $\text{SO}_2$ : мокрая ДДГ и сухая ДДГ (сухой скруббер).

### 3.2.2.1 Мокрая десульфуризация дымовых газов (мокрая ДДГ)

На установках, оснащенных системами мокрой ДДГ, объемы побочного удаления можно повысить путем увеличения содержания фракции окисленной ртути в общем объеме ртути из дымовых газов либо за счет повышения эффективности средств контроля ТЧ (Sloss, 2009). Такого увеличения содержания фракций окисленной ртути можно добиться путем внесения химических соединений (окислителей) или путем окисления ртути в присутствии катализаторов (Амар et al., 2010). Катализатор может вводиться в дымовой газ исключительно для окисления ртути, однако возможно его введение для другой цели (например, для контроля выбросов  $\text{NO}_x$ ) и, соответственно, использование в качестве агента побочного удаления. Для эксплуатации систем мокрой ДДГ необходимо, чтобы устройства контроля ТЧ было установлено в технологической цепи до мокрого скруббера ДДГ (Srivastava and Jozewicz, 2001).

Как указывалось ранее, газовые соединения окисленной ртути обычно растворяются в воде; поэтому предполагается, что использование мокрой ДДГ обеспечит их эффективное улавливание (Reddinger et al., 1997; DeVito and Rossenhoover 1999). Однако элементарная газообразная ртуть в воде не растворяется и, следовательно, не абсорбируется в шламе ДДГ. Данные рабочей эксплуатации установок показывают, что в системах мокрой ДДГ, в которых используется кальций, можно рассчитывать на улавливание в среднем 75 процентов окисленной ртути (с разбросом от 67 до 93 процентов) (Chen et al., 2007; Kim et al. 2009; Wang et al., 2010; Sloss, 2015), однако в некоторых случаях в результате сложившегося в скруббере неблагоприятного химического равновесия был зафиксирован значительно меньший уровень улавливания (Niksa and Fujiwara, 2004).

Также было продемонстрировано, что в некоторых условиях в мокрых ДДГ возможно восстановление окисленной ртути до элементарной ртути, которая затем входит в состав повторных выбросов (Nolan et al., 2003). Поэтому применительно к мокрой ДДГ оптимизация стратегии побочного удаления иногда предполагает сохранение в системе определенного объема окисленной ртути в целях предупреждения повторных выбросов ртути. Такие повторные выбросы могут происходить, когда окисленная ртуть абсорбируется шламом мокрой ДДГ, преобразуется в элементарную ртуть и затем переходит в газовую фазу на выходе из скруббера.

Вследствие возникновения повторных выбросов снижается степень удаления ртути в мокрых ДДГ. Частота и масштаб повторных выбросов ртути из систем мокрой ДДГ определяется химической конфигурацией ДДГ (Renninger et al., 2004). Кроме того, очевидно увеличение потенциала к повторному выбросу ртути при применении мокрой ДДГ со значимым содержанием ртути в жидкой фазе (Chang et al., 2008). В некоторых случаях для предупреждения повторного выброса необходимо добавлять в жидкость ДДГ химические агенты или активированный уголь.

#### **3.2.2.2 Сухая ДДГ**

Распылительные сушилки обычно используются для контроля выбросов  $SO_2$  из источников, работающих на низко- и среднесернистом угле или из небольших угольных установок. Возможно удаление примерно до 95 процентов ртути путем одновременного использования на котлоагрегатах, работающих на битуминозном угле, РАС и ТФ. Однако в котлоагрегатах, оборудованных РАС-ТФ и работающих на лигнитах или других низкосортных видах угля с малым содержанием хлора, зафиксирован значительно меньший уровень улавливания ртути (примерно 25 процентов) (Senior, 2000). Скруббирование галогенированных видов в распылительной абсорбционной сушилке может снижать эффективность окисления и последующего улавливания ртути (по большей части в ее элементарной форме для этих сортов углей) в ТФ, установленных на следующих ступенях технологического цикла. Иногда с использованием только ТФ удается добиться более эффективного улавливания ртути из низкосортных углей, чем при применении РАС-ТФ (Srivastava et al., 2006).

В последнее время на установках, работающих на угле, все шире используется одна из технологий десульфуризации в сухом скруббере - обработка в циркуляционном сухом скруббере (ЦСС). Как и скруббер на основе РАС, ЦСС оснащен реакционной камерой и тканевым фильтром для улавливания побочных продуктов и золы. Отличительной чертой ЦСС является поступление реагирующих материалов в реакционную камеру в сухом виде с последующим разбавлением в данной камере перед поступлением на тканевый фильтр. Для регулирования температуры реактора на дно реакционной камеры распыляется вода. Реагирующими материалами являются разбавленный известняк и рециркулируемые твердые вещества из тканевого фильтра. В ЦСС концентрация твердых веществ выше, чем в РАС, что позволяет доводить объем фильтрации  $SO_2$  до 98 процентов (для сравнения, скрубберы РАС обеспечивают фильтрацию не более 95 процентов). Кроме того, в ЦСС может обрабатываться дымовой газ из более сернистого угля, чем в РАС, поскольку степень улавливания  $SO_2$  не ограничивается стехиометрией шлама (Аке, 2009).

Побочное улавливание ртути в ЦСС по своим масштабам аналогично скрубберам РАС, которые обеспечивают улавливание значительных объемов окисленной ртути. Поэтому при сжигании более хлорированных сортов угля можно добиться значительно большего побочного улавливания ртути, чем при сжигании менее хлорированного угля (Babcock Power, 2012).

#### *Межсредовое воздействие устройств контроля $SO_2$*

Для удержания ртути в системе мокрой ДДГ требуется высококачественная обработка сточной воды и шлама, с тем чтобы избежать простого перемещения ртути из воздуха в воду.

Если стенки системы ДДГ выполнены из материала, включающего сернистый кальций, то возможен повторный выброс содержащейся в нем ртути. При использовании системы РАС-ТФ возможно

выщелачивание ртути, выделенной из летучей золы и скопившейся на ТФ, в грунтовые воды. Поэтому необходимо рациональное регулирование золы, фильтруемой ТФ.

*Межсредовое воздействие устройств контроля  $SO_2$  (не связанной с ртутью)*

Обычно применение системы ДДГ приводит к повышению энергопотребления, как правило, примерно на 5 процентов.

### **3.2.3 Селективное каталитическое восстановление для контроля $NO_x$**

Технология СКВ была разработана для восстановления  $NO_x$  - посредством каталитической реакции  $NO_x$  с  $NH_3$  - до воды и азота. Данная реакция происходит на поверхности катализатора, помещенного в реакционный сосуд. Было продемонстрировано, что при определенных условиях катализаторы СКВ изменяют специацию ртути путем ускорения окисления элементарной ртути в оксид, особенно при сжигании высокохлорированного угля. Следует отметить, что само СКВ не обеспечивает удаления ртути. Однако благодаря повышению содержания ртути в ее оксидной форме СКВ увеличивает улавливание ртути устройствами контроля ТЧ и системами мокрой ДДГ, что повышает эффективность фильтрации этого вещества (Chu, 2004; Favale et al., 2013).

Поскольку эксплуатационные параметры СКВ (например, температура, концентрация  $NH_3$  в дымовом газе, размер катализационной подложки и активность катализатора) обычно определяются на основе стратегии контроля  $NO_x$ , самым перспективным параметром с точки зрения оптимизации удаления ртути является содержание хлора в угле. Как указано в следующем далее разделе о смешивании различных сортов угля, основанном на данных из Соединенным Штатам, у битуминозных углей степень окисления элементарной ртути в оксиды ртути выше, чем у суббитуминозных. Поэтому смешивание углей в определенной пропорции или добавление в них брома позволяет максимально увеличить эффективность побочного удаления при использовании имеющихся механизмов СКВ (Vosteen et al., 2006). Разрабатываются катализаторы СКВ, позволяющие оптимизировать не только удаление  $NO_x$ , но и окисление ртути.

Использование СКВ увеличивает степень окисления и улавливания ртути, в частности при увеличении доли битуминозного угля в смеси суббитуминозных и битуминозных углей. В ходе полевого исследования на крупном коммунальном предприятии, где в двух идентичных котлах сжигалась смесь из 60 процентов суббитуминозного и 40 процентов битуминозного угля (один с СКВ, другой без СКВ), на агрегате с СКВ было зафиксировано увеличение доли окисленной ртути до 97 процентов (по сравнению с 63 процентами на агрегате без СКВ). В целом в системах с СКВ окисление ртути по мере движения через систему увеличивается при росте доли битуминозного угля в смеси суббитуминозных и битуминозных сортов. Например, в смеси суббитуминозного и битуминозного угля в пропорции 65:35 это увеличение составило 49 процентных пунктов (с 13 до 62 процентов). Однако в смеси 79:21 это увеличение составило лишь 14 процентных пунктов (с 6 до 20 процентов) (Serre et al., 2008).

В котле без СКВ, работающем на однородном суббитуминозном угле доля окисленной ртути может составлять от 0 до 40 процентов (ICAC, 2010). В испытаниях, проведенных в ходе другого полевого исследования на трех установках по сжиганию битуминозного угля была зафиксирована степень окисления ртути в масштабе всей системы СКВ, составляющая 90 и более процентов. Величина удаления ртути после прохождения мокрых скрубберов при использовании СКВ в соответствующих случаях составила 84-92 процента, а без СКВ - 43-51 процент. Что касается установок, работающих на суббитуминозных углях, то в них специация ртути в масштабе реакторов СКВ менялась незначительно (Laudal, 2002).

Рабочее измерение на четырех угольных электростанциях в Китае показали, что степень окисления ртути в системе СКВ находится в диапазоне 34–85 процентов в зависимости от общего содержания в угле ртути и хлора и скорости впрыска  $NH_3$  в СКВ (Zhang et al., 2013).

*Межсредовое воздействие устройств контроля  $NO_x$*

При окислении ртути с использованием СКВ возможно увеличение содержания ртути в летучей золе и сернокислом кальции для ДДГ. Катализатор СКВ может иметь опасные свойства. Необходима либо регенерация использованного катализатора СКВ, либо его экологически безопасное удаление.

*Межсредовое воздействие устройств контроля  $NO_x$  (не связанные с ртутью)*

Обычно применение системы СКВ приводит к повышению энергопотребления, как правило, примерно до 3 процентов.

### 3.3 Методы повышения эффективности побочного удаления

Повышение эффективности побочного удаления можно добиться путем смешивания угля, добавления присадок к углю, а также применением ряда других методов, описанных ниже.

#### 3.3.1 Смешивание угля

Смешивание (или переключение) угля на электростанциях используется в рамках стратегии экономически эффективного ограничения выбросов SO<sub>2</sub>, при условии, что такое смешивание не противоречит конструктивным особенностям станции. Для снижения выбросов SO<sub>2</sub> обычно производится смешивание высокосернистых битуминозных сортов с низкосернистыми суббитуминозными. Одним из нежелательных последствий применения такой стратегии сокращения выбросов SO<sub>2</sub> является потенциальное изменение специации ртути, в результате которого уменьшается количество окисленной и возрастает количество элементарной ртути, что ухудшает ее улавливание в расположенной в выпускном тракте системе ДДГ. Однако смешивание различных сортов угля также может применяться для повышения концентрации окисленной ртути в дымовом газе. Помимо уровня содержания ртути необходимо знать такие значимые для ее удаления характеристики угля, как содержание хлора и брома или содержание щелочных элементов. Как правило, при сжигании битуминозных углей в дымовом газе образуется больше окисленной ртути, чем при сжигании суббитуминозных сортов. Оксидные формы ртути растворяются в воде, поэтому они значительно лучше улавливаются системами мокрой ДДГ. Соответственно, КПД улавливания ртути системой ДДГ будет во многом зависеть от концентрации окисленной ртути на входе в систему ДДГ (Miller et al., 2006).

Ниже рассматривается пример смешения угля в целях более эффективного удаления ртути при использовании систем контроля загрязнения воздуха в выпускном тракте агрегата. В Таблица (UNEP, 2010) представлены данные о свойствах типичных суббитуминозных (из Вайоминга, Соединенные Штаты) и битуминозных (из Иллинойса, Соединенные Штаты) сортов угля. Следует отметить, что представленные в Таблица 5 свойства приведены только в информационных целях и сильно зависят от места происхождения угля.

Таблица 5

Сравнение свойств суббитуминозных и битуминозных сортов угля

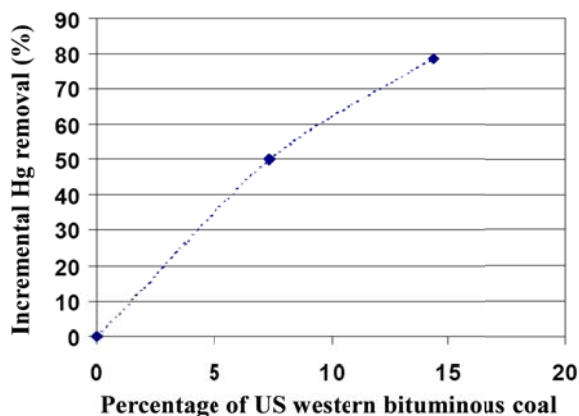
Содержание	Суббитуминозный уголь, вес %	Битуминозный уголь, вес %
Бром <sup>a</sup>	0,0006	0,02
Хлор <sup>a</sup>	0,003	0,100
Сера <sup>a</sup>	0,37	4,00
CaO	26,67	3,43
MgO	5,30	3,07
Na <sub>2</sub> O	1,68	0,60
Hg, чнм	0,1	0,1

<sup>a</sup> окончательный анализ, несортированный уголь, вес %

В Таблица 5 следует отметить, что исходя из этих усредненных данных содержание ртути в угле обоих типов составляет 0,1 чнм, однако концентрация хлора сильно варьирует от 0,003 процентов по весу в суббитуминозном угле до 0,1 процента в битуминозном угле. Кроме того, содержание щелочного материала (например, CaO) меняется от 3,43 процента по весу в суббитуминозном до 26,67 процента по весу в битуминозном угле. Таким образом, низкое содержание хлора в суббитуминозных сортах может привести к окислению лишь малой доли ртути и, следовательно, выбросу большего объема элементарной ртути. Смешивание битуминозных и суббитуминозных углей обеспечивает двойную выгоду: повышение концентрации хлора и уменьшение содержания щелочных элементов. В плане фильтрации ртути цель смешивания угля заключается в повышении концентрации галогенов путем смешивания сортов угля с относительно высоким и относительно низким содержанием галогенов, при условии, что такие сорта могут использоваться на станции.

На Рисунок ниже показан график повышения доли улавливаемой ртути в системе сухой ДДГ (сухая ДДГ плюс ТФ) при увеличении в смеси битуминозных и суббитуминозных углей доли битуминозных сортов (UNEP, 2011). Можно увидеть, что смешивание углей может потенциально увеличивать

улавливание ртути почти до 80 процентов. Тем не менее, следует вновь отметить, что природные значения удаления ртути носят лишь иллюстративный характер, тогда как фактические значения такого прироста могут варьироваться в зависимости от источников смешиваемого угля.



**Рисунок 6.** Возможное воздействие смешивания угля на улавливание ртути в системе сухой ДДГ

Incremental Hg removal (%)	Поэтапное удаление Hg (%)
Percentage of US western bituminous coal	Доля битуминозного угля с запада США

Таким образом, смешивание угля может потенциально увеличивать окисление ртути на установках, работающих на угле с низким содержанием хлора и высоким содержанием кальция. При определении специации ртути весьма важную роль играют характеристики различных типов угля. Это, в свою очередь, может сильно влиять на количество ртути, улавливаемой уже установленными устройствами контроля загрязнения воздуха, такими как системы ДДГ. Этот эффект может проявляться более ярко на установках, оснащенных описанными ниже системами СКВ.

### 3.3.2 Присадки для окисления ртути

Обычно количество улавливаемой ртути увеличивается по мере роста содержания галогенов в угле. Следовательно, для повышения степени улавливания ртути при сжигании угля с низким содержанием галогенов часто применяется добавление галогенов, таких как бромиды или хлориды. Вместо них могут добавляться HCl или хлорид аммония (NH<sub>4</sub>Cl). Галогеновые присадки стимулируют образование окисленной и связанной с твердыми частицами ртути, которая лучше фильтруется установленными в выпускном тракте устройствами. Особенную пользу для повышения эффективности улавливания ртути галогеновые присадки могут принести при использовании в установках, работающих на угле с низким содержанием галогенов. Эти присадки могут либо распыляться на угольное топливо, либо подаваться в твердом виде вместе с углем до прохождения распылительной камеры, либо впрыскиваться непосредственно в котел.

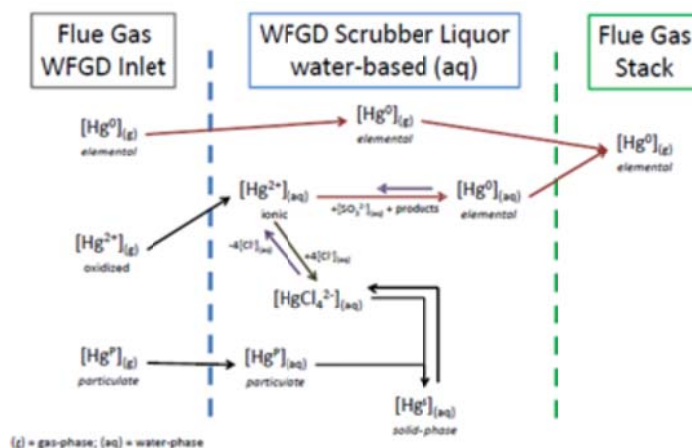
Предполагается, что бром эффективнее хлора, поскольку он активнее реагирует с ртутью (Vosteen et al., 2002; Vosteen et al., 2003; Vosteen et al., 2003b; Vosteen et al., 2003c; Buschmann et al., 2005). Хотя в угле обычно содержится значительно больше хлора, чем брома, считается, что при сжигании угля в дымовом газе одной из основных реакций является реакция однородного окисления (Vosteen et al., 2006b, Rini and Vosteen, 2008, Senior et al., 2008, Vosteen et al., 2010). Были проведены полномасштабные испытания с использованием в качестве предсжигательной присадки 52-процентного водного раствора бромистого кальция в концентрации 25 частей на миллион (чнм), что эквивалентно содержанию в угле; на агрегате мощностью 600 МВт, работающем на суббитуминозном угле и оборудованном системами СКВ и мокрой ДДГ, эффективность удаления выбросов ртути увеличилась с 55 до 97 процентов (Rini and Vosteen, 2009). В ходе полномасштабных испытаний, проведенных Институтом электроэнергетических исследований Соединенных Штатов на 14 установках, где в качестве топлива использовался низкохлористый уголь, было продемонстрировано окисление более чем 90 процентов ртути в дымовых газах при добавлении в уголь бромистых присадок в количестве, эквивалентном 25–300 чнм (Chang et al., 2008).





большей концентрации элементарной ртути, чем на входе в него, а сами такие случаи называются «повторными выбросами ртути» (Keiser et al., 2014).

При повторном выбросе ртути из мокрых скрубберов растворимая ионная ртуть восстанавливается до нерастворимой элементарной формы, что приводит к ее вторичному высвобождению в дымовые газы. На рисунке 8 ниже показана схема химических преобразований, по которой могут проходить абсорбция и повторные выбросы.



**Рисунок 8.** Схема абсорбции/десорбции ртути в дымовых газах в МДЦГ (Keiser et al., 2014)

Flue gas WFGD Inlet	Ввод дымового газа при МДЦГ
WFGD Scrubber Liquor water-based (aq)	Скрубберная жидкость МДЦГ на основе воды
Flue Gas Stack	Трубы дымовых газов

Были приложены серьезные усилия к разработке способов и продуктов, позволяющих предупредить повторный выброс ртути, и ряд из них был внедрен в промышленную практику. В принципе, все эти способы основаны на методе сокращения содержания растворимой ртути в скрубберной жидкости. Это достигается либо путем абсорбции ионной ртути на частицы, либо путем осаждения ионной ртути из жидкости (Chethan et al., 2014).

При использовании метода абсорбции ионная ртуть абсорбируется активированным углем. Активированный уголь добавляется в скрубберную жидкость (либо непосредственно в трубопроводы скрубберной жидкости, либо путем впрыскивания в дымовой газ до его прохождения через скруббер). Активированный уголь удаляется из скруббера на этапе дренажа.

Был определен ряд возможных осаждающих веществ, которые можно разделить на пять категорий: неорганические сульфиды; органические сульфиды; органические соединения, содержащие азот и серу; органические соединения, содержащие кислород и серу; серосодержащие полимеры с низким молекулярным весом (Keiser et al., 2014).

#### *Межсредовое воздействие присадок для мокрых скрубберов*

Уловленная ртуть выходит из скруббера либо в жидкой, либо в твердой фазе, в зависимости от конкретной присадки в скруббер.

#### **3.3.4 Катализатор селективного окисления ртути**

Хорошо известно, что катализаторы СКВ могут окислять элементарную ртуть, которая выходит из угольных котлов в газообразном состоянии и в форме твердых частиц (Laudal et al., 2002). Однако степень окисления ртути при применении катализатора СКВ соответствует степени окисления SO<sub>2</sub> и его преобразования в SO<sub>3</sub>, которое может вызвать засорение нагревателя воздуха, коррозию дымовой трубы и появление видимых дымовых струй.

Поэтому был разработан особый тип катализатора СКВ, обеспечивающий высокую степень окисления ртути и удаления NO<sub>x</sub> одновременно с низким преобразованием SO<sub>2</sub> в SO<sub>3</sub> (известный как катализатор селективного окисления ртути). В основе этого подхода лежит идея окислить как можно большее

количество элементарной ртути, а затем удалить окисленную ртуть в расположенной на одном из следующих этапов СКЗВ (Favale et al., 2013).

Катализатор СКВ для селективного окисления ртути, который повышает степень окисления ртути при сохранении исходной способности к СКВ, позволяет увеличить объем удаления ртути в рамках побочной фильтрации (Bertole, C., 2013). На некоторых существующих предприятиях в Северной Америке катализаторы СКВ уже были заменены катализаторами СКВ интенсивного окисления ртути. Было подтверждено, что такая частичная замена также позволяет снизить концентрацию ртути в отходящем газе (Favale et al., 2013).

#### *Межсредовое воздействие присадок для катализатора селективного окисления ртути*

Использование селективного катализатора окисления ртути, возможно, увеличивает содержание ртути в летучей золе и гипсе для ДДГ. Необходима либо регенерация использованного катализатора, либо его экологически безопасное удаление.

### **3.4 Впрыск активированного угля в целях отдельного регулирования ртути**

В целях удаления ртути возможно впрыскивание сорбентов с химической обработкой или без нее. Впрыскивание сорбентов в дымовой газ угольных котлов для улавливания выбросов ртути применяется на котлоагрегатах в Германии с 1990 года (Wirling, 2000) и внедрено в Соединенных Штатах более чем в 100 полномасштабных системах (GAO, 2009; Amar et al., 2010). Примерно с 2005 года технология впрыска активированного угля применяется в Соединенных Штатах на промышленной основе (ICAC, 2010a, Amar et al., 2010). Кроме того, эта технология была продемонстрирована на российской электростанции, работающей на российских сортах угля (USEPA, 2014). С 2007 года в ряде штатов США, например, в Массачусетсе, Нью-Джерси и Коннектикуте, во многих ранее существовавших угольных котлоагрегатах, работающих на битуминозных или суббитуминозных углях, на постоянной основе применяется впрыскивание активированного угля, что должно обеспечить соблюдение законодательно установленных предельных значений выбросов (ПЗВ) в диапазоне 1,1-3,3 грамма на гигаваатт-час (что эквивалентно уровню удаления 85-95 процентов). Соответствие этим ПЗВ было продемонстрировано путем измерения с использованием системы непрерывного мониторинга выбросов (НМВ) или методов сорбционной ловушки (Massachusetts Department of Environmental Protection, 2015; аналогичные сообщения из природоохранных ведомств штатов Нью-Джерси и Коннектикут). Для впрыска активированного угля (ВАУ) требуется установка на дальнейших этапах технологической цепи устройства для нейтрализации ТЧ.

В таблице 6 ниже показаны значения выбросов с четырех расположенных в Соединенных Штатах угольных электростанций, где применяются специальные методы нейтрализации выбросов ртути.

**Таблица 6**

Уровни выбросов с угольных электростанций, где применяется впрыск активированного угля

<i>Название</i>	<i>Тип угля</i>	<i>Нормированный уровень выбросов (мкг/Нм<sup>3</sup>) (нормированный по 6-процентному содержанию O<sub>2</sub>)</i>	<i>Период усреднения</i>	<i>Размер котла (МВт)</i>	<i>Метод обработки дымовых газов</i>
«Оук гроув», котел 1 США	лигнит	<0,80 в 2012 г.	ежемес./непр.	870	ТФ + СКВ + ДДГ + ВАУ
«ППЛ Монтана Корет» (США)	суббитуминозный	0,9	непр.	163	ВАУ с Ц-ПАУ + ЭСП
«Брейтон поинт», блоки №1,2,3 (комб.), Массачусетс, США	битуминозный	0,2	ежегодн., скользящее среднее за 12 мес.	1350	ВАУ + СКВ + ЭСП + РАС
«Бриджпорт харбор», блок № 3, Коннектикут, США	битуминозный	0,2-0,5	период.	400	ВАУ + ЭСП

Примечание. Ц-ПАУ - совместимый с цементом порошкообразный активированный уголь; данные за 2010 год, кроме данных об «Оук гроув».

### 3.4.1 Впрыскивание сорбента без химической обработки

К числу факторов, влияющих на эффективность улавливания ртути с помощью какого-либо конкретного сорбента, относятся физико-химические свойства сорбента, скорость впрыска сорбента, параметры дымовых газов (например, температура, концентрация различных видов галогенов, концентрация  $SO_3$ ), а также конфигурация имеющихся СКЗВ (Pavlish et al., 2003; Srivastava et al., 2006; Martin, 2009).

На Рисунке представлено краткое описание ряда испытаний впрыскивания необработанного активированного угля, проведенных более десяти лет назад на четырех электростанциях («Плезант прери», «Гастон», «Салем харбор», «Брейтон пойнт»). Эффективность удаления ртути путем впрыска необработанного активированного угля сильно зависит от сорта угля и типа системы контроля ТЧ, которая используется на станции. На станции «Плезант прери», оснащенной ЭСПх, использовался малосернистый уголь из бассейна реки Паудер (БРП). Уголь БРП - это низкосортный суббитуминозный уголь с малым содержанием хлора и кальция; это затрудняет окисление элементарной ртути хлором в дымовых газах. Впрыск активированного угля не позволяет эффективно контролировать выбросы ртути на этой станции (состоящие преимущественно из элементарной ртути), поскольку необработанный активированный уголь неспособен эффективно улавливать инертную элементарную ртуть. Противоположный пример демонстрирует работающая на низкосернистом битуминозном угле электростанция «Гастон», где впрыск активированного угля оказался чрезвычайно эффективным средством контроля выбросов ртути. Станция оснащена ЭСПг, за которым установлен специально спроектированный малый ТФ, называемый компактным гибридным коллектором твердых частиц (КГКТЧ). Впрыск необработанного активированного угля происходил на выходе из ЭСПг в связи с чересчур высокой температурой на входе в него. КГКТЧ использовался для удаления впрыскиваемого активированного угля. Применение КГКТЧ в качестве эффективного средства контроля ртути было продемонстрировано на электростанции «Гастон».

В некоторых случаях низкий уровень удаления ртути необработанным активированным углем является результатом сочетания пониженного содержания хлора в суббитуминозном угле в США и нейтрализации галогеновых соединений высоким уровнем натрия и кальция в летучей золе суббитуминозного угля. Вследствие этого в потоке дымовых газов имеется слишком мало свободного хлора для окисления ртути. Для улавливания ртути необработанным активированным углем необходимо окисление ртути (с поверхностным хлорированием на начальном этапе), и в целом КПД улавливания ртути необработанным активированным углем возрастает с увеличением количества окисленной ртути в отходящих газах (US DOE, 2005).

Таким образом, улавливание ртути необработанным активированным углем на станциях, работающих на низкосортных углях (например, лигните и суббитуминозном угле), может носить лишь ограниченный характер.

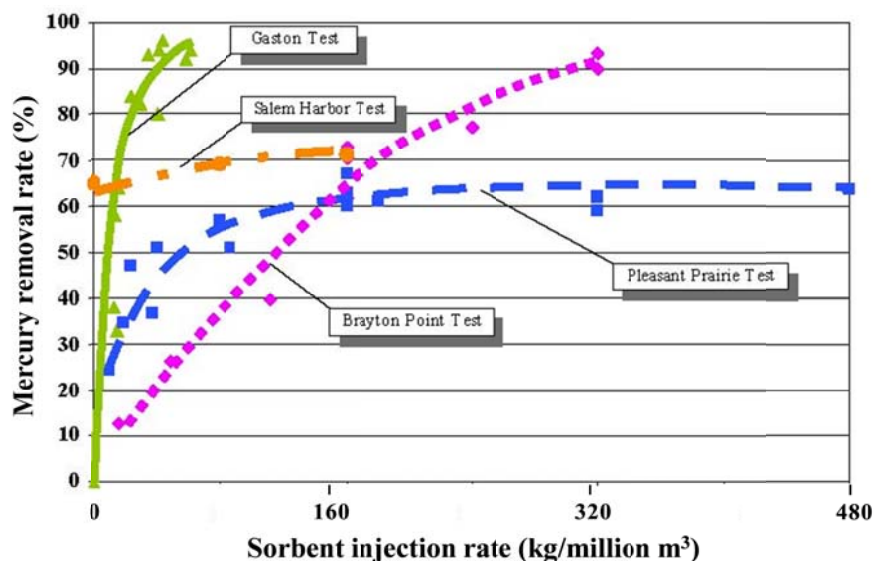


Рисунок 9. Проверка КПД удаления ртути в зависимости от интенсивности впрыска необработанного активированного угля

Mercury removal rate (%)	Эффективность удаления ртути (%)
Sorbent injection rate (kg/million m <sup>3</sup> )	Впрыск сорбента (кг/млн. м <sup>3</sup> )
Gaston test	«Гастон»
Salem Harbor test	«Салем харбор»
Brayton Point test	«Брейтон пойнт»
Pleasant Prairie test	«Плезант прери»

### 3.4.2 Впрыск химически очищенного сорбента

Чтобы преодолеть описанные выше ограничения, связанные с использованием необработанного активированного угля для контроля выбросов ртути с электростанции, были разработаны сорбенты обработанного активированного угля (Nelson, 2004 и Nelson et al., 2004). Применяемым чаще всего методом обработки является бромирование, продемонстрировавшее наибольшую эффективность в улучшении свойств активированного угля.

По сравнению с необработанным активированным углем бромированный активированный уголь:

- повышает отдачу от впрыска сорбентов в тех случаях, когда необработанный активированный уголь неэффективен;
- в целом может применяться с меньшей интенсивностью впрыска, что сокращает воздействие на станцию и снижает содержание углерода в улавливаемой летучей золе;
- повышает характеристики низкохлористого угля.

Во время полномасштабных полевых испытаний с впрыском химически обработанного активированного угля на этапе до прохождения устройства фильтрации ТЧ (Feeley et al., 2008) было отмечено улучшение показателей контроля ртути (см. Рисунок ). Как можно увидеть на Рисунок , улавливание ртути было улучшено с использованием относительно малоинтенсивного впрыска обработанного активированного угля на электростанциях, работающих на низкохлористых углях. Применение обработанного активированного угля обеспечило улавливание свыше 90 процентов ртути при впрыске интенсивностью примерно 50 мг/м<sup>3</sup> (Feeley et al., 2008). Для достижения высокого уровня удаления ртути при использовании необработанного активированного угля была необходима большая интенсивность впрыска, причем в некоторых случаях уровень улавливания не достигал и 75 процентов.

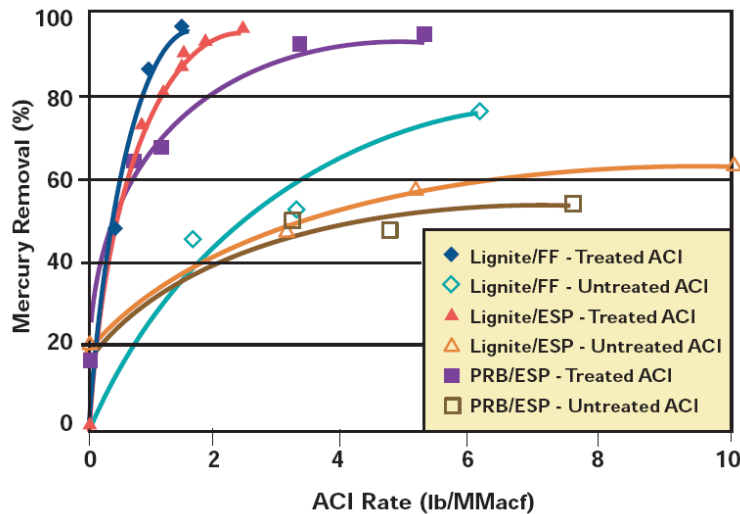


Рисунок 4. Сравнение показателей необработанного активированного угля и обработанного активированного угля применительно к удалению ртути

Mercury removal (%)	Удаление ртути (%)
ACI rate (lb/MMacf)	ВАУ (фунт/млн. фактических куб. футов)

Lignite/FF – Treated ACI	Лигнит/ТФ – Впрыск обработанного АУ
Lignite/FF – Untreated ACI	Лигнит/ТФ – Впрыск необработанного АУ
Lignite/ESP – Treated ACI	Лигнит/ЭСП – Впрыск обработанного АУ
Lignite/ESP – Untreated ACI	Лигнит/ЭСП – Впрыск необработанного АУ
PRB/ESP – Treated ACI	БРП/ЭСП – Впрыск обработанного АУ
PRB/ESP – Untreated ACI	БРП/ЭСП – Впрыск необработанного АУ

### 3.4.3 Ограничение применимости впрыска активированного угля

Хотя метод впрыска активированного угля, на промышленной основе внедряется во множестве разнообразных областей применения, с ним по-прежнему сопряжен ряд проблем, включая возможность сбыва летучей золы производителям бетона и воздействие  $SO_3$  на производительность систем впрыска активированного угля.

Обычная система впрыска активированного угля расположена до устройства контроля ТЧ, поэтому в такой конфигурации сорбент и летучая зола смешиваются. Если зола не предназначена для дальнейшего использования, то проблем не возникает, однако в случае продажи золы для производства бетона такое смешивание может негативно повлиять на свойства изготавливаемого материала. Качество бетона в серьезной степени определяется содержанием углерода, а также зависит от площади поверхности содержащегося в летучей золе углерода.

Эффективным методом нейтрализации загрязнения золы является монтаж дополнительных ТФ после существующих ЭСП или впрыскивание активированного угля после прохождения устройства ТЧ и в системы мокрой ДДГ: это может повлиять на качество образующегося при ДДГ гипса (Miller et al., 2014; Mimna et al., 2014). Кроме того, на некоторых станциях, где сжигается уголь с низким содержанием ртути, а для контроля ТЧ используются ТФ, для сокращения ртути более чем на 85 процентов требуется впрыск всего лишь 8 мг обработанного активированного угля на  $m^3$ . В таких случаях наличие активированного угля в летучей золе не оказывает негативного влияния на сбыт летучей золы для производства бетона.

Были разработаны совместимые с производством бетона углеродные сорбенты, благодаря которым некоторые угольные электростанции продолжают реализовывать золу производителям бетона (Nelson et al., 2006; Landreth et al., 2012). В США эти сорбенты используются в промышленных масштабах.

Также проводились испытания других (неуглеродных) сорбентов, предназначенных для сохранения качества золы при такой интенсивности впрыска сорбента, которая обеспечивает удаление примерно до 85 ртути (Kang et al., 2007). Кроме того, были разработаны методы доочистки летучей золы, предусматривающие удаление HCY и активированного угля. К ним относятся термическая обработка золы и электростатическое выделение углерода из золы.

Испытания показали, что присутствие  $SO_3$  в дымовых газах, даже в низкой концентрации, может снижать производительность систем впрыска активированного угля. По всей видимости,  $SO_3$  конкурирует с ртутью за площади для адсорбции на поверхности сорбента, тем самым ограничивая его эффективность. Это явление может иметь особую актуальность на тех производствах, где при сжигании высокосернистого угля применяется впрыск активированного угля. Одним из возможных вариантов устранения препятствий, создаваемых наличием  $SO_3$ , является комбинированный впрыск сорбентов ртути и щелочных материалов. Некоторые щелочные материалы используются в соответствии с описанием, приведенным в работе Feeley and Jones (2009). К ним относятся гидроксид кальция ( $Ca(OH)_2$ ), бикарбонат натрия ( $NaHCO_3$ ) и сесквикарбонат натрия (трона).

#### *Межсредовое воздействие впрыска активированного угля*

Использование не совместимых с производством бетона методов впрыска активированного угля может привести к отказу от применения летучей золы в изготовлении бетона и, следовательно, увеличению количества золы на свалках. Испытания двух промышленных видов активированного угля указывают, что ртуть, улавливаемая активированным углем, сохраняется в форме, достаточно стабильной для устойчивого удержания ртути сорбентами активированного угля после вывоза на места захоронения (Graydon et al., 2009; US EPA, 2006; US EPA, 2009a).

Впрыск активированного угля до прохождения устройства ТЧ влияет на качество летучей золы вследствие смешивания этих двух компонентов. Существует потенциал вторичного высвобождения ртути из золы при воздействии повышенных температур во время повторного использования золы, например, для изготовления цемента или кирпича (Pflughoeft-Haasett et al, 2007).

### 3.5 Стоимость технологий ограничения выбросов ртути

Выбросы ртути можно ограничить в рамках побочного удаления с использованием уже имеющегося оборудования, которое, возможно, было установлено для других целей. Определить стоимость такого побочного удаления ртути достаточно сложно, так как необходимо понять, какую часть этой стоимости составляют затраты на ограничение выбросов ртути, а какую - издержки на регулирование других загрязнителей, таких как ТЧ, SO<sub>2</sub> или NO<sub>x</sub> (Sloss, 2008). В общем случае сокращение ртути путем побочного воздействия (т.е. применение таких технологий, как ДДГ и СКВ, которое также позволяет сократить выбросы ртути) может рассматриваться как метод с минимальными расходами или даже вовсе без таковых. Причина состоит в том, что технологии с высокими капитальными затратами, такие как СКВ и ДДГ, обычно внедряются для ограничения, соответственно, NO<sub>x</sub> или SO<sub>x</sub>, и не применяются только для борьбы с выбросами ртути. Кроме того, ограничивать выбросы ртути можно с гораздо меньшими затратами путем применения специальных технологий, таких как впрыск активированного угля, при условии что уже установлено устройство фильтрации ТЧ. В этом случае проще и проанализировать состав расходов.

При реализации специальной технологии ограничения выбросов ртути расходы складываются из трех компонентов: капитальные затраты; фиксированные расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание; переменные расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание. Предполагается, что переменные расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание будут небольшими: они составляют одну из основных статей общего бюджета (EPA, 2005; Amar et al., 2010), однако капитальные издержки в этом случае относительно невелики. Конечный объем издержек будет определяться конкретным видом применения. В зависимости от месторасположения системы требования, связанные с сорбентом, могут существенно варьироваться. Основными компонентами переменных расходов на эксплуатацию и техническое обслуживание являются стоимость сорбента и стоимость утилизации. Кроме того, загрязнение летучей золы активированным углем может привести к потере потенциального дохода от продажи этой золы. Для решения этой проблемы были разработаны так называемые «совместимые с производством бетона» виды активированного угля, применяемые наряду с технологиями выделения активированного угля из летучей золы.

#### 3.5.1 Стоимость технологий побочного ограничения выбросов ртути

Сведения о фактических капитальных затратах на борьбу с загрязнением воздуха на том или ином объекте часто носят закрытый характер, а соответствующие показатели согласуются в ходе прямых переговоров между поставщиками технологий и их клиентами. Однако и в открытом доступе имеются обширные данные о таких расходах, на основе которых сформулированы представленные ниже сведения. При оценке этих данных следует помнить о некоторых общих принципах:

- капитальные затраты на ввод в строй новой установки могут варьироваться в зависимости от коэффициента резервирования, который используется при проектировании, и от распространенных в конкретных местах вариантов финансирования (например, ставок начисления на основной капитал);
- капитальные затраты на модернизацию установки могут варьироваться в зависимости от местных условий, например, наличия пространства и так называемого «коэффициента сложности модернизации»;
- нормированные затраты на фильтрующее оборудование зависят от коэффициента мощности завода, при этом величина усредненных расходов обычно уменьшается с повышением коэффициента загрузки мощностей (Celebi, 2014).

Применительно к различным странам расходы на технологии фильтрации значительно различаются. В Таблица 7 и 8 показаны расходы на технологии побочного удаления в Китае и Соединенных Штатах. Из них видно, что капитальные затраты на установку системы мокрой ДДГ на агрегате мощностью 600 МВт в Китае могут быть в 20 раз ниже, чем в Соединенных Штатах. Нужно отметить, что при рассмотрении вопроса о внедрении НИМ в общенациональном или даже общерегиональном масштабе для любой конкретной НИМ следует определять не точную цифру затрат, а диапазон расходов. С учетом вышеизложенного приведенные в Таблица 7 и 8 значения следует рассматривать лишь в качестве

ориентировочных, и следует также упомянуть другие сведения о расходах (например, UK Department of Trade and Industry (2000); Sargent and Lundy (2007)).

Но все же традиционные СКЗВ не предназначены для ограничения выбросов ртути, поэтому общий объем расходов на технологии побочного контроля ртути складывается из долей расходов на ограничение различных загрязнителей воздуха. В Китае было проведено исследование (Ancora et al., 2015) с использованием метода эквивалентного распределения загрязнителей на основе медицинского и экологического воздействия каждого загрязнителя и распределения общегодовой суммы расходов на ртуть, ТЧ<sub>10</sub>, SO<sub>2</sub> и NO<sub>x</sub> (см. Таблица 99).

**Таблица 7**

Расходы на устройства контроля загрязнения воздуха на электростанциях (юань/кВт, в юанях 2010 года), Китай (Ancora et al., 2015)

УКЗВ	Мощность (МВт)	Капитальные затраты (юань/кВт)	Расходы на ЭиТО (юань/кВт/год)
ЭСП	<100	108±8	7±2
ЭСП	<300	100±7	6±2
ЭСП	>300	94±7	5±2
ТФ	<100	91±8	10±4
ТФ	<300	80±7	9±3
ТФ	>300	71±6	9±3
мДДГ	<100	736±178	74±29
мДДГ	<300	410±99	56±22
мДДГ	>300	151±37	36±14
СКВ	<100	123±29	43±18
СКВ	<300	99±23	31±13
СКВ	>300	75±18	20±8

Примечание: УКЗВ - устройство контроля загрязнения воздуха; юань - китайский юань; ЭиТО - эксплуатация и техническое обслуживание.

**Таблица 8**

Капитальные затраты на технологии побочного удаления в Соединенных Штатах (\$/кВт, в долларах 2012 года) (US EPA, 2013)

Технология	Мощность блока, МВт	Тип угля	Общие капитальные затраты (\$/кВт)	Общие расходы на ЭиТО, фиксированные и переменные (\$/МВт)
Мокрая ДДГ	500	Битуминозные	531	11,52
РАС-ДДГ	500	Суббитуминозные	470	10,45
СКВ	500	Битуминозные	274	1,85
ТФ	500	Битуминозные	195	1,02

**Таблица 9**

Расходы по комбинациям СКЗВ в разбивке по различным загрязнителям на примере блока мощностью 600 МВт, Китай (млн. юаней 2010 года) (Ancora et al., 2015)

Комбинация СКЗВ	Общие ежегодные расходы	Расчетная доля расходов на удаление Hg	Расчетная доля расходов на удаление ТЧ <sub>10</sub>	Расчетная доля расходов на удаление SO <sub>2</sub>	Расчетная доля расходов на удаление NO <sub>x</sub>
ЭСП	8,324	0,479	7,845	-	-
ТФ	9,241	1,167	8,075	-	-
ЭСП + мДДГ	39,871	1,613	11,571	26,687	-
СКВ + ЭСП + мДДГ	56,992	2,200	14,636	33,759	6,396



ТФ + мДДГ	40,789	2,181	11,759	26,849	-
СКВ + ТФ + мДДГ	57,909	2,874	14,811	33,817	6,407

### 3.5.2 Расходы на методы повышения эффективности побочного удаления и ВАУ

Расходы на организацию впрыска активированного угля состоят из двух компонентов: капитальных расходов на хранение сорбента и оборудование для впрыска; фиксированных и переменных расходов на эксплуатацию и техническое обслуживание (связанных с использованием сорбента). Для оценки стоимости удаления ртути побочным методом следует провести различие между инвестиционной и эксплуатационно-сервисной стоимостью СКЗВ, таких как ДДГ и СКВ (для которых эти показатели четко определены), и расходами на повышение эффективности или оптимизацию удаления ртути в этих СКЗВ.

В целом стоимость методов повышения эффективности побочного удаления оценить трудно, поскольку она зависит от нескольких переменных, таких как происхождение и качество угля, масштаба требуемого ремонта существующих элементов ограничения ТЧ (в случае ЭСП) и конкретных эксплуатационных режимах мокрой ДДГ. Поэтому сначала были определены относительные издержки на реализацию подходов, описываемых в настоящем документе; эти подходы указаны в Таблица 10, которая основана, помимо прочего, на информации, представленной в руководящем документе по оптимизации процессов (UNEP, 2010). Относительные капитальные расходы и расходы на эксплуатацию и техническое обслуживание, приведенные в Таблица 10, следует рассматривать лишь как указание на тенденцию и не стоит истолковывать как безусловно применимые руководящие материалы по выбору экономически эффективных подходов к ограничению выбросов ртути на угольных электростанциях и промышленных котлоагрегатах, расположенных в разных странах. Местная экономическая конъюнктура (например, стоимость сырья и материалов, производительность и стоимость труда, стоимость перевозки и т.д.) необходимо всегда учитывать при выборе способа ограничения ртути, сознавая при этом, что для компаний, производящих оборудование и инженерно-строительные средства, многие рынки являются также глобальными (Расуна et al., 2010).

**Таблица 10**

Относительная стоимость различных методов удаления ртути

<i>Подход</i>	<i>Капитальные расходы</i>	<i>Расходы на ЭиТО</i>	<i>Примечания</i>
Промывка угля	Умеренные	Низкие	Промывка сопряжена с меньшими затратами, чем химическая обработка
Смешивание угля	Очень низкие	Очень низкие	Может потребоваться регулировка и/или ремонт pulverизаторов
Присадки для окисления Hg	Очень низкие	Низкие	Галогенированные присадки значительно увеличивают окисление и улавливание Hg
Присадки для ограничения повторных выбросов	Очень низкие	Низкие	Следует уменьшить потенциал повторных выбросов Hg
Катализатор СКВ для селективного окисления Hg*	Низкие	Низкие	Только в отношении Hg-специфичного катализатора; может потребоваться смешивание угля
Впрыск активированного угля (ВАУ)	Низкие	От низких до умеренных	Проблема сохранения качества золы. Более высокие приростные издержки на сорбенты, «совместимые с производством бетона»

\* с мокрой ДДГ, расположенной в последующих звеньях.

**Таблица 11**

Капитальные затраты на ВАУ в Соединенных Штатах (\$/кВт, в долларах 2007 года)

<i>Технология</i>	<i>Мощность блока, МВт</i>			
	<i>100</i>	<i>300</i>	<i>500</i>	<i>700</i>

ВАУ	3-8	2-6	2-5	2-5
-----	-----	-----	-----	-----

Примечания:

данные в таблице 11 взяты из таблиц 5–16, приведенных в работе в USEPA, 2010; диапазон расходов относится к впрыску модифицированного пылевидного активированного угля с ТФ или ЭСП с холодной стороны; рассматривались случаи использования битуминозного угля и другие допущения, предусмотренные базовым вариантом v.4.10 АООС.

Сравнительно малая связь капитальных затрат на ВАУ с размером блока (см. Таблица 11) может быть истолкована как свидетельство сопоставимой экономической эффективности удаления ртути путем впрыска активированного угля (по стоимости удаления единицы массы ртути) для малых и больших блоков (например, малых промышленных котлоагрегатов и больших энергетических котлов на электростанциях). Более глубокий анализ затрат на впрыск активированного угля в целях контроля выбросов ртути (USEPA, 2010), на основе которого была составлена Таблица 11, показывает, что в 2007 году капитальные затраты составляли от 2 до 8 \$/кВт в зависимости от конфигурации, типа активированного угля (стандартный или модифицированный) и размера блока (от 100 до 700 МВт). Следует отметить, что значения расходов, приведенные в Таблица 11, не включают в себя капитальные затраты на ЭСП или ТФ. Стоимость установки нового ТФ или рукавного фильтра составляет 55-70 \$/кВт независимо от размера агрегата. Применяв такой же диапазон переменных, авторы исследования установили фиксированную стоимость эксплуатации и технического обслуживания от 0,03 до 0,1 \$/кВт/год.

Фактические расходы на ограничение выбросов ртути с помощью активированного угля будут зависеть также от типа используемой системы улавливания твердых частиц. В таблице 12 показаны эксплуатационные расходы для ЭСП и тканевые фильтры КГКТЧ (усовершенствованный гибридный коллектор твердых частиц). При расчете сметы для установки мощностью 250 МВт, 80-процентной загрузки и сжигания битуминозного угля стоимость системы КГКТЧ составит 50 \$/кВт (или 12,5 млн. долл. США на всю установку).

**Таблица 12**

Эксплуатационные расходы на системы впрыска активированного угля (на установке мощностью 250 МВт), за которыми установлены ЭСП или ТФ, при сжигании битуминозного угля (ИС, 2005)

	<i>ЭСП</i>	<i>КГКТЧ</i>
Удаление ртути, %	70	90
Скорость впрыска ПАУ, кг/м <sup>3</sup>	160	48
Расходы на впрыск ПАУ, \$	790 000	790 000
Расходы на активированный уголь, \$	2 562 000	796 000

Величина расходов на сорбент зависит от характеристик угля, типа имеющихся на установке СКЗВ и необходимого уровня улавливания ртути. В работе Jones and others (2007) указаны расходы на получаемый от нескольких разных поставщиков активированный уголь, варьирующиеся в диапазоне от 0,87 \$/кг до 2,11 \$/кг.

Тип активированного угля влияет на объем впрыска и эксплуатационных расходов. Цена товарной единицы бромированного активированного угля может на 30 процентов превышать цену необработанного активированного угля. При этом, если используются определенные типы топливного угля, то рабочие характеристики бромированного активированного угля могут быть значительно лучше, чем у необработанного активированного угля (Chang et al., 2008).

## **4. НПД и НИМ в связи со сжиганием угля**

Общие принципы выбора НИМ для точечных источников категорий, указанных в приложении D, описаны во вступительной главе настоящего руководящего документа. Здесь мы сосредоточимся на тех средствах контроля выбросов ртути, которые могут применяться в секторе сжигания угля.

### **4.1 Наилучшие имеющиеся методы**

Существует четыре основных типа мер по ограничению атмосферных выбросов ртути на угольных электростанциях и промышленных котлах.

#### **4.1.1 Основные меры по сокращению содержания ртути в угле**

Первый тип предполагает удаление ртути до сжигания угля. Для повышения эффективности использования угля и сокращения выбросов загрязнителей воздуха можно использовать действенные технологии промывки, отбора или смешивания угля. Однако промывка достаточно редко применяется в качестве меры подготовки угля для угольных электростанций и промышленных угольных котлоагрегатов, а относительная величина применения этого метода растет довольно медленно, поскольку сам по себе он не является НИМ. Тем не менее, в сочетании с другими мерами контроля, описанными ниже, промывка может обеспечить разумный объем сокращения выбросов ртути.

#### **4.1.2 Меры по сокращению выбросов ртути в процессе сжигания угля**

Второй тип мер контроля предполагает удаление ртути во время сжигания угля. Для удаления ртути на этом этапе в котлоагрегатах часто используется технология псевдооживленного слоя. Особенно ценным преимуществом псевдооживленного слоя по сравнению со сжиганием пылевидного угля является гораздо более высокое содержание в дымовых газах твердых частиц ртути. Это позволяет с большой эффективностью удалять такую присутствующую в виде твердых частиц ртуть с помощью установленных ниже по технологической цепи ТФ или ЭСП. При этом следует отметить, что само по себе использование котла с псевдооживленным слоем не является НИМ.

#### **4.1.3 Побочное удаление ртути стандартными СКЗВ**

Третий тип мер контроля, направленных на удаление ртути, предполагает использование СКЗВ, которые в основном применяются для удаления ТЧ (ЭСП, ТФ или их сочетание), SO<sub>2</sub> (системы сухой или влажной ДДГ) и NO<sub>x</sub> (СКВ), однако могут - в качестве побочного эффекта - обеспечить значительное сокращение выбросов ртути. В некоторых странах побочное удаление ртути является первичной мерой, которая рассматривается при сокращении выбросов ртути на угольных электростанциях или в промышленных котлоагрегатах.

В разделе 3.2 выше указаны уровни выбросов и показатели эффективности удаления, достигнутые путем применения СКЗВ. Эти данные показывают, что сочетание СКВ, ЭСП и ДДГ, которое широко используется на угольных электростанциях Европы, США, Китая и Японии, позволяет добиться удаления до 95 процентов ртути и концентрации менее 1 мкг/Нм<sup>3</sup> ртути в дымовых газах на установках, работающих на твердом угле.

Сочетание СКВ, ТФ и ДДГ позволяет добиться удаления до 99 процентов ртути и концентрации менее 0,5 мкг/Нм<sup>3</sup> ртути в дымовых газах на установках, работающих на лигните.

#### **4.1.4 Специальные технологии ограничения выбросов ртути**

К мерам контроля четвертого типа относятся технологии, специально предназначенные для сокращения выбросов ртути, в том числе технологии впрыска активированного угля или использования присадок. В настоящее время технология впрыска активированного угля введена в широкий коммерческий оборот и применяется на угольных электростанциях в Соединенных Штатах; была успешно завершена демонстрация выполнения законодательных требований о предельных значениях выбросов (85-95 процентов в течение более чем пяти лет) (Massachusetts Department of Environmental Protection, 2015). Применение технологии впрыска активированного угля в Соединенных Штатах показывает, что после впрыска активированного угля и прохождения тканевых фильтров концентрация ртути в дымовом газе может достигать уровня менее 1 мкг/Нм<sup>3</sup>.

## **4.2 Наилучшие виды природоохранной деятельности**

К числу значимых факторов в области ограничения и, где это возможно, уменьшения выбросов ртути при сжигании угля относятся стратегии эффективного регулирования и ограничения загрязнения, содержащиеся в надлежащем состоянии мощности, хорошо подготовленные операторы и постоянное внимание к технологическому процессу. В принципе, эти методы, применяемые в отношении

существующих и новых источников, считаются НПД и должны осуществляться сообразно применению НИМ.

#### **4.2.1 Ключевые технологические параметры**

Первым этапом определения НПД для процесса сжигания угля является выявление ключевых технологических параметров (включая входной контроль ртути в угле и соответствующее наблюдение) либо путем привязанных к конкретному месту исследований, либо путем испытаний на аналогичных установках в других местах. На основании исследований и испытаний следует внедрить в систему регулирования меры, обеспечивающие контроль ключевых технологических параметров.

#### **4.2.2 Рассмотрение энергоэффективности всей станции**

Энергоэффективность угольной станции определяется как соотношение между выходной мощностью (чистым объемом электроэнергии, тепла или обоими показателями) станции и объемом исходного источника энергии (содержащейся в угле), поставленной на станцию за тот же период. КПД паровой турбины (исходя из минимальной теплотворной способности угля) на новой станции, работающей на пылевидном угле, варьируется от 39 до 47 процентов в зависимости от характеристик пара (Eurelectric, 2003). Построенные в последнее время станции, спроектированные для работы с паром с подкритическими параметрами, находятся ближе к нижнему пределу этого диапазона эффективности, тогда как станции, предназначенные для работы с паром со сверхкритическими и ультрасверхкритическими параметрами, находятся ближе к его верхнему пределу. Эффективность котлов, оснащенных топкой с циркулирующим псевдоожженным слоем (ТЦПС), обычно составляет более 40 процентов. Еще в 2011 году лишь около половины всех новых угольных электростанций конструктивно подходили для высокоэффективной эксплуатации с низким уровнем выбросов (IEA, 2012).

По мере старения станций их эффективность снижается, и для производства на них того же объема энергии требуется большее количество угля. Объем неконтролируемых выбросов ртути с любой конкретной угольной электростанции или из любого промышленного котлоагрегата напрямую связан с количеством сжигаемого угля. Следовательно, уменьшение количества сжигаемого угля позволило бы сократить общий объем выбросов ртути на данной электростанции или данном промышленном агрегате. Такого уменьшения количества сжигаемого угля можно добиться путем применения мер по повышению энергетической эффективности существующих электростанций или промышленных котлов.

Кроме того, сокращению выбросов всех загрязнителей, включая парниковые газы, такие как CO<sub>2</sub>, при сжигании того же объема угля, а также сокращению выбросов ртути будут способствовать энергоэффективное проектирование, техническое обслуживание и повышение эффективности оборудования. Если по коммерческим или экономическим причинам осуществляется модернизация станции, это позволит при неизменном количестве сжигаемого угля повысить объем производимой энергии и уменьшить количество выбросов (Sloss, 2009).

В качестве примеров мер по повышению энергоэффективности угольных электростанций или промышленных угольных котлоагрегатов можно выделить: подробные измерения для выявления потерь тепла, ликвидация утечек на пути прохода дымовых газов, модернизацию воздухонагревателей, оснащение турбины новыми лопатками, капитальный ремонт или модернизацию конденсатора, обновление уплотнений градирни и повышение электрического КПД станции.

Повышению эффективности сжигания способствует создание режима контроля основных эксплуатационных параметров, например окиси углерода (CO), объемного расхода, температуры и содержания кислорода. Низкий уровень CO свидетельствует о более активном выгорании подаваемого угля, т.е. о более высокой эффективности сгорания. Эффективность сгорания зависит от нескольких факторов, в том числе параметров пара, типа угля, климата данной местности, возраста станции, ее мощности и режима эксплуатации (IPPC, 2013).

#### **4.2.3 Техническое обслуживание СКЗВ и эффективность удаления**

Наряду с увеличением энергоэффективности возможность максимизировать удаление ртути дает повышение эффективности СКЗВ. Прирост объемов удаления ртути достигается в результате эксплуатации оборудования СКЗВ, первоначально предназначенного для ограничения выбросов других загрязнителей, например ТЧ, SO<sub>2</sub> или NO<sub>x</sub>, и уже смонтированного на электростанции или промышленном котлоагрегате. В зависимости от имеющегося оборудования СКЗВ возможны следующие подходы: снижение паразитной доли потребляемой СКЗВ мощности, модернизация или обновление ЭСП или ТФ, изменение конструкции и эксплуатации систем СКВ или сочетание вышеуказанных методов (Sloss, 2006).

#### 4.2.4 Экологически обоснованное управление станцией

Для более эффективного предупреждения и ограничения выбросов ртути необходима система экологического обоснованного управления угольной электростанцией или промышленным угольным котлоагрегатом, четко определяющая функциональные обязанности на всех уровнях. Некоторые из наиболее широко применяемых мер (например, внедрение соответствующих циклов проверки и технического обслуживания) направлены на совершенствование эксплуатации котла. Практические методы эксплуатации и технического обслуживания могут способствовать улучшению параметров станции, включая ее эффективность и надежность, а также уменьшению общих расходов собственно на эксплуатацию и техническое обслуживание. Состояние оборудования со временем неизбежно ухудшается, однако скорость, с которой происходит такое ухудшение, во многом зависит от практики эксплуатации и технического обслуживания. Некоторые передовые методы эксплуатации и технического обслуживания предусматривают, например, обслуживание паровой линии, очистку воды и применение надежной процедуры мониторинга и отчетности. Кроме того, могут потребоваться меры по ликвидации «узких мест» и задержек в технологическом процессе.

Для внедрения и непрерывного применения НПД необходимы достаточные ресурсы и персонал, надлежащим образом подготовленный для выполнения таких обязанностей. Не меньшее значение имеют процедуры независимого стороннего полевого и удаленного аудита, позволяющие убедиться в соблюдении принципов НПД.

#### 4.2.5 Экологически обоснованное регулирование остатков сгорания угля

Чтобы свести к минимуму вероятность эскалации риска повторных выбросов ртути и возникновения других потенциальных проблем, необходимо организовать экологически рациональное регулирование остатков сгорания угля (ОСУ).

Процесс ограничения выбросов ртути из работающих на угле источников построен следующим образом: ртуть удаляется из дымового газа и переносится на ОСУ, в которые входят зольный остаток агрегата, его летучая зола и шлам из системы мокрой ДДГ. Затем шлам мокрой ДДГ и другие ОСУ либо складываются на площадке, либо направляются на повторное использование, в том числе путем дальнейшей переработки в гипсовые плиты. В последнем случае после выделения гипса ДДГ из шлама может потребоваться извлечение ртути из сточного эффлюента ДДГ, в зависимости от ее концентрации. Этот процесс может осуществляться методом химической обработки, ионного обмена или мембранной фильтрации. Во время производства гипсовых плит (для которого тоже используются ОСУ), в том числе во время хранения ОСУ на площадке, возможно повторное высвобождение содержащейся в них ртути.

Во время производства гипсовых плит высвобождение некоторой части ртути может произойти потому, что технологический процесс часто предусматривает нагревание до высокой температуры. Как указано в одном из исследований, общая величина потерь ртути на предприятии по производству плит составляла примерно 5 процентов от входящего объема ртути, содержащейся в гипсе ДДГ (Marshall, 2005). Тем не менее, в другом исследовании (Liu et al., 2013) указано, что при производстве таких плит потери будут составлять от 12 до 55 процентов общего объема ртути, содержащейся в гипсе ДДГ, а в третьем исследовании (Sanderson et al, 2008) установлено, что объем высвобождений варьируется от 2 до 66 процентов содержания ртути во входящем гипсе ДДГ. С учетом потенциальной изменчивости уровня высвобождения производство плит из гипса ДДГ не считается НПД, если не подтвержден минимальный уровень повторных выбросов ртути или не обеспечено их улавливание во время производственного процесса.

В случае хранения ОСУ на площадке имеется вероятность межсредового взаимодействия (например, выщелачивание ртути в грунтовые воды). В ходе продолжавшегося несколько лет исследования характеристик выщелачивания ОСУ был сделан вывод о том, что параметры любого потенциального высвобождения металлов из ОСУ в окружающую среду определяются условиями выщелачивания (USEPA, 2006; USEPA, 2008; USEPA, 2009a)<sup>1</sup>. На условия выщелачивания в свою очередь влияют pH и активность контакта с водой (соотношение жидкого и твердого вещества). По итогам оценки при pH в диапазоне от 5,4 до 12,4 (доверительный интервал регулирования ОСУ) результаты измерений выщелачивания ртути не превышали установленных норм концентрации ртути в родниковой воде, установленных в Соединенных Штатах. Во время тех же исследований было обнаружено, что содержание фильтрата некоторых других тяжелых металлов, таких как мышьяк, превышало

---

<sup>1</sup> Методы проверки на предмет выщелачивания, применявшиеся в этих исследованиях, были преобразованы в стандартные тесты (методы «LEAF») АООС США. Эти методы, имеющие номера 1313–1316, описаны на сайте [http://epa.gov/wastes/hazard/testmethods/sw846/new\\_meth.htm](http://epa.gov/wastes/hazard/testmethods/sw846/new_meth.htm).

соответствующие нормы концентрации в родниковой воде, установленные в Соединенных Штатах. Следует отметить, что эти данные не представляют какой бы то ни было попытки оценить количество вещества, которое может оказаться в водоносном горизонте или источнике питьевой воды. Для оценки потенциала возникновения такого риска потребуются моделирование переноса и «судьбы» грунтовых вод, а также учет большого числа других факторов, в том числе способа регулирования летучей золы. Одним из аспектов экологически обоснованного регулирования можно считать хранение ОСУ на площадке с непроницаемой поверхностью.

## **5. Мониторинг выбросов ртути**

Во вводной главе настоящего документа описаны общие и сквозные аспекты испытаний, мониторинга и представления информации. В настоящем разделе рассматриваются только конкретные аспекты мониторинга выбросов ртути с угольных электростанций и из промышленных котлоагрегатов.

### **5.1 Непрерывный мониторинг выбросов**

Мониторинг ртути с использованием средств непрерывного мониторинга выбросов (НМВ) продемонстрировал свою эффективность в отношении потоков дымового газа от сгорания угля (Sarunac, 2007). Средства НМВ устанавливаются в трубе и предназначены для замеров в газовом потоке с низкой концентрацией твердых частиц в целях соблюдения установленных норм выбросов.

Иногда средства НМВ применяются для отбора проб в нагруженном твердыми частицами потоке газа в целях оптимизации технологического процесса (в плане концентрации ртути) и устанавливаются до устройства фильтрации твердых частиц. Для этих целей обычно используется инерциальный фильтр-зонд. В нем используется технология газового ускорения, то есть инерциальные силы твердых частиц, а газ и твердые частицы разделяются спеченным фильтром.

Обычно производится НМВ пробы газа, насыщенного водой из мокрого скруббера, хотя для этого требуются более сложные процедуры. Во избежание блокировки конденсационной водой устанавливается специальный фиксированный фильтр-зонд, при этом производится частая очистка фильтрующей среды сжатым воздухом. Во всех сферах применения НМВ используются нагретые линии проб с точным регулированием температуры пробы газа, которая необходима, чтобы не допустить конденсации воды и абсорбции в нее окисленной ртути.

Средства НМВ позволяют оператору работающей на угле установки в режиме реального времени получать данные о содержании ртути, которые могут использоваться для управления работой оборудования, предназначенного для впрыска сорбента и присадки к углю. Это дает возможность плотно контролировать концентрацию выбросов ртути, независимо от изменчивости ее содержания в топливе.

Кроме того, НМВ отличается большой чувствительностью к низким концентрациям ртути (до 0,5 мкг/м<sup>3</sup>), подходит для измерений соотношения форм нахождения ртути и характеризуется высокой повторяемостью результатов при условии калибровки по методике динамического отбора проб ртути.

### **5.2 Мониторинг с использованием сорбционной ловушки**

Было продемонстрировано, что использование сорбционных ловушек для мониторинга ртути в потоках газа от сгорания угля обеспечивает точные и воспроизводимые данные даже при очень низких концентрациях ртути в выбросах (Sarunac, 2007). Возможен мониторинг на угольных станциях в течение нескольких дней с использованием одного комплекта таких ловушек.

### **5.3 Отбор проб с использованием импинжера**

Для мониторинга ртути на угольных станциях уже давно и широко используются импинжерные методы. Импинжерные методы не подходят для отбора проб в течение длительных периодов; на практике продолжительность их работы ограничивается несколькими часами (Sarunac, 2007).

Многие импинжерные методы позволяют отдельно собирать твердые частицы, окисленную и элементарную ртуть, поэтому они могут использоваться на угольных станциях для определения специации ртути.

Такие методы предусматривают применение каскадов из нескольких импинжеров для достижения определенной степени контроля качества.

### **5.4 Массовый баланс**

Измерение массового баланса на угольных станциях не является методом прямого мониторинга выбросов ртути в атмосферу, поэтому предполагается, что точность данных о выбросах в атмосферу, рассчитанных на основе массового баланса, будет низкой.

В некоторых районах имеются обширные данные, необходимые для измерения массового баланса ртути на угольных станциях, поскольку содержание ртути в твердых и жидких отходах таких станций является предметом контроля. Потоки этих отходов включают зольный остаток, летучую золу, сточные воды скруббера, продукты скруббера, такие как гипс, и твердые отходы скруббера. В некоторых регионах

также регулярно измеряется содержание ртути в сжигаемом угле, которое необходимо для расчета массового баланса.

Точность массового баланса сильно зависит от степени репрезентативности выборки потоков угля и отходов и надлежащей стабилизации проб. Чтобы избежать потерь ртути из собранных проб, необходимо применять специальные процедуры. Большой точности результатов при использовании массового баланса можно достичь путем сбора и анализа большего количества проб. Можно ожидать значительной изменчивости содержания ртути в угле, поэтому для определения точной величины входящего объема ртути требуется частый анализ состава угля. Необходимо проводить периодический мониторинг выбросов ртути в атмосферу для проверки расчетов на основе массового баланса.

Учитывая количество потоков материала, требующих мониторинга, и частоту отбора проб, необходимую для точного массового баланса, можно сделать вывод о большей трудоемкости метода массового баланса в целях мониторинга выбросов ртути с угольных станций в атмосферу по сравнению с методом прямого мониторинга дымовых газов.

### **5.5 Системы прогностического мониторинга выбросов (СПМВ)**

Прогностический мониторинг выбросов является хорошим инструментом предварительного анализа работы угольных станций, однако ввиду большой вариативности содержания ртути в угле не позволяет точно отслеживать выбросы ртути в воздух.

Системы прогностического мониторинга полезны для оценки выбросов ртути в рамках подготовки к установке сорбционных ловушек или принятию других мер в области мониторинга. Надлежащая приблизительная оценка диапазона выбросов позволяет более эффективно проводить проверки с использованием сорбционных ловушек.

### **5.6 Коэффициенты выбросов**

Коэффициенты выбросов не являются точным средством мониторинга выбросов ртути в воздух из потоков газов, образующихся при сжигании угля. Это связано с различным содержанием ртути в угле и широким разбросом степени улавливания ртути, которое обеспечивается оборудованием ограничения выбросов на угольной станции. Ввиду последнего аспекта применение коэффициентов выбросов на разных типах угольных станций сопряжено с большими трудностями.

### **5.7 Технические оценки**

Технические оценки не являются точным методом мониторинга выбросов ртути в воздух на угольных станциях.



## 6 Литература

- ACAP (2004). Assessment of mercury releases from the Russian Federation. Russian Federal Service for Environmental, Technological and Atomic Supervision, Danish Environment Protection Agency for Arctic Council, COWI, December 2004.
- Ake, Terrence; Sulfur Dioxide Control for Small Utility Boilers, Air and Waste Management Association, 2009.
- Amar, P, C. Senior and R. Afonso (2008). NESCAUM Report: Applicability and Feasibility of NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, and PM Emissions Control Technologies for Industrial, Commercial, and Institutional (ICI) Boilers (<http://www.nescaum.org/activities/major-reports>).
- Amar, P, C. Senior, R. Afonso and J. Staudt (2010). NESCAUM Report “Technologies for Control and Measurement of Mercury Emissions from Coal-Fired Power Plants in the United States: A 2010 Status Report”.
- Ancora, M. P., L. Zhang, S.X. Wang, J. Schreifels and J.M Hao (2015). Economic Analysis of Atmospheric Mercury Emission Control for Coal-Fired Power Plants in China. *Journal of Environmental Sciences* vol. 27, issue 7, pp125–134.
- ASTM D388 (2012). Standard Classification of Coals by Rank.
- Babcock Power, Circulating Dry Scrubbers (CDS) Webinar Presentation, 2012 Mid-Atlantic Regional Air Management Association, 19 July 2012.
- Bertole, C., 2013; SCR Catalyst Management and Improvement to Achieve and Maintain Mercury Oxidation Levels, May 2013 (2013).
- Bojkowska, I., Sokolowska, G., 2001. Mercury in mineral raw materials exploited in Poland as potential sources of environmental pollution (In Polish), *Biuletyn PiG*, No. 5, p. 53.
- Brown, T. D., D.N. Smith, R.A. Hargis, Jr., W.J. O’Dowd. (1999). 1999 Critical Review: Mercury Measurement and Its Control: What We Know, Have Learned, and Need to Further Investigate, *Journal of the Air & Waste Management Association*, vol., 49, pp. 1–97.
- Buschmann, J., Lindau, L., Vosteen, B.W. (2006). The KNXTM Coal Additive Technology –a Simple Solution for Mercury Emissions Control, *Power Gen USA*, December 2005.
- Celebi, M. (2014). "Coal Plant Retirements and Market Impacts", The Brattle Group, presented to Wartsila Flexible Power Symposium, Vail, CO, February 2014.
- Chang, R., Dombrowski, K., Senior, C. (2008). Near and Long-Term Options for Controlling Mercury Emissions from Power Plants, *The MEGA Symposium*, Baltimore, MD, 2008.
- Chathen, A., Blythe, G., Richardson, M., Dene, C., (2014). Scrubber Additives for Mercury Re-Emission Control, *The MEGA Symposium*, Baltimore, MD, August 2014.
- Chu, P. (2004). Effects of SCRs on Mercury, *Mercury Experts Conference*, Glasgow, Scotland, May 2004.
- Clack, H.L. (2006). Mass Transfer within ESPs: Trace Gas Adsorption by Sorbent-covered Plate Electrodes, *Journal of the Air & Waste Management Association*, vol. 56, pp. 759–766.
- Clack, H.L. (2009). Mercury Capture within Coal-Fired Power Plant Electrostatic Precipitators: Model Evaluation, *Environ. Sci. Technol.*, vol. 43, pp. 1460–1466.
- CRIEPI and FEPC (2012). Data evaluated by CRIEPI (Central Research Institute of Electric Power Industry) in 2012, based on the data provided by FEPC (the Federation of Electric Power Companies of Japan).
- DeVito, M.S., Rosenhoover, W.A. (1999). Hg Flue Gas Measurements from Coal-fired Utilities Equipped with Wet Scrubbers, 92nd Annual Meeting of the Air & Waste Management Association, St. Louis, MO, June 1999.
- Deye, C.S., Layman C.M. (2008). A Review of Electrostatic Precipitator Upgrades and SO<sub>2</sub> Reduction at the Tennessee Valley Authority Johnsonville Fossil Plant, *The MEGA Symposium*, Baltimore, MD, 2008.
- Dombrowski, K., S. McDowell, et al. (2008). The balance-of-plant impacts of calcium bromide injection as a mercury oxidation technology in power plants. *A&WMA Mega Symposium*. Baltimore, MD.
- Duan, Y. F., Zhuo, Y. Q., Wang, Y. J., Zhang, L., Yang, L. G., Zhao, C. S., 2010. Mercury Emission and Removal of a 135MW CFB Utility Boiler. *Proceedings of the 20th International Conference on Fluidized Bed Combustion 2010*, 189–194.

- Eurelectric, 2003, Efficiency in Electricity Generation, EURELECTRIC "Preservation of Resources" Working Group, in collaboration with VGB, July 2003.
- European IPPC Bureau (EIPPCB) (2013). Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Large Combustion Plants—first draft (not adopted), June 2013  
[http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/LCP\\_D1\\_June2013\\_online.pdf](http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/LCP_D1_June2013_online.pdf).
- Favale, A., Nakamoto, T, Kato, Y., and Nagai Y. (2013), Mercury Mitigation Strategy through the Co-Benefit Of Mercury Oxidation With SCR Catalyst, Power Engineering, January 2013.
- Feeley, T., III, Brickett, L.A., O'Palko, B.A., Jones, A.P. (2008). DOE/NETL's Mercury Control Technology R&D Program –Taking Technology from Concept to Commercial Reality, presented at the MEGA Symposium, Baltimore, MD, 2008.
- Feeley, T. J. and Jones, A. P. (2009). An Update on DOE/NETL's Mercury Control Technology Field Testing Program. U.S. Department of Energy, available at  
<https://www.netl.doe.gov/File%20Library/NewsRoom/Updated-netl-Hg-program-white-paper-FINAL-July2008.pdf>.
- Feng, W., Kwon, S., Feng, X., Borguet, E., M.ASCE, R. D. V. (2006). Sulfur Impregnation on Activated Carbon Fibers through H<sub>2</sub>S Oxidation for Vapor Phase Mercury Removal. Journal of Environmental Engineering, 292–300.
- Finkelman B. Personal communication: USGS, 2003 // United Nations Environment Programme (UNEP). Toolkit for Identification and Quantification of Mercury Releases. Geneva, Switzerland: UNEP, 2005.
- Finkelman B. Personal communication: USGS, 2004 // United Nations Environment Programme (UNEP). Toolkit for Identification and Quantification of Mercury Releases. Geneva, Switzerland: UNEP, 2005.
- Galbreath, K.C. and Zygarlicke, C.J. (2000). Mercury Transformations in Coal Combustion Flue Gas, Fuel Process. Technol, 65–66, 289.
- GAO (2009). Preliminary Observations on the Effectiveness and Costs of Mercury Control Technologies at Coal-fired Power Plants, United States Government Accountability Office, GAO-09-860T, Washington, DC, 2009.
- Ghorishi, S. B., Keeney, R. M., Serre, S. D., Gullett, B. K., Jozewicz, W. S. (2002). Development of a Cl-Impregnated Activated Carbon for Entrained-Flow Capture of Elemental Mercury, Environ. Sci. Technol., vol. 36, pp. 4454.
- Graydon J. W., Zhang, X. Z., Kirk, D. W., Jia, C.Q. (2009). Sorption and stability of mercury on activated carbon for emission control. Journal of hazardous materials, 168(2-3): 978–82
- ICAC (2010). Enhancing Mercury Control on Coal-fired Boilers with SCR, Oxidation Catalyst, and FGD, Institute of Clean Air Companies. Available at: [www.icac.com](http://www.icac.com).
- ICAC (2010a). Commercial Bookings List, June 2010. Available at:  
[www.icac.com/files/members/Commercial\\_Hg\\_Bookings\\_060410.pdf](http://www.icac.com/files/members/Commercial_Hg_Bookings_060410.pdf).
- ICAC (2012). Sorbent Injection Technology for Control of Mercury Emissions from Coal-Fired Boilers. Available at: [www.icac.com](http://www.icac.com).
- IEA, 2012, High-Efficiency, Low-Emissions Coal-Fired Power Generation-Technology Roadmap, International Energy Agency, Paris, France, 2012.
- IJC, International Joint Commission (2005) Consultation on emissions from coal-fired electrical utilities. Background report from the International Joint Commission and the Commission for Environmental Cooperation, International Air Quality Advisory Board, Montreal, QC, Canada, vp (Apr 2005).
- Institution of Chemical Engineers, Controlling Industrial Emissions-Practical Experience SS143 (Symposium). 1997.
- Ito S., Yokoyama T., Asakura K. (2006). Emission of mercury and other trace elements from coal-fired power plants in Japan, Science of the Total Environment, vol.368, pp. 397–402.
- Jia B J, Chen Y, Feng Q Z, Liu L Y (2013) Research progress of plasma technology in treating NO, SO<sub>2</sub> and Hg<sup>0</sup> from flue gas. Applied Mechanics and Materials, 295-298: 1293–1298.

- Jones A P, Hoffman JW, Smith D N, Feeley T J, Murphy J T (2007) DOE/NETL's Phase II mercury control technology field testing program: preliminary economic analysis of activated carbon injection. *Environmental Science and Technology*; 41 (4); 1365–1371.
- Kang, S.; Edberg, C.; Rebula, E.; Noceti, P. (2007). Demonstration of Mer-Cure™ Technology for Enhanced Mercury Control, DOE/NETL Mercury Control Technology Conference, Pittsburgh, PA, 11–13 December 2007.
- Keiser, B., Glesmann, S., Taff, B., Senior, C., Ghorishi, B., Miller, J., Mimna, R., Byrne, H., Improving Capture of Mercury Efficiency in WFGDs by Reducing Mercury Reemissions, ICAC, June 2014
- Kilgroe, J. D., C. B. Sedman, R. K. Srivastava, J. V. Ryan, C. Lee and S. A. Thorneloe (2001). Control of mercury emissions from coal-fired electric utility boilers: interim report including errata dated 3-21-02. Carbon, U.S. Environmental Protection Agency, Office of Research and Development, National Risk Management Research Laboratory, Air Pollution Prevention and Control Division, 5: 33.
- Ko K B, Byun Y, Cho M, Hamilton I P, Shin D N, Koh D J, and Kim K T (2008) Pulsed Corona Discharge for Oxidation of Gaseous Elemental Mercury. Chemistry Faculty Publications. Paper 2. [http://scholars.wlu.ca/chem\\_faculty/2](http://scholars.wlu.ca/chem_faculty/2).
- Landreth, R. and Royer, D., (2012). Extended use of concrete-friendly C-PAC sorbent at PPL Montana Corette Station, MEGA Symposium, Baltimore, MD, 2012.
- Laudal, D.L.; Thompson, J.S.; Pavlish, J.H.; Brickett, L.; Chu, P.; Srivastava, R.K.; Lee, C.W.; Kilgroe, J.D. (2002) *Evaluation of Mercury Speciation at Power Plants Using SCR and SCR NOx Control Technologies*, 3<sup>rd</sup> International Air Quality Conference, Arlington, Virginia, September 9–12, 2002.
- Lawless, P. (1996). Particle Charging Bounds, Symmetry Relations, and Analytic Charging Rate Model for the Continuum Regime, *J. Aerosol Sci.*, vol. 27, no. 2, pp. 191–215, 1996.
- Leaner, J.J., Dabrowski, J.M., Mason, R.P., Resane, T., Richardson, M., Ginster, M., Gericke, G., Petersen, C.R., Masekoameng, E., Ashton, P.J., Murray, K., (2009). Mercury Emissions from Point Sources in South Africa, In: Pirrone, N., and Mason, R. (eds.) *Mercury Fate and Transport in the Global Atmosphere*, Springer.
- Leitfaden zur energetischen Verwertung von Abfällen in Zement- Kalk und Kraftwerken in Nordrhein-Westfalen, 2. Auflage Ministerium für Umwelt und Naturschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen, Düsseldorf, September 2005.
- Liu X.L., Wang S.X., Zhang L., Wu Y., Duan L., Hao J.M. (2013) Speciation of mercury in FGD gypsum and mercury emission during the wallboard production in China. *Fuel*, vol. 111, pp. 621–627.
- Lu, Y., Rostam-Abadi, M., Chang, R., Richardson, C., Paradis J. (2007). Characteristics of Fly Ashes from Full-Scale Coal-Fired Power Plants and Their Relationship to Mercury Adsorption, *Energy & Fuels*, vol. 21, pp. 2112–2120.
- Marshall, J., Blythe, G.M., and Richardson, M. (2005). Fate of Mercury in Synthetic Gypsum Used for Wallboard Production. Topical report, Task 1 Wallboard Plant Test Results, DE-TC26-04NT42080, April 2005.
- Martin, C. (2009). Activated Carbon Injection for Mercury Control from Coal-Fired Boilers, An Overview, Presented at the Energy Efficiency and Air Pollutant Control Conference, Wroclaw, Poland, September 2009.
- Massachusetts Department of Environmental Protection (2015). Annual Compliance Reports for SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, and Mercury Emissions from Coal-Fired Power Plants (also, similar annual compliance reports from power plants in States of New Jersey and Connecticut).
- McTigue, N. E., Cornwell, D. A., Graf, K., & Brown, R. (2014). Occurrence and consequences of increased bromide in drinking water sources. *JOURNAL AWWA*, 106, 11.
- Miller, C., Feeley, III, T., Aljoe W., Lani, B., Schroeder, K., Kairies, C., McNemar, A., Jones A., Murphy, J. (2006). Mercury Capture and Fate Using Wet FGD at Coal-Fired Power Plants, DOE/NETL Mercury and Wet FGD R&D, Pittsburgh, PA, August 2006.
- Nakayama, Y., Nakamura, S., Takeuchi, Y., Itoh, M., Okino, S., Honjo, S. (2006). MHI High Efficiency System; Proven technology for multi pollutant removal, The MEGA Symposium, Baltimore, MD, 2006.
- Napolitano, S. (1998). "Analyzing Electric Power Generation under the CAAA", US EPA, March 1998.

- Nelson P. F. (2007) Atmospheric emissions of mercury from Australian point sources. *Atmospheric Environment*, vol. 41, pp. 1717–1724.
- Nelson, S., Landreth, R., Zhou, Q., Miller, J. (2004). Accumulated Power-Plant Mercury-Removal Experience with Brominated PAC Injection, Joint EPRI DOE EPA Combined Utility Air Pollution Control Symposium, The MEGA Symposium, Washington, DC, 2004.
- Nelson, S.; Landreth, R.; Liu, X.; Tang, Z.; Miller, J.; Brickett, L. (2006). Brominated Sorbents for Small Cold-Side ESPs, Hot-Side ESPs, and Fly Ash Use in Concrete, DOE/NETL Mercury Control Technology Conference, Pittsburgh, PA, December 11–13, 2006.
- Niksa, S., Fujiwara, N. (2004). The Impact of Wet FGD Scrubbing On Hg Emissions From Coal-Fired Power Stations, The MEGA Symposium, Washington, DC, 2004.
- Nolan, P., Downs, W., Bailey, R., Vecchi, S. (2003). Use of Sulfide Containing Liquors for Removing Mercury from Flue Gases, US Patent 6,503,470, 7 January 2003.
- Pacyna, J., Sundseth, K., Pacyna, E.G., Jozewicz, W., Munthe, J., Belhaj, M., Astrom, S. (2010). An Assessment of Costs and Benefits Associated with Mercury Emission Reductions from Major Anthropogenic Sources, *Journal of the Air & Waste Management*, vol. 60, pp. 302–315, 2010.
- Peters, H. James (2010) Regenerative Activated Coke Technology with No Water Consumption, RMEL Spring Conference, Santa Fe NM, 17 March 2010 (<http://www.hamonusa.com/sites/default/files/Regenerative%20Activated%20Coke%20Technology%20with%20No%20Water%20Consumption.pdf>).
- Pirrone N, Munthe J, Barregård L, Ehrlich H C, Petersen G, Fernandez R, Hansen J C, Grandjean P, Horvat M, Steinnes E, Ahrens R, Pacyna J M, Borowiak A, Boffetta P., Wichmann-Fiebig M. EU ambient air pollution by mercury (Hg) - position paper. Italy: Office for Official Publications of the European Communities, 2001.
- Redinger, K.E., Evans, A., Bailey, R., Nolan, P. (1997). Mercury Emissions Control in FGD Systems, EPRI/DOE/EPA Combined Air Pollutant Control System, Washington, DC, 1997.
- Richardson, S. D., Plewa, M. J., Wagner, E. D., Schoeny, R., & DeMarini, D. M. (2007). Occurrence, genotoxicity, and carcinogenicity of regulated and emerging disinfection by-products in drinking water: a review and roadmap for research. *Mutation Research/Reviews in Mutation Research*, 636(1), 178–242.
- Rini, M.J., Vosteen, B.W. (2008). Full-scale Test Results From a 600 MW PRB-fired Unit Using Alstom's KNX™ Technology for Mercury Emissions Control, The MEGA Symposium 2008, Baltimore, MD, 2008.
- Rini, M.J., Vosteen, B.W. (2009). Full-Scale Test Results from a 600 MW PRB-fired Unit Using Alstom's KNX™ Technology for Mercury Control, MEC-6 Conference, Ljubljana, Slovenia, April 2009.
- Romanov, A., Sloss, L. and Jozewicz, W. (2012). Mercury emissions from the coal-fired energy generation sector of the Russian Federation. *Energy & Fuels*, vol. 26, pp. 4647–4654.
- Rupesh, K. (2013). Fuels and its Combustion in Boiler, Steag, 2013. Available at: <http://www.eecpowerindia.com/codelibrary/ckeditor/ckfinder/userfiles/files/Session%20%20%20module%20-%20Fuels%20and%20its%20Combustion%20in%20Boiler.pdf>.
- Sargent & Lundy (2007). Flue Gas Desulfurization Technology Evaluation (Dry Lime vs. Wet Limestone FGD), Project Number 11311-001 (2007).
- EPRI (2006). Status of Mercury Control Technologies: Activated Carbon Injection and Boiler Chemical Additives, Technical Report of EPRI (2006).
- Sarunac, Nenad, Evaluation and Comparison of US and EU Reference Methods for Measurement of Mercury, Heavy Metals, PM2.5 and PM10 Emission From Fossil-Fired Power Plants, Lehigh University, February 2007.
- Satyamurty, M. (2007). Coal Beneficiation Technology –2007 Initiatives, Policies and Practices, presented at Workshop on Coal Beneficiation and Utilization of Rejects: Initiatives, Policies and Practice, Ranchi, India, 22–24 August 2007.
- Senior, C.L. (2000). Behavior of Mercury in Air Pollution Control Devices on Coal-fired Utility Boilers, Power Production in the 21st Century Conference, Snowbird, UT, USA, 2000.

- Senior, C. (2004). Modelling Mercury Behavior in Combustion Systems: Status and Future Prospects, In Proceedings of the Mercury Experts Conference MEC-1, Glasgow, Scotland, May 2004.
- Senior, C., Fry, A., Cauch, B. (2008). Modeling Mercury Behavior in Coal-Fired Boilers with Halogen Addition, The MEGA Symposium, Baltimore, MD, August 2008.
- Senior, C., Johnson, S. (2008). Impact of Carbon-in-Ash on Mercury Removal across Particulate Control Devices in Coal-Fired Power Plants, *Energy & Fuels*, vol. 19, pp. 859–863, 2005.
- Serre, S., Lee CW, Chu, P., Hastings T. (2008). Evaluation of the Impact of Chlorine on Mercury Oxidation in a Pilot-Scale Coal Combustor —The Effect of Coal Blending, The MEGA Symposium, Baltimore, MD, August 2008.
- Singer, J.G. (1991). *Combustion Fossil Power*, 1991.
- Sloss, L. (2008). *Economics of Mercury Control*, Clean Coal Centre, ISBN: 978-92-9029-453-5, January 2008.
- Sloss, L. (2009). *Implications of emission legislation for existing coal-fired plants*, Clean Coal Centre, ISBN: 978-92-90290464-1, February 2009.
- Sloss, L. (2015). *The emerging market for mercury control*, IEA, CCC, February 2015.
- Srinivasan, N. and Dene. C. (2013). Bromine Related Corrosion Issues, July 2013. Available at: <http://aepevents.com/files/presentations/2013-general-session-bromine-addition-for-mercury-capturesrinivasan-and-dene-epri-1378922295.pdf>.
- Srivastava, R., Martin, B., Princiotta, F, Staudt, J. (2006). Control of Mercury Emissions from Coal-Fired Electric Utility Boilers, *Environ. Sci. Technol.*, vol. 40, pp. 1385–1392, 2006.
- Srivastava, R.K., Jozewicz, W. (2001). Flue Gas Desulfurization: The State of the Art, *Journal of the Air & Waste Management Association*, vol.51, no.12, pp.1676–1688, 2001.
- Tewalt, S.J., Belkin, H.E., SanFilipo, J.R., Merrill, M.D., Palmer, C.A., Warwick, P.D., Karlsen, A.W., Finkelman, R.B., and Park, A.J., comp., 2010, Chemical analyses in the World Coal Quality Inventory, version 1: U.S. Geological Survey Open-File Report 2010-1196, <http://pubs.usgs.gov/of/2010/1196/>.
- Timpe, R.C.; Mann, M.D.; Pavlish, J.H. (2001). Organic Sulfur and HAP Removal from Coal Using Hydrothermal Treatment, *Fuel Process. Technol.*, vol. 73, no.2, pp.127–141, 2001.
- Toole-O’Neil, B., Tewalt, S.J., Finkleman, R.B., Akers. R. (1999). Mercury Concentration in Coal-Unraveling the Puzzle, *Fuel*, vol. 78, pp. 47–54, 1999.
- UK Department of Trade and Industry (2000), *Flue Gas Desulphurization (FGD) Technologies*, Technology Status Report No.12.
- UNEP (2008). *The Global Atmospheric Mercury Assessment: Sources, Emissions and Transport*. United Nations Environmental Programme, Chemicals Branch, DTIE, Geneva, Switzerland, December, 2008.
- UNEP (2010). *Process Optimization Guidance Document*, United Nations Environmental Programme, Chemicals Branch, Geneva, Switzerland, January 2011.
- UNEP (2011). *Reducing mercury emissions from coal combustion in the energy sector*. United Nations Environmental Programme, Chemicals Branch, Geneva, Switzerland, February 2011. Available at: [http://www.unep.org/chemicalsandwaste/Portals/9/Mercury/Documents/coal/FINAL%20Chinese\\_Coal%20Report%20-%2011%20March%202011.pdf](http://www.unep.org/chemicalsandwaste/Portals/9/Mercury/Documents/coal/FINAL%20Chinese_Coal%20Report%20-%2011%20March%202011.pdf).
- UNEP (2013a). *Global mercury assessment 2013: sources, emissions, releases, and environmental transport*. United Nations Environmental Programme, Chemicals Branch, Geneva. Available at: <http://www.unep.org/PDF/PressReleases/GlobalMercuryAssessment2013.pdf>.
- UNEP (2013b). *Reducing mercury emissions from coal combustion in the energy sector of the Russian Federation*. United Nations Environmental Programme, Chemicals Branch, Geneva. Available at: <http://www.unep.org/chemicalsandwaste/Portals/9/Mercury/Documents/coal/Report%20Demo-Toliatti%20FINAL%20Report%2027%20Nov%202013.pdf>.
- US DOE (2005). Feeley, J. III, Brickett, L.A, O’Palko A., Murphy J.T., *Field Testing of Mercury Control Technologies for Coal-Fired Power Plants*, Mercury R&D Review Meeting, December 2005.

- USEPA (1997). Mercury Study Report to Congress, Volume I, Office of Air Quality Planning and Standards and Office of Research and Development, Research Triangle Park, NC, EPA-452/R-97-004b, December 1997.
- USEPA (2001). Database of information collected in the Electric Utility Steam Generating Unit Mercury Emissions Information Collection Effort, OMB Control No. 2060-0396, Office of Air Quality Planning and Standards. Research Triangle Park, NC, April 2001. Available at: <http://www.epa.gov/ttn/atw/combust/utltoxt/utoxpg.html>.
- USEPA (2002). Control of Mercury Emissions from Coal-Fired Electric Utility Boilers: Interim Report Including Errata Dated 3-31-02, Air Pollution Prevention and Control Division, National Risk Management Research Laboratory, Office of Research and Development, U.S. Environmental Protection Agency, Research Triangle Park, NC, EPA-600/R-01-109, April 2002.
- USEPA (2005). Multipollutant Emission Control Technology Options for Coal-fired Power Plants, Air Pollution Prevention and Control Division, National Risk Management Research Laboratory, Office of Research and Development, U.S. Environmental Protection Agency, Research Triangle Park, NC, EPA-600/R-05-034, March 2005.
- USEPA (2006). Characterization of Mercury-Enriched Coal Combustion Residues from Electric Utilities Using Enhanced Sorbents for Mercury Control, Air Pollution Prevention and Control Division, National Risk Management Research Laboratory, Office of Research and Development, U.S. Environmental Protection Agency, Research Triangle Park, NC, EPA-600/R-06-008, February 2006.
- USEPA (2008). Characterization of Coal Combustion Residues from Electric Utilities Using Wet Scrubbers for Multi-Pollutant Control, Air Pollution Prevention and Control Division, National Risk Management Research Laboratory, Office of Research and Development, U.S. Environmental Protection Agency, Research Triangle Park, NC, EPA-600/R-08-077, July 2008.
- USEPA (2009). CUECost Workbook Development, Documentation, Air Pollution Prevention and Control Division, National Risk Management Research Laboratory, Office of Research and Development, U.S. Environmental Protection Agency, Research Triangle Park, NC, EPA-600/R-09-131, September 2009. <http://nepis.epa.gov/Adobe/PDF/P1005ODM.pdf>.
- USEPA (2009a). Characterization of Coal Combustion Residues from Electric Utilities-Leaching and Characterization Data, Air Pollution Prevention and Control Division, National Risk Management Research Laboratory, Office of Research and Development, U.S. Environmental Protection Agency, Research Triangle Park, NC, EPA-600/R-09-151, December 2009.
- USEPA (2010). Documentation for EPA Base Case v.4.10 Using the Integrated Planning Model, EPA 430R10010.
- USEPA (2013). Documentation for EPA Base Case v.5.13 Using the Integrated Planning Model EPA# 450R13002. <http://www.epa.gov/airmarkets/programs/ipm/psmodel.html>.
- USGS (2014). Collaborative Studies for Mercury Characterization in Coal and Coal Combustion Products, Republic of South Africa, U.S. Geological Survey, Eastern Energy Resources Science Center, Reston, VA 20192, USA, January 2014.
- Vassileva, S.V.; Eskenazy, G.M.; Vassileva, C.G. (2000). Contents, modes of occurrence and origin of chlorine and bromine in coal. *Fuel*, vol. 79, pp 903-921.
- Vosteen, B.W., Beyer, J. et al. (2002). Process for Removing Mercury from Flue Gases, Patent Application DE 102 33 173, July 2002.
- Vosteen, B.W., Beyer, J., Bonkhofer, Th.-G., Pohontsch, A., Wieland, A. (2003). Hg-Rückhaltung im reingasseitigen SCR-Katalysatorbett hinter der Rauchgaswäsche einer Sonderabfallverbrennungsanlage, *VGB PowerTech* 4/2003, 76-91. April 2003.
- Vosteen, B. W., Beyer, J., Bonkhofer, Th.-G., Kanefke, R., Ulrich, R. (2003b). Mercury-Related Chemistry in Waste Incineration and Thermal Process Flue Gases, Poster, Air Quality Conference VI, Arlington VA, September 2003.
- Vosteen, B. W., Kanefke, R. (2003c). Bromgestützte Quecksilberabscheidung aus den Abgasen von Verbrennungsanlagen, Studie im Auftrag des Landesumweltamts Nordrhein-Westfalen, Cologne, Germany, December 2003, available at: [http://vosteen-consulting.de/sites/Vosteen-Consulting/de\\_1958.asp](http://vosteen-consulting.de/sites/Vosteen-Consulting/de_1958.asp).

- Vosteen, B.W., Lindau, L. (2006). Bromine Based Mercury Abatement-Promising Results from Further Full Scale Testing, MEC-3 Conference, Katowice, Poland, June 2006.
- Vosteen, B.W.; Kanefke, R.; Koeser, H. (2006b). Bromine-enhanced Mercury Abatement from Combustion Flue Gases –Recent Industrial Applications and Laboratory Research, VGB PowerTech 3/2006, 70-75. March 2006.
- Vosteen, B.W. (2010). Chinese Coals Need Bromine for Co-Benefit Mercury Capture, paper # C2-8 in Proceedings of 13th Electric Utilities Environmental Conference (EUEC), Phoenix, AZ, February 1-3, 2010.
- Wang Y., Duan Y., Yang L., Jiang Y., Wu C., Wang Q., Yang X. (2008). Comparison of Mercury Removal Characteristic between Fabric Filter and Electrostatic Precipitators of Coal-fired Power Plants, *J Fuel Chem Technol*, vol. 36, no. 1, pp. 23–29, 2008.
- Wang, S., Zhang, L., Wu, Y., Ancora, M., Zhao, Y., Hao, J. (2010). Synergistic Mercury Removal by Conventional Pollutant Control Strategies for Coal-fired Power Plants in China, *Journal of the Air & Waste Management Association*, vol. 60, no.6, pp. 722–730.
- Wang, S. X., Zhang, L., Li, G. H., Wu, Y., Hao, J. M., Pirrone, N., Sprovieri, F., Ancora, M. P. (2010) Mercury emission and speciation of coal-fired power plants in China. *Atmospheric Chemistry and Physics*, 10(3): 1183–1192.
- WCA (2014). World Coal Association. Available at <http://www.worldcoal.org/coal/what-is-coal/>
- Xu F, Luo Z, Cao W, Wang P, Wei B, Gao X, Fang M, Cen K (2009) Simultaneous oxidation of NO, SO<sub>2</sub> and Hg<sup>0</sup> from flue gas by pulsed corona discharge, *Journal of Environmental Sciences*, 21: 328~332.
- Zhang, L., Wang, S. X., Meng, Y., Hao, J.M. (2012). Influence of Mercury and Chlorine Content of Coal on Mercury Emissions from Coal-Fired Power Plants in China. *Environ. Sci. Technol.*, 46 (11), pp. 6385–6392.
- Zhang, L., Wang, S. X., Wang, F. Y., Yang, H., Wu, Q. R., Hao, J. M. (2013). Mercury transformation and removal in three coal-fired power plants with selective catalytic reduction systems. The 11th International Conference on Mercury as a Global Pollutant, Edinburgh, Scotland, UK, 2013.
- Zhang, L., Wang, S.X., Wang, L., Wu, Y., Duan, L., Wu, Q.R., Wang, F. Y., Yang, M., Yang, H., Hao, J.M, Liu, X. (2015). Updated emission inventories for speciated atmospheric mercury from anthropogenic sources in China. *Environ Sci Technol.*, 49(5):3185-94. doi: 10.1021/es504840m.
- Zhang, L. (2015). Mechanism of mercury transformation and synergistic removal from coal combustion. Postdoctoral Research Report, Beijing, China, 2015.
- Zhuo, Y. (2007). Hg Emission from Six Coal-fired Power Plants in China and Its Implications, Mercury Emission from Coal, The 4th International Experts' Workshop MEC-4, Tokyo, Japan, 13 –15 June 2007.
- ZMWG (2015) ZMWG Comments on Guidance on BAT/BEP for Coal-fired power plants and Coal-fired industrial boilers 1 August 2015; [http://mercuryconvention.org/Portals/11/documents/BAT-BEP%20draft%20guidance/Submissions/ZMWG\\_3.pdf](http://mercuryconvention.org/Portals/11/documents/BAT-BEP%20draft%20guidance/Submissions/ZMWG_3.pdf)
- Zykov, A.M., Kolchin, K.I., Tumanovsky, A.G., Jozewicz, W. (2004). Joint Russian-American Project to Enhance Performance of Electrostatic Precipitators Used at Power Plants in the Newly Independent States, The MEGA Symposium, Washington, DC, 2004.