



**ПРОГРАММА ОРГАНИЗАЦИИ ОБЪЕДИНЁННЫХ НАЦИЙ  
ПО ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЕ**



# **Руководство по оптимизации процессов сжигания угля на электростанциях в целях сокращения выбросов ртути**



Отдел технологии, промышленности и экономики (DTIE)

Подпрограмма по химическим веществам

Женева, Швейцария

Ноябрь 2010 г.

**Руководство по оптимизации  
процессов сжигания угля на  
электростанциях в целях сокращения  
выбросов ртути**

**Отчет  
Сектора партнерства по сжиганию угля**



Ноябрь 2010 г.

### **Ограничение ответственности**

Употребляемые обозначения и изложение материала в настоящем документе не подразумевает высказывания какого-либо мнения ни со стороны Организации Объединенных Наций, ни со стороны ЮНЕП относительно юридического статуса какой бы то ни было страны, территории, города или области, либо их органов управления, либо делимитации их границ или рубежей. Мнения, высказанные в данной публикации, могут не совпадать с мнением ЮНЕП.

Упоминание отдельных компаний или продукции конкретных производителей не означает, что они используются или рекомендуются ЮНЕП и что им отдается предпочтение перед другими аналогичными, но не упомянутыми компаниями или продукцией. Не разрешается использовать информацию о собственной продукции, которая приводится в настоящем документе, в целях пропаганды или рекламы.

Материал, представленный в настоящей публикации, может свободно цитироваться или воспроизводиться при условии указания ссылки на документ и выражения признательности его авторам.

Финансирование данной работы частично осуществлялось Европейским Союзом.

С электронной версией данного отчета можно ознакомиться на веб-сайте

Подпрограммы ЮНЕП по химическим веществам

[http://www.chem.unep.ch/mercury/Sector-Specific-Information/Coal\\_combustion.htm](http://www.chem.unep.ch/mercury/Sector-Specific-Information/Coal_combustion.htm)

Помимо этого, экземпляры данного отчета можно получить по следующему адресу:

United Nations Environment Programme

UNEP Chemicals

International Environment House

11-13 Chemin des Anémones

CH-1219 Châtelaine

Geneva, Switzerland

Телефон: +41 22 917 1234

E-mail: [mercury@unep.org](mailto:mercury@unep.org)

Подпрограмма ЮНЕП по химическим веществам является структурной частью Отдела технологии, промышленности и экономики (DTIE).

ЮНЕП выражает признательность всем участникам данного исследования и в особенности упомянутому ниже автору за его самоотдачу и обязательность в работе:

***Войцех Йожевич, «АРКАДИС США Инкорпорэйтед»***

Перевод данного документа на русский язык и соответствующее техническое редактирование осуществлено ОАО «Научно-исследовательский институт охраны атмосферного воздуха» (ОАО «НИИ Атмосфера») в сотрудничестве с ОАО «Всероссийский теплотехнический научно-исследовательский институт» (ОАО «ВТИ»).

## РЕЗЮМЕ

В данном Руководстве по оптимизации производственных процессов (РОПП) приводится сводная информация по методам сокращения выбросов ртути, которые могут применяться на угольных электростанциях. Выбросы ртути, образующиеся при сжигании угля на электростанциях и в промышленных котлах, составили в 2005 году приблизительно 26% от общемировых антропогенных выбросов ртути. В силу этого важно уменьшить их количество в данном секторе.

РОПП является инструментом, который может быть использован для определения подходов к сокращению выбросов ртути, что во многих случаях достигается в качестве сопутствующего эффекта при сокращении выбросов других загрязняющих веществ. Этот инструмент может использоваться на уровне отдельных угольных ТЭС. Он позволяет предварительно выбрать стратегию сокращения выбросов ртути для конкретной электростанции. В большинстве случаев РОПП также может применяться в отношении крупных промышленных угольных котлов.

Методы и технологии сокращения выбросов ртути включают: мероприятия, направленные на повышение энергоэффективности, обеспечение сокращения выбросов еще до начала стадии сжигания (например, смешивание углей, обогащение угля), оптимизация технологий сокращения выбросов других загрязняющих веществ с целью достижения максимального сокращения выбросов ртути, использование технологий сокращения выбросов именно ртути, а также использование технологий, позволяющих снижать выбросы нескольких загрязняющих веществ одновременно. Эти методы и технологии представлены ниже:

- Ввод активированного угля (ВАУ) был продемонстрирован на нескольких полномасштабных промышленных системах и в настоящее время является коммерческой технологией. ВАУ должен применяться в сочетании с устройством для улавливания твердых частиц (ТЧ), например, с электрофильтром (ЭФ) или рукавным фильтром (РФ). Химически обработанный активированный уголь позволяет обычно достичь сокращения выбросов более чем на 90%, а также обеспечить удаление такого же количества ртути, что и при использовании необработанного активированного угля, при меньшем расходе.
- Улучшение эксплуатационных характеристик старых котлов может обеспечить сокращение выбросов ртути вплоть до примерно 7%. Капитальный ремонт многих действующих установок, помимо повышения эффективности и производительности, может в то же самое время обеспечить сокращение выбросов ртути. Обогащение угля позволяет обеспечить в среднем удаление 30% ртути; имеющиеся данные свидетельствуют о существенных колебаниях показателей удаления ртути в зависимости от происхождения угля. Химическая обработка угля может способствовать сокращению выбросов ртути вплоть до 70%. Надлежащий выбор и смешивание углей имеют потенциал сокращения

выбросов ртути приблизительно до 80%. Добавление галогенов, в особенности брома, в некоторых случаях может способствовать сокращению выбросов ртути более чем на 80%.

- Повышение эффективности ЭФ и РФ может увеличить показатели улавливания ртути с помощью данного оборудования примерно на 30 и 80 процентов соответственно. Установки мокрой десульфуризации дымовых газов (ДДГ) могут обеспечить удаление примерно 90% выбросов ртути. С помощью селективного каталитического восстановления (СКВ) количество окисленной ртути может быть увеличено вплоть до 85%, что приведет к ее более эффективному улавливанию в системах мокрой ДДГ.
- Экономически эффективными могут оказаться технологии улавливания сразу нескольких загрязняющих веществ, включая ртуть. Однако обычно не хватает опыта демонстрационной эксплуатации для выявления полной коммерческой готовности этих технологий.

В данном документе в виде «дерева принятия решений» представлена концепция процесса выбора стратегии сокращения выбросов ртути. Дерево принятия решений представляет собой инструмент, который может использоваться в процессе предварительного выбора наиболее эффективной стратегии сокращения выбросов ртути, посредством анализа состава действующего оборудования для сокращения выбросов других загрязняющих веществ (диоксида серы [SO<sub>2</sub>], оксидов азота [NO<sub>x</sub>], ТЧ), а также его эксплуатационных характеристик. Руководствуясь результатами этого анализа, можно предварительно выбрать технологию для сокращения выбросов ртути, в том числе и технологию для целенаправленного сокращения именно выбросов ртути. Окончательный выбор может быть подтвержден с помощью одной из существующих комплексных прогностических моделей. Однако следует отметить, что дерево принятия решений учитывает только вышеупомянутые методы сокращения выбросов. Помимо этого, необходимо учитывать режим эксплуатации электростанции, а также описанные выше методы сокращения выбросов, предпринимаемые еще до стадии сжигания.

В целях сокращения риска для окружающей среды следует уделять повышенное внимание конечным продуктам работы систем улавливания ртути. Ртуть, уловленная с помощью систем ДДГ, остается связанной с частицами летучей золы и гипсом, который является побочным продуктом эксплуатации систем ДДГ. Результаты некоторых тестов на выщелачивание, проведенные с влажным и фиксированным шламом систем ДДГ, свидетельствуют о повышенном выщелачивании ртути при определенных условиях утилизации и использования.

В РОПП представлены оценки общих затрат, связанных с сокращением выбросов ртути на угольных ТЭС. Имеется достаточно полная информация о затратах, связанных с применением ВАУ, а также реальные стоимостные показатели, полученные на объектах в США. Затраты, связанные с сокращением выбросов ртути как сопутствующим эффектом применения технологий, изначально предназначенных для улавливания других загрязняющих веществ, оценить достаточно сложно. Это связано с тем, что они зависят от множества факторов, таких как происхождение угля и его качество, степень модернизации, которой должно быть подвергнуто действующее золоулавливающее оборудование, или режим эксплуатации системы мокрой ДДГ на конкретной установке. По этим причинам в РОПП включены только относительные стоимостные показатели. Их следует поэтому рассматривать только в качестве индикаторов затрат. Кроме того, при

выборе методов сокращения выбросов ртути непременно следует учитывать те экономические условия, которые преобладают в данном конкретном регионе.

## Оглавление

<u>Раздел</u>	<u>Страница</u>
<b>Резюме</b> .....	<b>i</b>
<b>1 Предисловие</b> .....	<b>1</b>
1.1 История вопроса .....	2
1.2 Цель и сфера применения .....	3
<b>2 Выбросы ртути, образующиеся при сжигании угля</b> .....	<b>5</b>
<b>3 Стратегии сокращения выбросов ртути</b> .....	<b>8</b>
3.1 Повышение эффективности работы электростанции .....	9
3.2 Обработка угля.....	10
3.3 Улавливание ртути как сопутствующий эффект действия технологий, изначально предназначенных для сокращения выбросов других загрязняющих веществ.....	10
3.4 Технологии, предназначенные для целенаправленного удаления ртути.....	16
<b>4 Повышение эффективности работы электростанции</b> .....	<b>18</b>
<b>5 первичная обработка УГЛЯ</b> .....	<b>24</b>
5.1 Промывка угля.....	24
5.2 обогащение угля.....	26
5.3 Смешивание углей/Переход на использование другого вида топлива .....	30
5.4 добавки к углю .....	38
<b>6 Усовершенствование системы улавливания твердых частиц</b> .....	<b>42</b>
6.1 Улавливание ртути.....	44
<b>7 Улавливание ртути как сопутствующий эффект применения технологий сокращения выбросов SO<sub>2</sub> и NO<sub>x</sub></b> .....	<b>49</b>
7.1 Улавливание ртути как сопутствующий эффект применения технологии мокрой ДДГ..	53
7.2 Улавливание ртути как сопутствующий эффект применения технологий сокращения выбросов NO <sub>x</sub> .....	54
<b>8 Технологии, предназначенные для целенаправленного сокращения выбросов ртути</b> .....	<b>56</b>
8.1 Ввод сорбента до золоулавливающего оборудования .....	57
8.2 TOXECON™ .....	62
<b>9 Одновременное сокращение выбросов нескольких загрязняющих веществ</b> .....	<b>64</b>
Обработка электронным пучком .....	65
EnviroScrub/Pahlman.....	67
Электрокаталитическое окисление .....	68
НТО .....	70
Эфплаз .....	72
<b>10 Дерево принятия решений</b> .....	<b>74</b>
<b>11 Вопросы, связанные с проведением мероприятий после улавливания ртути</b> .....	<b>81</b>
<b>12 Примеры затрат на сокращение выбросов ртути</b> .....	<b>84</b>
<b>13 Список использованной литературы</b> .....	<b>89</b>
13.1 Список отобранных источников информации о борьбе с выбросами ртути на угольных электростанциях .....	89
13.2 Цитированная литература .....	90

<b><u>Перечень рисунков</u></b>	<b><u>Страница</u></b>
Рисунок 1. Вклад различных отраслей промышленности в глобальные атмосферные выбросы ртути антропогенного происхождения в 2005 году.....	6
Рисунок 2. Соединения ртути в дымовых газах угольных котлов; вход ГУ = вход в газоочистную установку (на основе данных US EPA, 2000). ....	12
Рисунок 3. Преобразование соединений ртути в дымовых газах (из Niksa и Fujiwara, 2009) .....	13
Рисунок 4. Схема процесса ВАУ (ВП: воздухоподогреватель) (US DOE, 2005) .....	16
Рисунок 5. Схема технологического процесса «К-топливо». ....	28
Рисунок 6. Модуль термической обработки, применяемый в процессе «К-топливо». ....	29
Рисунок 7. Влияние смешивания углей на эффективность улавливания ртути в установке ДДГ (Bustard и др., 2005) .....	31
Рисунок 8. Процентное содержание окисленной ртути в различных смесях суббитуминозного и каменного углей (Serre и др., 2008). ....	35
Рисунок 9. Окисление ртути в системе СКВ в зависимости от содержания хлора в угле (из Serre и др., 2008).....	35
Рисунок 10. Сопоставление эффективности действия бром- и хлорсодержащих добавок (из Vosteen и Lindau, 2006) .....	40
Рисунок 11. Улавливание ртути в ЭФ в зависимости от содержания в золе НУ (из Senior и Johnson, 2005). ....	45
Рисунок 12. Дополнительное сокращение выбросов ртути в результате повышения эффективности ЭФ. ....	47
Рисунок 13. Сводная информация по результатам исследования ввода необработанного активированного угля в рамках стадии I (из US DOE 2005).....	58
Рисунок 14. Сопоставление эффективности улавливания ртути для обработанного и необработанного активированного угля (Feeley и др., 2008). ....	60
Рисунок 15. Принципиальная схема процесса TOXECON™ (US DOE, 2005). ....	62
Рисунок 16. Принципиальная схема процесса TOXECON II™ (US DOE, 2005).....	63
Рисунок 17. Схема технологического процесса обработки электронным пучком (из Frank и Markovic, 1994). ....	67
Рисунок 18. Схема процесса электрокаталитического окисления.....	69
Рисунок 19. Схема процесса низкотемпературного окисления.....	71
Рисунок 20. Дерево принятия решений для выбора наилучших вариантов сокращения выбросов ртути .....	76

**Перечень таблиц****Страница**

Таблица 1. Усредненные показатели эффективности улавливания ртути на угольных блоках при различных конфигурациях газоочистного оборудования (US EPA, 2002).....	14
Таблица 2. Методы, обычно применяемые на ТЭС в целях повышения эффективности .....	20
Таблица 3. Сопоставление характеристик суббитуминозных и каменных углей .....	34
Таблица 4. Улавливание ртути в золоуловителях различного типа, % .....	42
Таблица 5. Эффективность улавливания ртути с помощью технологий, изначально предназначенных для сокращения выбросов других загрязняющих веществ.....	51
Таблица 6. Технологии сокращения выбросов нескольких загрязняющих веществ, находящиеся в настоящее время в стадии разработки .....	64
Таблица 7. Показатели эффективности удаления ртути с помощью системы низкотемпературного окисления для углей различных типов .....	72
Таблица 8. Варианты оптимизации в соответствии с деревом принятия решений для некоторых конфигураций газоочистного оборудования .....	79
Таблица 9. Пример капитальных затрат, связанных с применением технологии ВАУ на блоке мощностью 360 МВт .....	86
Таблица 10. Относительная стоимость технологий сокращения выбросов ртути .....	88

**Перечень аббревиатур**

ВАУ	ввод активированного угля
ВППО	вещество, представляющее потенциальную опасность
ДДГ	десульфуризация дымовых газов
ЗСИ	Запрос о сборе информации
ИСОПН	интеллектуальная система обдувки поверхностей нагрева
КПД	коэффициент полезного действия
МИДДГсФО	мокрая известняковая десульфуризация дымовых газов с форсированным окислением
МЭФ	мокрый электрофильтр
НТО	низкотемпературное окисление
НДТ/НЭП	наилучшие доступные технологии/наилучшая экологическая практика
НУ	несгоревший углерод (недожог)
ПГ	парниковый(е) газ(ы)
ОЗВ	опасный загрязнитель воздуха
ОПСУ	остаточные продукты сжигания угля
ПАУ	порошкообразный активированный уголь
ПДК	предельно допустимая концентрация
ПРБ	бассейн (речной) Powder River
РА	распылительный абсорбер
РОПП	руководство по оптимизации производственных процессов
РФ	рукавный фильтр
РФимп	рукавный фильтр с импульсной продувкой
СКВ	селективное каталитическое восстановление
СНКВ	селективное некаталитическое восстановление
СУ	Совет управляющих
ТСК	требования к совокупному капиталу, включая оборудование, проектирование, монтаж, налоги и т.п.
ТЧ	твердые частицы
ЭиТО	эксплуатация и техническое обслуживание
ЭКО	электрокаталитическое окисление
ЭФ	электрофильтр
ЭФг	электрофильтр, смонтированный на горячей стороне воздухоподогревателя
ЭФплаз	электрофильтр с подводом дополнительных реагентов в область образования плазмы
ЭФх	электрофильтр, смонтированный на холодной стороне воздухоподогревателя
ЮНЕП	Программа ООН по окружающей среде

EPRI	научно-исследовательский институт электроэнергетики (США)
TOXCON	технология сокращения токсичных выбросов
US DOE	Министерство энергетики (МЭ) США
US EPA	Агентство по охране окружающей среды США (АООС)

**Перечень химических знаков**

$\text{Al}_2\text{O}_3$	оксид алюминия
$\text{Br}_2$	молекулярный бром
Ca	кальций
CaO	оксид кальция (известь)
$(\text{CaSO}_3 \cdot \frac{1}{2}\text{H}_2\text{O})$	гемигидрат сульфита кальция
$(\text{CaSO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O})$	двуводный сульфат кальция
Cl	хлор
$\text{Cl}_2$	молекулярный хлор
CO	монооксид углерода
$\text{Fe}_2\text{O}_3$	оксид железа
$\text{H}_2\text{S}$	сероводород
$\text{H}_2\text{SO}_4$	серная кислота
HBr	бромоводород
HCl	хлороводород
HF	фтороводород
$\text{Hg}^{2+}$	газофазная окисленная ртуть
$\text{Hg}^0$	газофазная элементарная ртуть
$\text{Hg}^P$	ртуть, связанная с твердыми частицами
$\text{HgCl}_2$	двуххлористая ртуть
HgO	оксид ртути
HgS	сульфид ртути
$\text{HgSO}_4$	сульфат ртути
$\text{HNO}_3$	азотная кислота
MgO	оксид магния
$\text{MnO}_2$	оксид марганца
$\text{NH}_3$	аммиак
$\text{NH}_4\text{Cl}$	хлорид аммония
$\text{NO}_x$	оксиды азота
O	атомарный кислород
$\text{O}_2$	молекулярный кислород
$\text{O}_3$	озон
OH	гидроксил
S	сера
$\text{SiO}_2$	диоксид кремния (кварц)
$\text{SO}_2$	диоксид серы
$\text{SO}_3$	триоксид серы
$\text{TiO}_2$	оксид титана

**Перечень единиц измерения**

Ом·м	ом-метр
мкм	микрометр
эВ	электрон-вольт
ГВт	гигаватт
кГр	килогрей
кПа	килопаскаль
кВт·ч	киловатт-час
кг/млн.м <sup>3</sup>	килограмм на миллион кубических метров
мг/кг	миллиграмм на килограмм
МДж/кг	мегаджоуль на килограмм
МВт	мегаватт
ppm	число частей на миллион

**Пунктуация**

В соответствии с правилами пунктуации русского языка, в качестве символа разделения разрядов числа используется шпация 2пт., а в качестве знака десятичной части – запятая (,).

## 1 ПРЕДИСЛОВИЕ

В данном руководстве по оптимизации производственных процессов (РОПП) приводится сводная информация по методам и технологиям сокращения выбросов ртути, образующихся в процессе эксплуатации угольных электростанций. Эти методы и технологии включают проведение мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности, меры по сокращению выбросов до начала стадии сжигания/превентивные меры (например, смешивание углей, обогащение угля), обеспечение максимально возможного сокращения выбросов ртути с помощью технологий сокращения выбросов других загрязняющих веществ (диоксида серы [SO<sub>2</sub>], оксидов азота [NO<sub>x</sub>], твердых частиц [ТЧ]), использование методов сокращения, предназначенных для целенаправленного сокращения именно выбросов ртути (например, ввод активированного угля [BAU]). В целях сокращения выбросов ртути могут также применяться технологии улавливания нескольких загрязняющих веществ (то есть, технологии, которые позволяют осуществлять улавливание одновременно сразу нескольких загрязняющих веществ, в том числе и ртуть). Сокращения выбросов ртути можно также достичь посредством перехода на альтернативные виды топлива или источники энергии.

В большинстве случаев РОПП может также применяться в отношении крупных промышленных угольных котлов.

РОПП является всеобъемлющим (насколько это возможно) исследованием возможностей сокращения выбросов, с учетом различного содержания ртути в угле,

На 25-ой сессии Совета Управляющих Программы ООН по окружающей среде (Найроби, февраль 2009 г.) было принято решение о разработке глобального инструмента по ртути в период до очередной 27-ой сессии Совета Управляющих, проведение которой намечено на 2013 г.

В данном руководстве по оптимизации производственных процессов (РОПП) приводится сводная информация по методам и технологиям сокращения выбросов ртути от угольных ТЭС. В большинстве случаев РОПП может также применяться в отношении крупных промышленных угольных котлов.

который добывается и используется в различных регионах, а также различных типов котлов и режимов их эксплуатации. В данном документе представлена концепция дерева принятия решений, охватывающая различные стадии процесса выбора стратегии сокращения выбросов. Предполагается, что данное дерево принятия решений послужит инструментом, полезным с точки зрения определения наиболее подходящих средств, которые можно использовать для решения задач каждой конкретной угольной электростанции. В долгосрочной перспективе планируется, что дерево принятия решений будет доступно в интерактивном режиме через интернет.

В РОПП представлены примеры затрат, связанные с использованием методов сокращения выбросов ртути. Следует отметить, что эти показатели могут не отражать фактических затрат, так как последние существенно варьируются в зависимости от ситуации на конкретной ТЭС и осуществляемого процесса сжигания. Кроме того, эти затраты могут изменяться в зависимости от стоимости сырья, строительных материалов и уровня заработной платы в различных странах. Тем не менее, представленные значения дают возможность получить общее представление об относительной стоимости применения доступных способов сокращения выбросов.

## 1.1 ИСТОРИЯ ВОПРОСА

Совет Управляющих (СУ) Программы Объединенных наций по окружающей среде (ЮНЕП) на своей 21-ой сессии, состоявшейся в 2001 г., инициировал проведение глобальной оценки ртути. Ключевыми результатами этой глобальной оценки стали следующие выводы: (1) ртуть является стойким веществом, (2) переносится на большие расстояния и (3) циркулирует по всему миру. Эти результаты были признаны достаточным доказательством неблагоприятного воздействия ртути в глобальном масштабе и свидетельством необходимости принятия мер на международном уровне. В 2003 г. СУ принял официальное решение о проведении соответствующих мероприятий. Это решение привело к созданию Программы ЮНЕП по ртути. На 25-ой сессии СУ, состоявшейся в 2009 г., были приняты решения по целому ряду вопросов, которые окажут влияние на дальнейшее развитие международной деятельности, касающейся ртути. В частности, СУ принял решение о подготовке глобального юридически обязательного инструмента по ртути, разработка которого должна быть завершена до 27-ой регулярной сессии СУ, запланированной на 2013 г. Переговоры по данному глобальному инструменту были начаты в 2010 г. В целях информирования Межправительственного переговорного комитета, разрабатывающего этот инструмент, СУ призвал к проведению исследования различных типов источников ртути, существующих и прогнозируемых трендов выбросов ртути, включая анализ и оценку стоимости альтернативных технологий и мер сокращения выбросов ртути (исследование, о котором говорится в пункте 29 решения 25/5 Совета управляющих). Представленная в РОПП информация о различных средствах сокращения выбросов ртути от установок, сжигающих уголь в целях производства электроэнергии, была использована в пункте 29 вышеупомянутого решения.

Вместо первоначального названия «Наилучшие доступные технологии/Наилучшая экологическая практика (НДТ/НЭП)», для документа, описывающего различные методы сокращения выбросов ртути, образующихся в источниках, сжигающих уголь в целях производства электроэнергии, было выбрано другое название – «Руководящий документ по оптимизации производственных процессов» (РОПП). Это было сделано по той причине, что в РОПП не содержится анализа или комментариев возможных политических решений, которые могут законодательно определить наилучшие доступные технологии сокращения. Вместо этого основное внимание в РОПП уделяется обобщению информации о различных методах и технологиях сокращения выбросов ртути. РОПП является продуктом деятельности Сектора Глобального Партнерства ЮНЕП по ртути в сфере сокращения выбросов ртути, образующимися при сжигании угля. Разработка РОПП является одним из трех основных мероприятий, проводящихся в рамках Проекта сокращения выбросов ртути при сжигании угля (два других мероприятия – это расширение информационной базы по выбросам ртути и обеспечение сокращения выбросов через реализацию целевых демонстрационных проектов).

## **1.2 ЦЕЛЬ И СФЕРА ПРИМЕНЕНИЯ**

РОПП разработан в качестве инструмента, предназначенного для оценки и выбора наиболее подходящих средств сокращения выбросов ртути с учетом специфики каждой конкретной угольной электростанции.

Примеры использования угля приводятся для: Китая, Индии, Европейского Союза, России, Южно-Африканской Республики и Соединенных Штатов Америки. Однако обсуждаемые здесь методология и подходы к сокращению выбросов ртути могут в значительной степени применяться во всех государствах, использующих уголь.

В РОПП приводится обзор стратегий сокращения выбросов ртути, источником которых являются угольные электростанции. Первый рассматриваемый подход заключается в применении любых практически осуществимых методов в целях повышения КПД электростанции. Данная стратегия включает модернизацию электростанции, а также проведение обработки угля, и позволяет при том же расходе угля произвести больше энергии при меньших выбросах вредных веществ. Описываемые в РОПП технологии обработки угля, которые могут применяться до стадии сжигания, включают обогащение угля промывкой, более глубокое обогащение угля в целях удаления ртути, смешивание углей и добавки к углю.

Второй стратегией сокращения выбросов ртути, описанной в данном документе, является комплекс подходов, направленных на обеспечение максимального удаления ртути, которого можно достичь с помощью оборудования, изначально разработанного для сокращения выбросов других загрязняющих веществ ( $SO_2$ ,  $NO_x$ , ТЧ). В зависимости от установленного газоочистного оборудования, эти подходы могут включать модернизацию электрофильтров (ЭФ), модификацию химических реакций в скрубберах

установок мокрой десульфуризации дымовых газов (ДДГ), изменение эксплуатационных режимов установок селективного каталитического восстановления (СКВ), а также применение всех или некоторых из упомянутых подходов.

В РОПП также представлено описание технологий сокращения выбросов, предназначенных для целенаправленного сокращения именно выбросов ртути. Эти технологии необходимо рассматривать при выработке общей стратегии сокращения выбросов ртути, если требуется обеспечить достижение более высоких уровней очистки, чем это возможно с помощью повышения КПД и применения технологий сокращения выбросов других загрязняющих веществ. В РОПП также представлена информация о технологиях сокращения выбросов сразу нескольких загрязняющих веществ. Эти разрабатываемые в настоящее время технологии позволяют обеспечить сокращение выбросов одновременно сразу нескольких загрязняющих веществ (таких как ТЧ, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> и ртуть).

В данном документе представлена концепция оценки и процесса выбора оптимальных подходов к сокращению выбросов ртути – так называемое дерево принятия решений. Это инструмент, который может использоваться в процессе предварительного выбора оптимальной стратегии сокращения выбросов ртути (см. раздел 10 «Дерево принятия решений»).

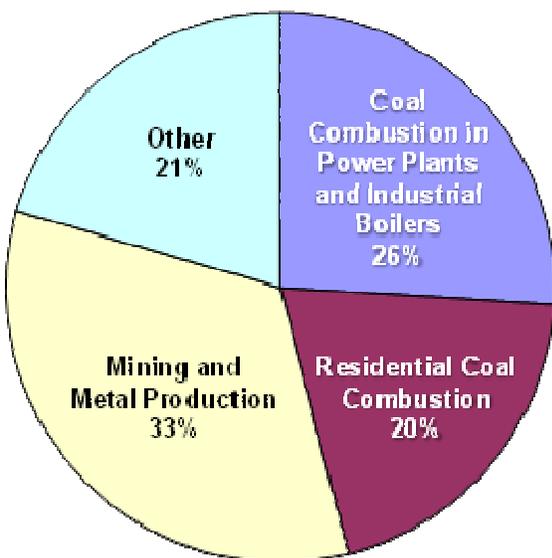
В РОПП также приводится описание побочных продуктов процессов производства энергии на угольных ТЭС. Летучая зола является продуктом сжигания угля, и ее улавливание осуществляется с помощью золоуловителей. Гипс является побочным продуктом установки мокрой известняковой десульфуризации дымовых газов с форсированным окислением (МИДДГсФО). Его можно вывозить на полигоны для захоронения отходов, использовать для производства стеновых панелей или применять в сельском хозяйстве. В ходе эксплуатации систем мокрой ДДГ с естественным или ингибированным окислением накапливается влажный шлам, который часто называют остаточным продуктом сжигания угля (ОПСУ). Обсуждение результатов исследований потенциала выщелачивания ртути из ОПСУ в грунтовые воды проводится в разделе «Вопросы, связанные с проведением мероприятий после улавливания ртути». В зависимости от состава установленного газоочистного оборудования и последующей оптимизации процесса улавливания ртути, осуществляемой с помощью дерева принятия решений, ртуть может быть переведена из газовой фазы (дымовые газы) в твердую фазу (например, летучая зола, синтетический гипс) или же в жидкую или твердую/жидкую фазу.

В заключение в РОПП приведены примеры затрат, связанных с улавливанием ртути. Приведены данные по относительной стоимости сокращения выбросов ртути как сопутствующего эффекта применения технологий улавливания других загрязняющих веществ, а также с помощью технологий, предназначенных для целенаправленного сокращения выбросов собственно ртути.

## 2 ВЫБРОСЫ РТУТИ, ОБРАЗУЮЩИЕСЯ ПРИ СЖИГАНИИ УГЛЯ

В соответствии с результатами проведенной оценки, объем глобальных антропогенных выбросов ртути составил в 2005 г. 1930 метрических тонн (Расуна и др., 2010). Основным источником антропогенных выбросов ртути в атмосферу (46% от суммарного показателя) являлся сектор сжигания ископаемого топлива, главным образом угля. Большая часть приходилась на сжигание в котлах ТЭС, промышленных котлах, бытовых котлах, а также обогревателях и плитах (UNEP, 2008). Выбросы ртути, образующиеся при сжигании угля на электростанциях и в промышленных котлах, составили в 2005 г. около 26% (или около 500 метрических тонн/год) от глобальных антропогенных выбросов. На рисунке 1 отображена структура вклада различных источников в глобальные атмосферные выбросы ртути антропогенного происхождения в 2005 г.

**Выбросы в атмосферу ртути при сжигании угля на электростанциях и в промышленных котлах составили в 2005 г. около 26% от глобальных антропогенных выбросов. Это соответствует примерно 500 тоннам ртути/год.**



**Рисунок 1. Вклад различных отраслей промышленности в глобальные атмосферные выбросы ртути антропогенного происхождения в 2005 г. (Примечание: Добыча полезных ископаемых и производство металла – 33%; Сжигание угля на электростанциях и в промышленных котлах – 26%; Бытовое сжигание угля – 20%; Другое – 21%)**

Согласно проведенным оценкам, выбросы ртути угольными электростанциями Европы (всего 25 государств-членов ЕС) составили в 2005 г. примерно 29 метрических тонн, что меньше уровня 1995 г., составившего 52 метрических т/год. Учитывая имеющиеся прогнозы и тот факт, что европейское законодательство в отношении угольных электростанций все более ужесточается, можно быть уверенным в том, что сокращение выбросов ртути будет и дальше продолжаться. По прогнозам, в 2020 г. суммарные выбросы ртути от угольных ТЭС не превысят на территории ЕС 15 метрических т/год (Ritchie и др., 2006). В Европе пока нет каких-либо конкретных требований в отношении сокращения выбросов ртути угольными электростанциями, и технологии, предназначенные для целенаправленного сокращения этих выбросов, все еще не получили широкого распространения (Sloss, 2008). В 2005 г. в США коммунальные предприятия, работающие на угле, стали причиной образования около половины антропогенных выбросов на территории страны (приблизительно 48 метрических т/год) (US EPA, 2010). С 2010 г. Агентство США по охране окружающей среды (АООС США) ведет работу по введению нормирования выбросов ртути и других опасных загрязнителей воздуха (ОЗВ) на угольных электростанциях. В США технологии сокращения выбросов  $SO_2$  и  $NO_x$  применяются не на всех электростанциях и, следовательно, потенциал улавливания ртути с помощью этих технологий используется не в полной мере. В настоящее время приблизительно 190 ГВт или около 60% суммарной мощности угольных котлов оснащены системами ДДГ (или заключены контракты на их установку до 2012 года) (US EPA, 2010a) Что касается ЕС, то на

данный момент около 60% установленной мощности электростанций оснащены системами ДДГ. К 2016 г. эта цифра должна вырасти до 80%, что связано со сроками, установленными Директивой о крупных сжигающих установках.

Согласно проведенным оценкам, выбросы ртути угольными ТЭС Южно-Африканской Республики составляли в 2004 г. 9.8 метрических т/год (Dabrowski и др., 2008). Выбросы ртути от сжигания угля при производстве электроэнергии на территории Индии составили в 2001 г. 52 метрических тонны или 67% от суммарных 78 метрических тонн выбросов в год от потребления угля (SENES, 2004 г.). Согласно оценкам, выбросы ртути, связанные с эксплуатацией угольных ТЭС в России, составили в 2001 г. 8 метрических тонн (АСАР, 2005 г.). Выбросы ртути, связанные с эксплуатацией угольных ТЭС в Китае, составили в 2005 г. 141 метрическую тонну (Wang и др., 2010 г.). В связи с тем, что Китай в настоящее время активно внедряет системы ДДГ и СКВ, можно ожидать повышения эффективности удаления ртути в качестве сопутствующего эффекта применения этих технологий (Wang и др., 2010 г.).

В некоторых странах, вносящих наибольший вклад в выбросы ртути, образующиеся при сжигании угля (США, страны ЕС), уже применяются технологии, которые могут обеспечить сокращение выбросов ртути в данном секторе. В других же странах, также являющихся крупными источниками выбросов ртути, такие технологии сокращения выбросов либо вообще отсутствуют, либо применяются в ограниченных масштабах. Странам, разрабатывающим стратегии сокращения выбросов ртути, следует в первую очередь заняться обеспечением наиболее экономически эффективного сокращения выбросов ртути с помощью более широкого использования технологий, направленных на сокращение выбросов других загрязняющих веществ. При этом их следует применять в той степени, которая необходима для выполнения не связанных со ртутью задач по обеспечению надлежащего качества воздуха или борьбе с кислотным осаждением. Необходимость значительного сокращения выбросов ртути в конечном итоге потребует применения технологий, предназначенных для целенаправленного сокращения именно выбросов ртути, однако существенного их сокращения можно достичь за счет повышения КПД электростанций, а также применения технологий сокращения выбросов таких загрязняющих веществ, как ТЧ, SO<sub>2</sub> и NO<sub>x</sub>, которые могут, в качестве сопутствующего эффекта, способствовать сокращению выбросов ртути.

### 3 СТРАТЕГИИ СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ РТУТИ

Для любой угольной ТЭС и любого состава газоочистного оборудования количество выбросов ртути напрямую зависит от количества и типа угля, сжигаемого для производства единицы электроэнергии. Следовательно, сокращением количества угля, сжигаемого для производства единицы электроэнергии, можно добиться сокращения общего количества выбросов ртути на данной конкретной ТЭС. Этого можно достичь с помощью реализации мер, направленных на повышение КПД ТЭС. Таким образом, разработку стратегии сокращения выбросов ртути следует начинать с изучения любых практически осуществимых мер, направленных на повышение КПД электростанции. Помимо сокращения выбросов ртути, повышение КПД ТЭС также способствует сокращению выбросов всех веществ, загрязняющих атмосферу, включая парниковые газы (ПГ). Таким образом, модернизация электростанции является беспроигрышной ситуацией, когда из одного и того же объема используемого угля удастся получить больше энергии и при этом добиться сокращения выбросов (Sloss, 2009).

- **Количество выбросов ртути напрямую зависит от количества сжигаемого угля, а также от состава установленного газоочистного оборудования. Разработку стратегии сокращения выбросов ртути следует начинать с изучения любых практически осуществимых мер, направленных на повышение КПД ТЭС.**
- **Следующим этапом стратегии сокращения выбросов ртути является обеспечение максимального улавливания ртути с помощью оборудования, разработанного для сокращения выбросов других загрязняющих веществ (т. е. улавливание ртути в качестве сопутствующего эффекта применения "непрофильных" технологий).**
- **В случае, если требуется обеспечить достижение более высоких уровней сокращения выбросов ртути, чем это возможно с помощью повышения КПД и применения "непрофильных" технологий, может потребоваться применение технологий, предназначенных именно для улавливания ртути.**

Существенного повышения КПД можно добиться посредством применения технологий обработки угля еще до стадии сжигания. Технологии обработки угля, рассматриваемые в контексте повышения КПД ТЭС и удаления выбросов ртути, включают обогащение угля промывкой, более глубокое обогащение угля в целях удаления ртути, смешивание углей и использование добавок к углю.

После повышения КПД электростанции следующим этапом разработки стратегии сокращения выбросов ртути является применения комплекса мер, направленных на обеспечение максимально возможного улавливания ртути с помощью "непрофильных" технологий. Имеется в виду уже установленное газоочистное оборудование, изначально предназначенное для улавливания других загрязняющих веществ (в данном случае – ТЧ, SO<sub>2</sub> или NO<sub>x</sub>). В зависимости от состава имеющегося в наличии газоочистного оборудования эти меры могут включать модернизацию ЭФ, модификацию условий протекания химических реакций в скрубберах установок мокрой ДДГ, изменение эксплуатационного режима системы СКВ или применение всех или нескольких из указанных мер (Sloss, 2006). В том случае, если требуется обеспечить достижение более высоких уровней сокращения выбросов ртути, чем это возможно с помощью применения "непрофильных" технологий, может потребоваться применение технологий, предназначенных для целенаправленного удаления именно ртути.

В данной главе приводится описание наиболее распространенных мер, направленных на повышение КПД электростанции, включая меры по обработке угля. С учетом упомянутых соображений в данной главе описаны концепции и преимущества максимально эффективного улавливания ртути с помощью использования технологий, изначально предназначенных для сокращения выбросов других загрязняющих веществ, а также приведено описание самых современных технологий, предназначенных для целенаправленного удаления именно ртути.

### **3.1 ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ**

Повышение эффективности работы электростанции может включать самые различные меры по экономии топлива (угля), способствующие в конечном итоге сокращению выбросов ртути (и других загрязняющих веществ). Некоторые из наиболее распространенных мер направлены на совершенствование эксплуатационного режима котла. Кроме того, улучшения эксплуатационных показателей электростанции, включая ее эффективность, надежность и затраты, связанные с эксплуатацией и техническим обслуживанием (ЭиТО), можно добиться с помощью применения современных методов ЭиТО. Эксплуатация ТЭС без износа оборудования невозможна. Однако скорость износа как раз в очень большой степени зависит от применяемых методов ЭиТО. Передовыми методами ЭиТО, в частности, являются техническое обслуживание паропроводов или водоочистка. Подробное описание мер, направленных на повышение эффективности, приводится в следующей главе.

### 3.2 ОБРАБОТКА УГЛЯ

Методы обработки угля включают промывку угля и его обогащение, смешивание углей и применение добавок к углю. Хотя обычная промывка угля изначально направлена на минимизацию содержания золы и серы в угле, она может также способствовать сокращению содержания ртути в угле. Обогащение угля включает в себя промывку угля и применение методов дополнительной обработки, разработанных в целях сокращения содержания ртути в угле. Другие технологии обработки угля (смешивание углей и применение добавок к углю) разработаны для целенаправленного сокращения именно выбросов ртути, которое обеспечивается за счет химических преобразований ртути в используемом на ТЭС котельном и газоочистном оборудовании, и облегчают процесс ее улавливания. Эти технологии могут использоваться, как в дополнение к промывке угля (например, смешивание двух потоков промытого угля), так и отдельно (например, добавление в котел галогенных соединений).

Обогащение угля промывкой является важным фактором в плане повышения КПД электростанции, так как это способствует сокращению зольности угля и увеличению его теплотворной способности. В зависимости от минералогического состава угля, с помощью промывки можно добиться сокращения зольности угля с 40 до 20-30% и менее. Котел, специально разработанный для использования обогащенного угля, может быть более компактным по сравнению с котлом, предназначенным для сжигания необогащенного угля. Это связано с тем фактом, что такой котел может быть спроектирован на более высокую скорость потока дымовых газов. Так как количество золы, образующееся при сжигании обогащенного угля, значительно меньше, можно также добиться сокращения интенсивности эрозии. Кроме того, повышение качества угля может влиять на разработку многих компонентов электростанции, включая топку, экономайзер, угольные мельницы, воздухоподогреватель и дымососы. Более подробно эти соображения будут проанализированы в следующих главах.

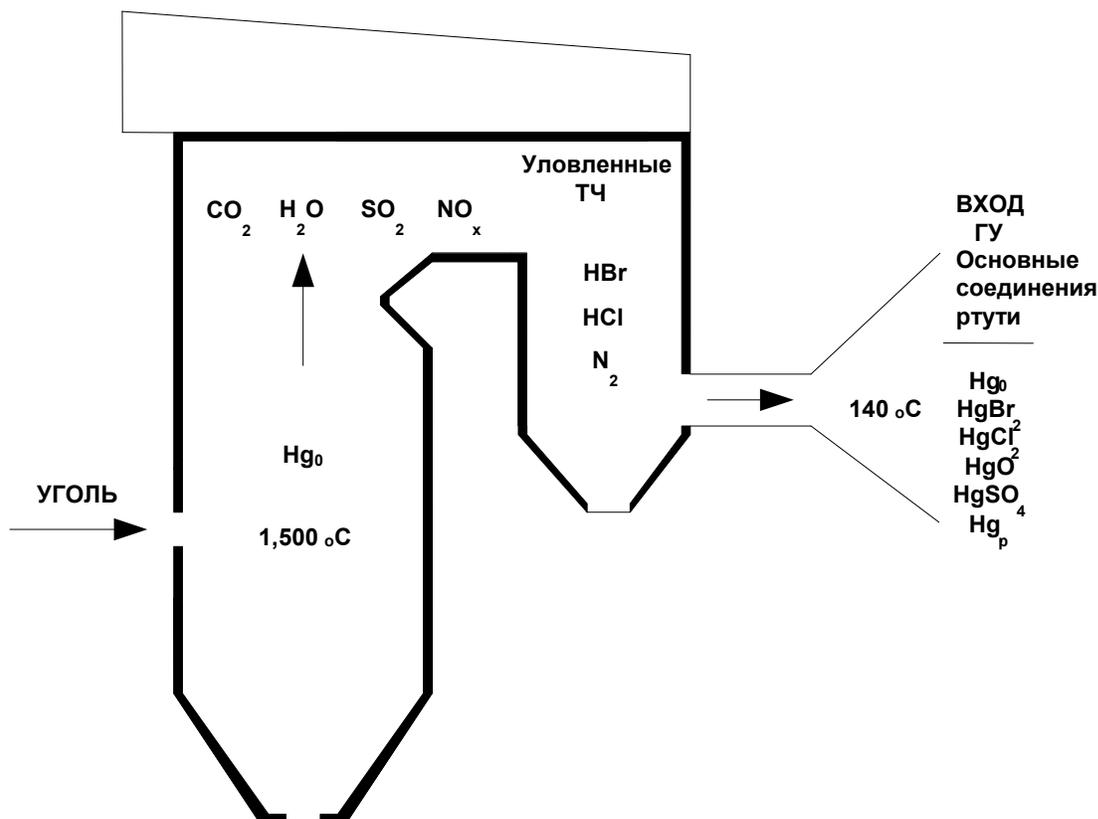
### 3.3 УЛАВЛИВАНИЕ РТУТИ КАК СОПУТСТВУЮЩИЙ ЭФФЕКТ ДЕЙСТВИЯ ТЕХНОЛОГИЙ, ИЗНАЧАЛЬНО ПРЕДНАЗНАЧЕННЫХ ДЛЯ СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ ДРУГИХ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

В целях определения возможностей удаления ртути из дымовых газов, образующихся в процессе сжигания угля, с помощью технологий, изначально предназначенных для сокращения выбросов других загрязняющих веществ, необходимо проанализировать, в какой форме ртуть обычно присутствует в ходе процесса производства энергии, а также оценить возможности ее улавливания. В дымовых газах, образующихся в процессе сжигания угля, ртуть обычно присутствует в трех формах: газофазная окисленная ртуть ( $\text{Hg}^{2+}$ ), газофазная элементарная ртуть ( $\text{Hg}^0$ ) и ртуть в твердой форме, связанная с ТЧ ( $\text{Hg}^p$ ), например, адсорбированная на летучей золе или несгоревшем углероде (НУ). Для определения относительного количества той или иной формы ртути в дымовых газах используется понятие "видообразование ртути". Видообразование ртути в дымовых газах зависит от типа угля и имеет большое значение с точки зрения ее улавливания в уже установленном на ТЭС газоочистном

оборудовании для улавливания других загрязняющих веществ. Как правило, при сжигании каменных углей в дымовых, газах образуется большее количество  $Hg^{2+}$ , по сравнению с ситуацией, когда сжигаются низкосортные угли.

Коротко механизмы видообразования ртути могут быть описаны следующим образом. Ртуть является естественным компонентом угля и присутствует в нем по большей части в виде сернистых соединений, попадая в дымовые газы в ходе процесса горения. Содержание ртути может варьироваться в зависимости от происхождения угля, но обычно оно составляет от 0,01 до 0,3 мг/кг. В ходе сжигания в условиях высокой температуры (приблизительно 1500°C) ртуть испаряется из угля и переходит в газообразную  $Hg^0$ . Охлаждение дымовых газов и взаимодействие  $Hg^0$  с другими продуктами сгорания (в присутствии летучей золы) приводит к преобразованию части  $Hg^0$  в другие формы. На рисунке 2 приведена схема процесса видообразования ртути на протяжении всего пути потока дымовых газов.

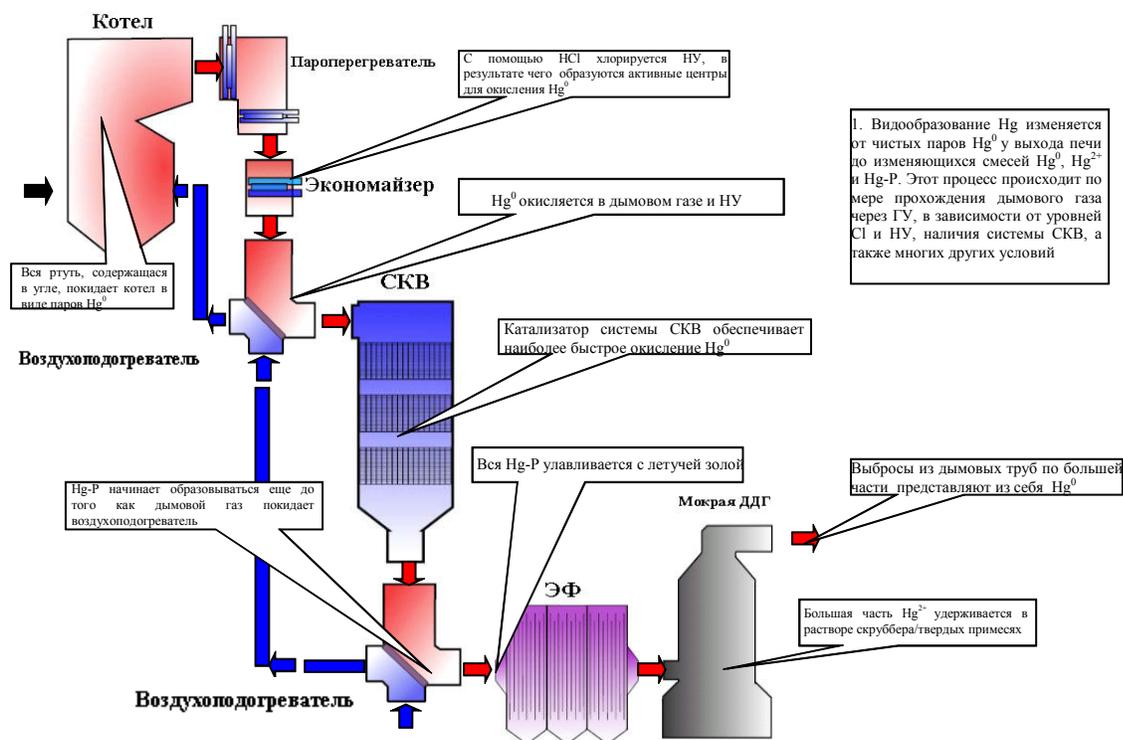
Окисленные соединения ртути могут включать двуххлористую ртуть ( $HgCl_2$ ), бромистую ртуть ( $HgBr_2$ ), оксид ртути ( $HgO$ ) или сульфат ртути ( $HgSO_4$ ). Ртуть, связанная с твердыми частицами (ТЧ), может быть как элементарной, так и окисленной. Известны следующие механизмы окисления  $Hg^0$  в дымовых газах – гомогенное окисление (его вклад относительно мал) и гетерогенное окисление (которому способствует, например, летучая зола/НУ) (Senior, 2004, Vosteen и др., 2006b). Причиной дополнительного окисления ртути может стать использование азотоочистных установок. Преобразование соединений ртути в дымовых газах продемонстрировано на рисунке 3. Степень окисления ртути и конечный итог ее трансформаций влияют на количество ртути, уловленной с помощью технологий, изначально предназначенных для очистки от других загрязняющих веществ.



**Рисунок 2. Соединения ртути в дымовых газах угольных котлов; вход ГУ = вход в газоочистную установку (на основе данных US EPA, 2000).**

Наиболее масштабным исследованием возможностей удаления ртути с помощью технологий, изначально предназначенных для улавливания других загрязняющих веществ, стал обязательный для исполнения запрос Агентства по охране окружающей среды США (АООС США) о сборе соответствующей информации (ЗСИ), разработанный в конце 1998 года. В рамках данного запроса АООС США был выбран ряд блоков пылеугольных ТЭС, на которых были проведены эксплуатационные испытания в целях получения данных по выбросам ртути, необходимых для последующей установки на этих блоках оборудования для улавливания ртути. АООС США разослало ЗСИ владельцам и операторам приблизительно 1,100 таких блоков. Места проведения экспериментов были выбраны АООС на территории страны таким образом, чтобы получить обобщенную информацию о котельных установках, работающих на угле, отсортированную по типам котлов, типам сжигаемых углей и используемым средствам сокращения выбросов. На каждом из экспериментальных блоков производились измерения содержания ртути на входе и на выходе последнего по ходу газов газоочистного аппарата. По результатам экспериментов составлялся протокол,

утверждаемый Агентством. На каждом блоке проводились три серии отбора проб. Помимо этого, в ходе экспериментов отбирались пробы сжигаемого угля.



**Рисунок 3. Преобразование соединений ртути в дымовых газах (из Niksa и Fujiwara, 2009)**

В Таблице 1, составленной на основе данных, полученных в результате этого исследования АООС, приводится сводная информация по средним показателям сокращения выбросов ртути, образующихся в процессе эксплуатации блоков, которые работают на различных сортах угля и оснащены газоочистным оборудованием разного типа. Необходимо отметить, что информация, представленная в Таблице 1, отражает небольшое количество данных и относится к газоочистному оборудованию для американских углей. Сжигание углей неамериканского происхождения может привести к тому, чтобы даже при условии использования одного и того же типа угля, показатели улавливания ртути будут отличаться (из-за различий в химическом составе).

**Таблица 1. Усредненные показатели эффективности улавливания ртути на угольных блоках при различных конфигурациях газоочистного оборудования (US EPA, 2002)**

Стратегия очистки газов	Конфигурация газоочистного оборудования	Усредненные показатели эффективности улавливания ртути, %		
		Уголь, сжигаемый на пылеугольном блоке		
		Каменный уголь	Суббитуминозный уголь	Лигнит
Только улавливание ТЧ	ЭФх	36	9	1
	ЭФг	14	7	тесты не проводились
	РФ	90	72	тесты не проводились
	СЧ	тесты не проводились	9	тесты не проводились
Улавливание ТЧ и распылительный абсорбер	РА + ЭФ	тесты не проводились	43	тесты не проводились
	РА + РФ	98	25	2
	РА + РФ + СКВ	98	тесты не проводились	тесты не проводились
Улавливание ТЧ и система мокрой ДДГ <sup>а</sup>	СЧ + ДДГ	12	10	тесты не проводились
	ЭФх + ДДГ	81	29	48
	ЭФг + ДДГ	46	20	тесты не проводились
	РФ + ДДГ	98	тесты не проводились	тесты не проводились

<sup>а</sup> Суммарные показатели улавливания ртути двумя установками

Примечания:

ЭФх = электрофильтр, смонтированный на холодной стороне

ЭФг = электрофильтр, смонтированный на горячей стороне

РФ = рукавный фильтр

СЧ = скруббер для улавливания твердых частиц

РА = распылительный абсорбер

СКВ = селективное каталитическое восстановление

ДДГ = десульфуризация дымовых газов

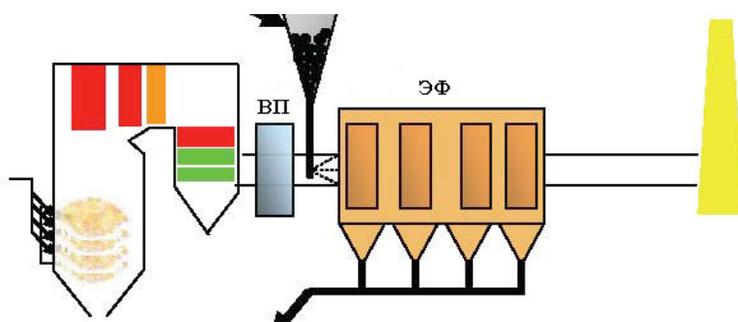
Как видно из Таблицы 1, показатели улавливания ртути с помощью существующего оборудования могут существенно варьироваться в зависимости от типа угля, конкретной конфигурации оборудования, а также других факторов (например, свойств летучей золы, НУ). Уровень удаления ртути с помощью технологий, изначально предназначенных для улавливания других загрязняющих веществ, варьируется в диапазоне от очень малого до более чем 90%. Самым существенным фактором в данном случае является тип сжигаемого угля, который, в свою очередь, напрямую влияет на соотношение различных соединений ртути на входе в газоочистную установку. Как правило, котлы, работающие на суббитуминозных углях и лигните, характеризуются улавливанием существенно меньших количеств ртути, чем оснащенные схожим оборудованием котлы, сжигающие каменные угли. На входе газоочистного оборудования, которым оснащены установки, работающие на каменных углях, обычно фиксируются сравнительно высокие концентрации  $Hg^{2+}$ . На входе в газоочистку котлов, работающих на суббитуминозных углях или лигните, обычно фиксируются сравнительно низкие концентрации  $Hg^{2+}$  и высокие концентрации  $Hg^0$ . Сравнительно высокие концентрации галогенов (например, хлора и брома) в каменных угля приводят к окислению  $Hg^0$  до  $Hg^{2+}$ , в результате чего образуются галогениды ртути ( $HgCl_2$  и  $HgBr_2$ ). И наоборот, для суббитуминозных углей и лигнитов характерно более низкое содержание галогенов, но при этом они содержат больше, по сравнению с каменными углями, щелочных соединений (кальция и натрия). Хлор и бром в ходе сжигания угля могут вступать в реакцию со щелочными соединениями в дымовых газах и, таким образом, количество галогенов, доступных для окисления  $Hg^0$ , минимизируется (или вообще сводится к нулю). Поэтому дымовые газы, образующиеся в ходе сжигания суббитуминозных углей и лигнитов, обычно характеризуется сравнительно низкими концентрациями  $Hg^{2+}$ .

Газообразные соединения  $Hg^{2+}$  являются водорастворимыми и могут абсорбироваться поглотительным раствором систем мокрой ДДГ. Таким образом, эффективного удаления большей части газообразных паров  $Hg^{2+}$  можно добиться в том случае, если на ТЭС установлены скрубберы мокрой очистки для улавливания  $SO_2$ . Однако пары  $Hg^0$  в воде не растворяются и, следовательно, не связываются поглотительным раствором. Результаты самых первых европейских исследований (Gutberlet и др., 1992) и исследований, финансирование которых осуществляло Министерство энергетики США (МЭ США) (DeVito и Rosenhoover, 1999), показали, что номинальная степень улавливания ртути в системах мокрой ДДГ на котлах, работающих на каменных углях, составляет приблизительно 55% (при этом степень улавливания  $Hg^{2+}$  варьируется в диапазоне 80-95%). Согласно результатам другого исследования, в рамках которого проводились измерения степени улавливания ртути на 8 котлах, работающих на каменных углях и оснащенных системами СКВ и ДДГ, усредненные показатели улавливания (по всей цепочке – от сжигания угля до выброса газов из дымовой трубы в атмосферу) варьировались в диапазоне 65-97% (Withum и др., 2004). Кроме того, применимость системы мокрой ДДГ для сокращения выбросов ртути может быть увеличена при наличии выше по ходу газов системы СКВ, в которой процесс видообразования ртути может изменяться таким образом, что количество окисленной

ртути в дымовых газах увеличивается (Gutberlet и др., 1992). Улавливание ртути, связанной с ТЧ, можно обеспечить с помощью ЭФ и рукавных фильтров (РФ).

### 3.4 ТЕХНОЛОГИИ, ПРЕДНАЗНАЧЕННЫЕ ДЛЯ ЦЕЛЕНАПРАВЛЕННОГО УДАЛЕНИЯ РТУТИ

В тех случаях, когда необходимо добиться более высоких показателей улавливания ртути, чем это возможно с помощью применения технологий, изначально предназначенных для сокращения выбросов других загрязняющих веществ, необходимо применять, технологии, предназначенные для целенаправленного сокращения именно выбросов ртути. На сегодняшний день наиболее перспективной технологией улавливания ртути является ввод сорбентов. Чаще всего в качестве сорбента используется детально исследованный порошкообразный активированный уголь (ПАУ). Согласно базовому сценарию применения ВАУ в целях обеспечения дополнительного улавливания ртути, который был представлен в 90-х годах прошлого века (Wirling и др., 1999), ПАУ вводится между воздухоподогревателем и золоуловителем (схема представлена на рисунке 4). В том случае если ВАУ используется для улавливания именно ртути, ввод желателен осуществлять на входе в воздухоподогреватель, так как это способствует более эффективному смешению сорбента с дымовыми газами и увеличивает время его пребывания в газах (Martin, 2009). Первоначальные опасения, связанные с расположением точки ввода на входе воздухоподогревателя, оказались безосновательными; эксплуатация в течение года не выявила существенного увеличения отложений, коррозии или эрозии (Pavlish и др., 2009).



**Рисунок 4. Схема процесса ВАУ (ВП: воздухоподогреватель) (US DOE, 2005)**

После поглощения ртути из дымовых газов ПАУ вместе с летучей золой улавливается в золоуловителе. За прошедшее время технология ввода сорбентов претерпела ряд изменений, которые затронули как тип используемого сорбента, так и место его ввода. Эти изменения, в свою очередь, стали причиной модификации оборудования, которое было необходимо для обеспечения возможности проведения данного процесса в существующих системах газоходов. Эффективность улавливания ртути с помощью ВАУ

может быть существенно увеличена посредством ввода в котел химических веществ (Vosteen, 2003).

Некоторые технологии сокращения выбросов сразу нескольких загрязняющих веществ могут обеспечить одновременное удаление из дымовых газов как ртути, так и SO<sub>2</sub>, ТЧ и NO<sub>x</sub>. Эти технологии находятся на разных стадиях разработки и коммерческой доступности. Технологии сокращения выбросов нескольких загрязняющих веществ – это технологии, которые, в случае их применения, позволяют обеспечить улавливание SO<sub>2</sub>, ТЧ, NO<sub>x</sub> и ртути, и не полагаться на оптимизацию газоочистного оборудования, изначально предназначенного для сокращения выбросов других загрязняющих веществ, в целях обеспечения максимально возможного удаления ртути.

В следующих главах представлена более подробная информация о технологии ввода сорбентов в целях сокращения выбросов ртути, а также о технологиях сокращения выбросов нескольких загрязняющих веществ.

## 4 ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Меры, направленные на повышение эффективности работы электростанции, могут включать разнообразные мероприятия по экономии топлива (угля), которые в конечном итоге способствуют сокращению выбросов ртути на единицу произведенной электроэнергии. В

таблице 2 представлены широко применяемые меры, которые включают: использование новых горелок и модернизированных воздухоподогревателя и экономайзера, меры по совершенствованию процесса сжигания, минимизацию времени работы с коротким циклом, минимизацию образования отложений на поверхностях нагрева и минимизацию присосов воздуха. Ниже приводится более подробное описание мер по повышению эффективности, которые представлены в таблице 2.

**Улучшение эксплуатации старых котлов может обеспечить сокращение выбросов ртути примерно до 7%. Капитальный ремонт оборудования на многих действующих ТЭС может способствовать повышению их КПД и производительности и в то же самое время обеспечить сокращение выбросов ртути.**

Помимо этого, улучшения эксплуатационных показателей электростанции, включая ее эффективность, надежность и эксплуатационные затраты, можно добиться с помощью применения современных методов ЭИТО. Применение надлежащих методов ЭИТО может существенно замедлить процесс сокращения тепловой экономичности электростанции. Некоторыми из современных методов ЭИТО являются, например, техническое обслуживание паропровода и водоочистка. На ТЭС, где используются современные методы эксплуатации и технического обслуживания, снижение тепловой экономичности происходит меньшими темпами, и поэтому можно утверждать, что методы ЭИТО влияют на использование угля и образование выбросов ртути. В этой связи важно различать регулярное техническое обслуживание и капитальные затраты. Как правило, капитальные вложения необходимы только один раз в несколько лет, и включают в себя издержки на ремонт/замену основного оборудования, которые осуществляются одномоментно. В ходе ежедневной эксплуатации станции необходимо постоянно уделять повышенное внимание надлежащим методам эксплуатации и технического обслуживания.

Старые горелки обычно неэффективны. Это приводит к неполному сгоранию и требует повышения расхода воздуха. Модернизация или замена горелок на более современные обеспечивает прирост эффективности за счет решения одной или нескольких проблем, являющихся следствием неэффективного сжигания (неполное сгорание, избыточный воздух, циклический режим работы). В настоящее время все в большей и большей степени в процессе подобной модернизации (настройки и оптимизации) начинают устанавливать современные системы мониторинга и контроля горения. Техническое обслуживание горелок является важным фактором, так как неисправные регуляторы тяги, сломанные вихревые форсунки, или забитые сопла, могут привести к существенному ухудшению эксплуатационных показателей в целом современной и эффективной горелки.

Таблица 2. Методы, обычно применяемые на ТЭС в целях повышения эффективности

Метод	Повышение эффективности (в процентных пунктах) <sup>а</sup>	Потенциал сокращения выбросов ртути (в процентных пунктах)	Комментарии
<b>Замена/модернизация горелок</b>	до 4-5%	до~ 6%	Необходимо учесть условия конкретной электростанции (возможность проведения модернизации)
<b>Усовершенствованный экономайзер</b>	Увеличение температуры дымовых газов на 40° по Фаренгейту (22°C), эквивалентно снижению КПД примерно на 1%	Относится к приросту КПД котла	
<b>Усовершенствованный воздухоподогреватель</b>	Снижение температуры газов на 300° по Фаренгейту эквивалентно повышению КПД на 6%	~ 1% на каждое снижение температуры на 40° по Фаренгейту (22°C),	
<b>Регулирование процесса горения</b>	CO от 1000-2000 до < 200 ppm НУ от 20-30% до 10-15%	до~ 3%	Ручная настройка с параметрическим контролем; сокращение НУ может способствовать снижению эффективности улавливания элементарной Hg
<b>Оптимизация процесса сжигания</b>	0,5-3,0	до~ 4%	На базе нейронных сетей
<b>Контрольно-измерительные приборы и автоматика</b>	0,5-3,0 (в дополнение к оптимизации)	до~ 4%	
<b>Минимизация работы с коротким циклом</b>	Вплоть до~ 4-6%	Вплоть до~ 5-7%	В очень большой степени зависит от конкретной электростанции
<b>Уменьшение шлакования и образования золых отложений на поверхностях нагрева</b>	от 1% до 3%	до~ 4%	Зависит от конкретной электростанции; большое значение имеет качество топлива/условия эксплуатации

Метод	Повышение эффективности (в процентных пунктах) <sup>a</sup>	Потенциал сокращения выбросов ртути (в процентных пунктах)	Комментарии
<b>Сокращение присосов воздуха</b>	1,5-3%	до ~ 4%	Требует проведения регулярного технического обслуживания

<sup>a</sup> Повышение эффективности приводится в процентных пунктах, а не процентах прироста эффективности.

Повышения эффективности на большинстве угольных котлов можно добиться за счет использования системы утилизации тепла уходящих газов. Оборудование для утилизации этого тепла включает в себя различные типы теплообменников (экономайзеры и воздухоподогреватели), которые располагаются после пароперегревателя и парогенерирующих поверхностей нагрева котла. Экономайзеры способствуют повышению КПД котла за счет извлечения тепла из дымовых газов, выходящих из последней ступени пароперегревателя. Воздухоподогреватели передают тепло из дымовых газов топчному воздуху. Пылеугольные топки требуют использования воздухоподогревателей для выпаривания влаги из угля. Этот подогретый воздух также используется для подачи пылевидного топлива к горелкам.

Существует большое количество методов совершенствования процесса сжигания и повышения эффективности электростанции; эти методы можно разделить на несколько групп: настройка (регулирование) системы сжигания, оптимизация процесса сжигания и эксплуатационных показателей станции, а также применение контрольно-измерительных приборов и автоматики. Настройка (регулирование) системы сжигания требует визуальной проверки на предмет готовности к работе и соответствия рекомендациям производителя или оптимальным настройкам, разработанным с учетом конкретной электростанции. Кроме того, может потребоваться проведение замеров изменений ключевых параметров, таких как выбросы монооксида углерода (CO), параметры пара, температура уходящих газов и выбросы NO<sub>x</sub>. Оптимизацию можно осуществить несколькими путями. Что касается котлов, эксплуатационный режим которых часто меняется, достаточно рациональным решением может стать использование на них системы оптимизации на основе программного обеспечения. Системы оптимизации могут функционировать вместе с контрольно-измерительными приборами и автоматикой (КИПиА), которые имеются в наличии на электростанции. Однако для обеспечения действительно высокоэффективной эксплуатации необходимо применять цифровые системы контроля (ЦСК). В том случае, если требуется максимально повысить эффективность работы электростанции или минимизировать количество выбросов, рациональным решением является использование определенных контрольно-измерительных приборов, так как дополнительные контрольно-

измерительные приборы позволяют добиться большей эффективности эксплуатации электростанции.

Рабочий цикл котла состоит из полной последовательности «выключение-включение-выключение», которая включает промежуток между горением подаваемого топлива, продувкой и остановкой котла. Общая эффективность котла обуславливается завершенным «циклом работы», а не только КПД при работе с постоянной (полной) нагрузкой. Таким образом, общая эффективность котла – это полезное тепло, выработанное в котле, разделенное на введенное в топку тепло (химическая энергия угля) в течение всего рабочего цикла. Общая эффективность котла падает, если имеет место «работа с коротким циклом». Предприятия могут несколькими способами минимизировать «работу с коротким циклом» и повысить общую эффективность. Например, они могут применять автоматические регуляторы, которые помогают определить дополнительные издержки (изменение стоимости пара/изменение нагрузки) для каждого котла, и соответствующим образом изменить нагрузку, что будет способствовать максимальной эффективности и сокращению затрат на производство энергии.

Поверхности нагрева котла подвергаются воздействию высокотемпературных газов и продуктов сгорания угля, состав которых варьируется в зависимости от типа угля и режима эксплуатации. Зола и несгоревший углерод вносят свой вклад в потенциальное осаждение золы на поверхностях нагрева котла. На трубных поверхностях нагрева также могут образовываться отложения. В целях минимизации проблем, связанных с отложениями (шлакование и занос золой), необходимо осуществлять эксплуатацию котла в проектной области изменения параметров. Котлы, работающие на пылевидном топливе (таком как уголь), оснащены обдувочными аппаратами, в которых для удаления золовых отложений с поверхностей нагрева обычно используется сжатый воздух или пар. В более современных системах удаления золовых отложений, так называемых интеллектуальных системах обдувки (ИСО), используются сигналы обратной связи, например, датчики температуры уходящих газов или теплопереноса, которые и приводят всю систему в действие. В зависимости от локальных параметров поверхностей нагрева ИСО определяет какой обдувочный аппарат необходимо задействовать и когда.

Присосы воздуха – это постоянная проблема для котельных систем и газоходов. Они возникают в результате разницы между атмосферным давлением и давлением газов в тракте котла и газоходах. Индикаторами присосов воздуха являются уровень концентрации кислорода ( $O_2$ ), измеряемый на выходе котла, а также расход топлива и температура газов.

Как можно видеть из таблицы 2, совершенствование методов эксплуатации старых котлов может способствовать сокращению выбросов ртути вплоть до 7%. Хотя на большинстве электростанций необходимо провести работу лишь по одному-двум направлениям, это уже может способствовать существенному сокращению суммарных

выбросов ртути. Капитальный ремонт оборудования на многих действующих ТЭС может также способствовать повышению эффективности и производительности и в то же самое время обеспечить сокращение выбросов ртути.

## 5 ПЕРВИЧНАЯ ОБРАБОТКА УГЛЯ

В данной главе приводится описание технологий первичной обработки угля, которые могут использоваться для сокращения выбросов ртути на угольных ТЭС. Анализируются такие технологии первичной обработки, как промывка угля, его обогащение, смешивание углей, использование добавок к углю.

### 5.1 ПРОМЫВКА УГЛЯ

Неподготовленный уголь, доставленный из шахты, содержит минеральные примеси, а именно горную породу и глину, т.е. то, что в конечном итоге становится золой. Этот уголь должен быть обработан (или очищен) в целях сокращения содержания в нем золы, увеличения теплотворной способности, сокращения содержания серы и, теоретически, содержания ртути, что в конечном итоге должно привести к уменьшению ее выбросов, образующихся в ходе сжигания угля в котле энергетической установки. Кроме того, удаление минеральных примесей также способствует сокращению затрат на ЭИТО и замедляет процесс износа котлоагрегата.

Промывка угля может понизить зольность угля с 40 до примерно 20-30%, а также увеличить его теплотворную способность и повысить КПД котла (Satyamurty, 2007 г.). Поскольку количество золы, образующейся в процессе сжигания промытого угля, существенно меньше, можно также добиться сокращения интенсивности эрозии. Помимо этого, повышение качества угля может влиять на конструкцию оборудования электростанции, включая собственно топку, экономайзер, размольное оборудование, воздухоподогреватель, вентиляторы, дымососы, а также золоулавливающие установки.

- Обычная промывка угля может способствовать удалению, в среднем, 30% ртути. Имеющиеся данные свидетельствуют о том, что уровень удаления ртути зависит от происхождения угля.
- Химическая обработка угля, например с использованием технологии «К-топливо», может способствовать сокращению выбросов ртути вплоть до 70%.
- С помощью подбора и смешивания углей можно добиться сокращения выбросов ртути приблизительно до 80%.
- Использование галогенов, в особенности брома, в некоторых случаях может способствовать сокращению выбросов ртути до 80%.

Практикуемые методы очистки угля предполагают отделение органической фракции поставленного производителем угля от минеральных веществ, в зависимости от различия их характеристик (либо плотности, либо характеристик поверхности). Физическая очистка угля обычно заключается в применении целого комплекса мер, включающих уменьшение размера и грохочение, гравитационную сепарацию угля от сернистых минеральных примесей, отделение влаги с последующей подсушкой.

Практикуемые методы очистки угля позволяют также удалить некоторое количество ртути, связанной с негорючими минеральными веществами. Тем не менее, обычно они не могут помочь удалить ртуть, связанную с органическими соединениями в угле (US EPA, 2002). Согласно результатам проведенного анализа 26 проб каменных углей американского происхождения, количество ртути, удаленной с помощью промывки угля, существенно варьируется (US EPA, 1997). Результат анализа пяти проб угля показал полную неэффективность промывки с точки зрения удаления ртути, но при этом в оставшихся 21 пробе удалось добиться сокращения содержания ртути в диапазоне 3-64%. В среднем по всем пробам промывка позволила снизить содержание ртути в угле на 21%.

В другом исследовании, проведенном с 24 пробами каменного угля, приведены более высокие средние показатели сокращения содержания ртути в угле (Toole-O'Neil и др., 1999). По данным этой работы, в результате промывки средний показатель уменьшения массовой концентрации ртути в пересчете на одинаковую теплотворную способность составил 37% (при диапазоне значений 12-78%), в то время как аналогичный показатель снижения концентрации в пересчете на одинаковую массу составил 30%. Так как содержание ртути в угле может варьироваться в зависимости от месторождения угля, для определения количества Hg, которое можно удалить из конкретного типа угля, необходимо провести лабораторные и/или полупромышленные испытания методов очистки угля.

Указанные выше колебания показателей снижения содержания ртути могут зависеть от типа процесса, используемого для очистки угля, марки угля и природы ртути в структуре угля. В целом можно ожидать, что снижение содержания ртути в низкосортных углях может быть меньшим, чем в каменных углях. Это связано с тем, что в низкосортных углях большая часть ртути, с высокой степенью вероятности, связана с органическими структурами. В углях, которые используются для производства электроэнергии, может присутствовать ртуть, связанная с пиритом или с органической составляющей угля (ACAP, 2004). Значительная часть пиритов (более тяжелых, чем органические соединения угля) может быть удалена с помощью процессов, осуществляемых гравитационными методами; процессы, осуществляемые на основе различия поверхностных свойств, не могут использоваться в тех случаях, когда схожие поверхностные характеристики пирита и органического вещества затрудняют разделение этих компонентов (US EPA, 2002). Не так давно был проведен анализ современных технологий очистки угля, которые предполагают использование встречающихся в природе микробов и мягкую химическую обработку, в качестве

дополнительного средства удаления ртути (Brown и др., 1999). Например, результаты проведенных исследований свидетельствуют о том, что гидротермическая обработка может способствовать существенному снижению содержания серы и органически связанной ртути в некоторых углях, хотя и при достаточно высоких затратах (Timre и др., 2001).

Подводя итог, надо сказать, что использование принятых методов очистки угля позволяет обеспечить удаление некоторого количества ртути. Однако эффективность удаления ртути из угля при таких методах очистки сильно варьируется в зависимости от месторождения угля и природы ртути в угле. Учитывая эти факторы, для количественной оценки эффективности очистки от ртути конкретного угля, необходимо провести тестирование методов очистки.

## **5.2 ОБОГАЩЕНИЕ УГЛЯ**

Обогащение угля позволяет улучшить его характеристики в большей степени, чем этого можно достичь посредством промывки. Процесс обогащения угля начинается с его промывки и дополняется специальной обработкой, нацеленной на снижение содержания ртути в угле. Примером обогащения угля может служить процесс «К-топливо». Данный процесс может быть охарактеризован как процесс сокращения выбросов нескольких загрязняющих веществ еще до стадии сжигания; помимо сокращения выбросов ТЧ,  $SO_2$  и  $NO_x$ , он позволяет добиться сокращения выбросов ртути. «К-топливо» является продуктом обогащения, полученным из суббитуминозного угля или лигнита (Black и Veatch, 2003). Получаемое в конечном итоге топливо содержит меньше золы, обладает большей теплотворной способностью и при сжигании образует меньше загрязняющих веществ, по сравнению с необработанным углем. В процессе получения «К-топлива» обработка угля проводится до его сжигания на электростанции. Это способствует улучшению качества угля, включая снижение содержания ртути, влаги, золы, серы и азотсодержащих соединений, из которых в процессе горения образуются топливные оксиды азота  $NO_x$ . Так как эти компоненты удаляются еще до сжигания угля на электростанции, это снижает требования к газоочистному оборудованию. Технология "К-топливо" также может применяться и к каменным углям. Однако разработчики этой технологии сосредоточились на ее применении в Северной Америке исключительно к суббитуминозным углям и лигнитам, поскольку основная задача такой обработки связана со снижением влажности и зольности топлива, а эти угли часто характеризуются высокими значениями данных показателей.

Технология «К-топливо» для сокращения выбросов нескольких загрязняющих веществ до стадии сжигания является двухступенчатым процессом, который схематически проиллюстрирован на рисунке 5 и описан ниже:

- Физическое разделение: Процесс гравитационного разделения (мокрого или сухого) используется для удаления золы вместе с другими загрязняющими веществами (серой и ртутью).
- Термическая обработка, которая следует за физическим разделением и проводится с помощью специальных аппаратов, работающих при высоких температуре и давлении (240°C и 340 килопаскалей [кПа]). На рисунке 6 показаны основные компоненты модуля термической обработки.

Результаты исследования физического разделения ряда низкосортных углей в соответствии с принципами процесса «К-топливо» свидетельствуют о снижении зольности на 10-30%, серы – на 10-36% и ртути – на 28-66%. Суммарное снижение содержания ртути, достигнутое на пилотных установках, составляло 66-67% (Gunderson, 1993; Vesperman, 1993). Помимо этого, наблюдалось сокращение выбросов NO<sub>x</sub> на 40-46% (Alderman, 2003). Результаты других экспериментов, проведенных в 2006 г., свидетельствуют о том, что при использовании суббитуминозных углей для производства «К-топлива» можно добиться сокращения выбросов SO<sub>2</sub> на 38-40%, а выбросов NO<sub>x</sub> – на 10-22%. Технологический процесс «К-топливо» позволяет добиться сокращения выбросов ртути на 70% (KFx, 2006).

Из-за ограниченного опыта эксплуатации, в настоящее время не представляется возможным оценить стоимость обработанного по этой технологии угля. В будущем цена на «К-топливо» может формироваться исходя из конкурентной цены на уголь, устанавливаемой, в свою очередь, на основе его теплотворной способности, а также с учетом экологических выгод (сокращение выбросов SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> и ртути).

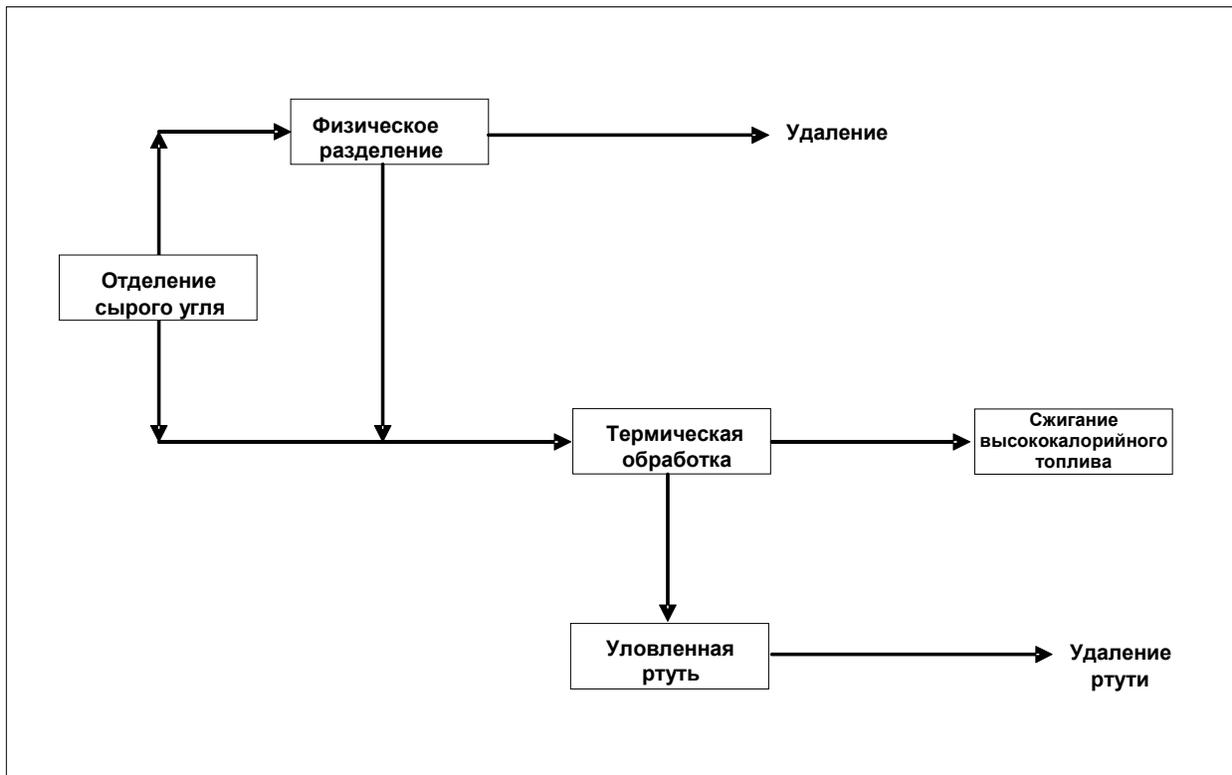


Рисунок 5. Схема технологического процесса «К-топливо».

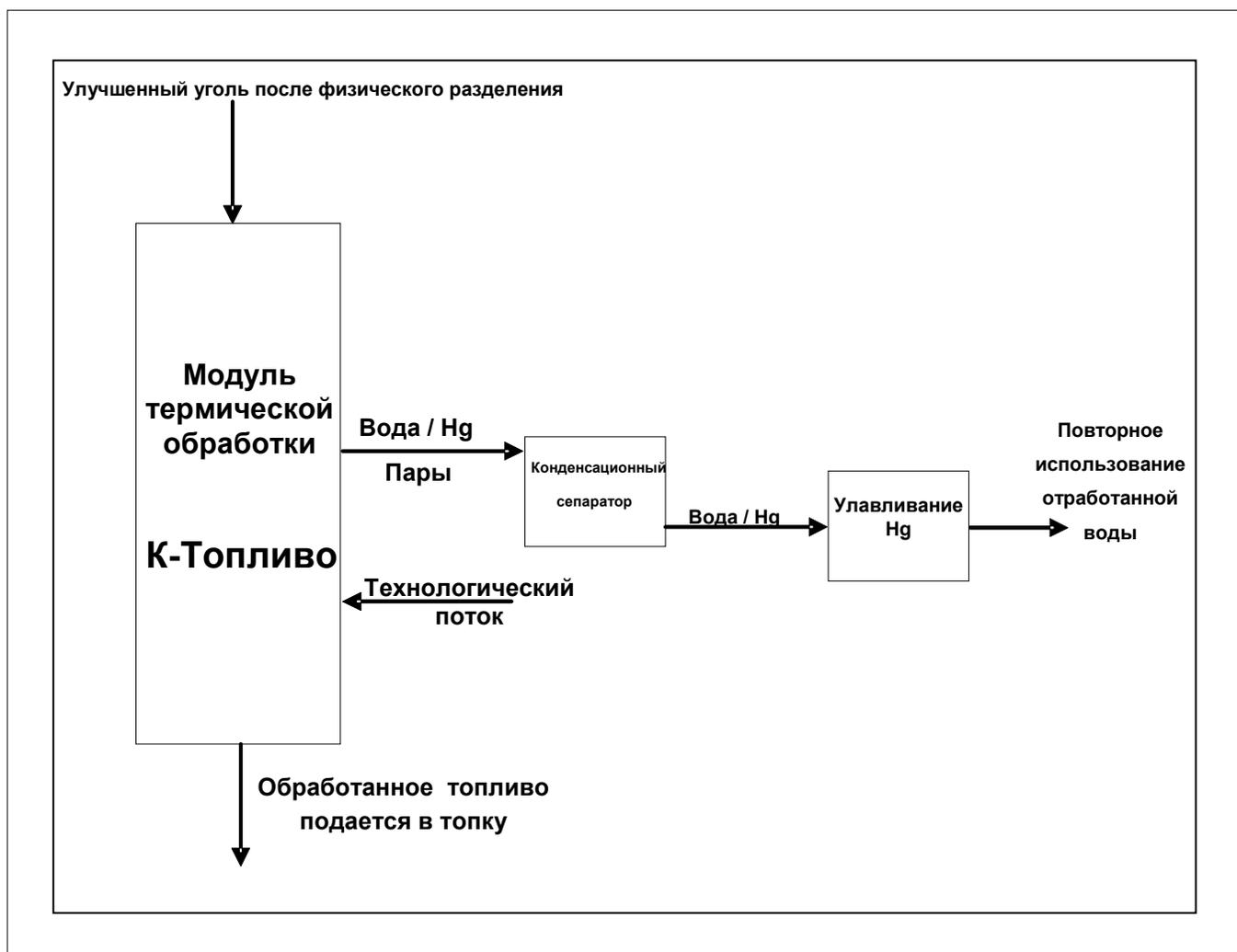
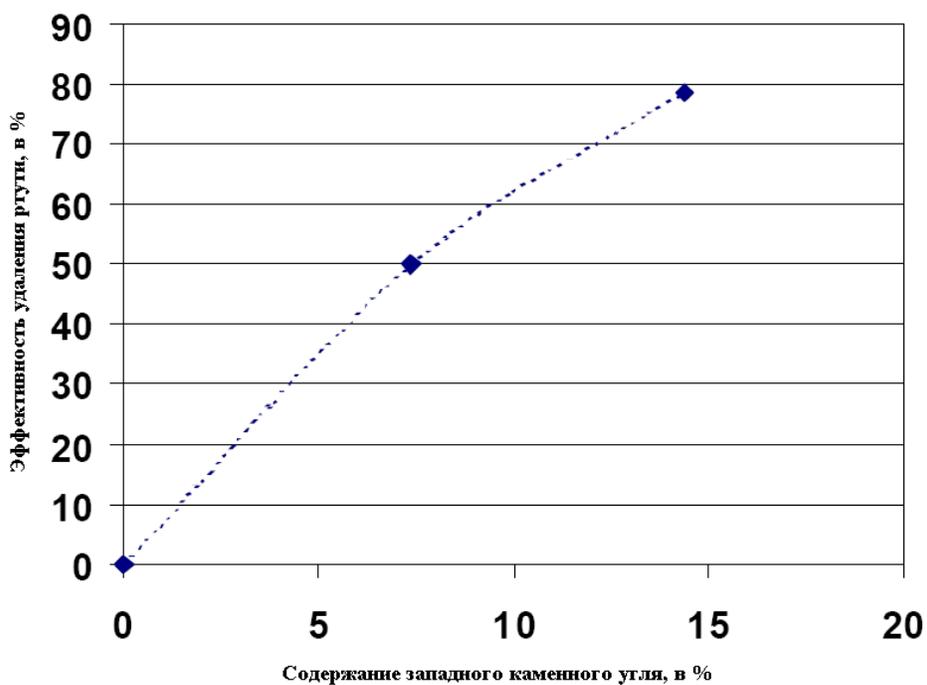


Рисунок 6. Модуль термической обработки, применяемый в процессе «К-топливо».

### 5.3 СМЕШИВАНИЕ УГЛЕЙ/ПЕРЕХОД НА ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДРУГОГО ВИДА ТОПЛИВА

Смешивание углей и переход на использование другого вида топлива достаточно широко распространены на тех электростанциях, которые пытаются добиться соблюдения нормативов на выбросы  $SO_2$  с минимальными затратами. Например, в целях сокращения выбросов  $SO_2$  без использования систем ДДГ, на некоторых электростанциях США производится смешивание каменных углей, которые обычно характеризуются высоким содержанием серы, с малосернистым суббитуминозным углем бассейна Powder River (ПРБ). Побочным эффектом такой стратегии сокращения выбросов  $SO_2$  можно считать изменение видообразования ртути (меньше окисленной ртути, больше элементарной ртути), что может подвергнуть риску улавливание ртути с помощью установки ДДГ, расположенной на выходе из котла (если таковая установлена). При сжигании каменных углей в дымовых газах обычно образуется больше окисленной ртути, чем при использовании суббитуминозных углей. Так как окисленная ртуть является водорастворимой, она может более эффективно удаляться в установках ДДГ. Таким образом, эффективность улавливания ртути в установке ДДГ в значительной степени зависит от доли окисленной ртути на входе в установку (Miller и др., 2006). Цель смешивания углей, в контексте сокращения выбросов ртути, заключается в увеличении концентрации галогенов путем смешивания угля с относительно высоким содержанием галогенов и угля, который может применяться на электростанции. На рисунке 7 проиллюстрирована тенденция увеличения количества ртути, уловленной с помощью системы сухой газоочистки (скруббер сухой очистки + РФ), в зависимости от увеличения доли западного каменного угля (с высоким содержанием галогенов) в смеси с суббитуминозным углем. Как можно видеть на этом рисунке, смешивание углей позволяет добиться улавливания приблизительно 80% ртути.



**Рисунок 7. Влияние смешивания углей на эффективность улавливания ртути в установке ДДГ (Bustard и др., 2005). Западный каменный уголь: 0,07 мкг/г ртути, 106 мкг/г хлора, 1,4 мкг/г брома и 0,93% серы. Суббитуминозный уголь: 0,077 мкг/г ртути, 8 мкг/г хлора, 0,6 мкг/г брома и 0,32% серы.**

Тенденция увеличения количества уловленной ртути вместе с увеличением доли каменного угля в смеси может быть даже более ярко выраженной в том случае, если перед установкой ДДГ по ходу газов будет размещена система СКВ. Результаты натуральных экспериментов на двух идентичных котлах крупной электростанции, где используется смесь углей, состоящая на 60% из суббитуминозного и на 40% каменного угля (один котел с системой СКВ, а другой – без), свидетельствуют об увеличении доли окисленной ртути с 63% (без системы СКВ) до 97% (с системой СКВ). При сжигании на электростанции суббитуминозного угля (без добавления каменного и без применения системы СКВ) доля окисленной ртути менялась в пределах 0-40% (ICAC, 2010). Эти данные говорят о том, что количество окисленной ртути увеличивается при добавлении каменных углей к суббитуминозным, а также о том, что этот эффект усиливается в случае применения системы СКВ. Степень окисления оказалась неожиданно высокой, так как обычно в процессе эксплуатации систем СКВ для очистки дымовых газов, образующихся при сжигании углей ПРБ, окисляется очень небольшое количество ртути (если вообще окисляется). Угли ПРБ характеризуются существенно меньшим, по сравнению с каменными углями, содержанием хлора и серы, но при этом более высоким содержанием кальция. Результаты проведенных ранее натуральных испытаний на трех электростанциях, работающих на суббитуминозных углях, свидетельствуют об увеличении степени окисления ртути на катализаторах систем СКВ до 90% и более. При этом конечные показатели эффективности улавливания ртути в скрубберах мокрой очистки, расположенных далее по ходу газов, при одновременном использовании системы СКВ составляли 84-92%. При отсутствии системы СКВ эти показатели были значительно ниже – 43-51%. Однако в системах СКВ на электростанциях, сжигающих суббитуминозные угли, происходит лишь незначительные изменения видообразования ртути (Laudal, 2002). Таким образом, смешивание углей, обладающих схожими характеристиками с упомянутыми выше суббитуминозными и каменными углями, может потенциально стать экономически эффективным решением для обеспечения роста показателей окисления ртути на ТЭС, сжигающих угли, с низким содержанием серы и хлора, но при этом высоким содержанием кальция. Этот эффект может быть более ощутимым на электростанциях, оснащенных системами СКВ. Ниже в таблице 3 представлены данные, характеризующие свойства суббитуминозных и каменных углей. Эти свойства варьируются в зависимости от происхождения угля.

В ходе обширного исследования воздействия смешивания углей на видообразование ртути при наличии систем СКВ был проведен анализ степени окисления ртути в угольных смесях, состоящих из суббитуминозного угля ПРБ с добавками 10-40% каменного угля (Serre и др., 2008). На рисунке 8 приводятся показатели окисления ртути (в процентах) на входе и выходе системы СКВ. Как и ожидалось, концентрация окисленной ртути на входе/выходе системы СКВ была выше при сжигании только каменного угля (27%/84%), чем при сжигании только суббитуминозного угля (6%/3%). Как видно из рисунка 8, увеличение степени окисления ртути при использовании систем СКВ непосредственно зависит от увеличения количества сжигаемого каменного угля. Например, при сжигании смеси, состоящей из 65% суббитуминозного угля и 35% каменного, увеличение степени окисления составило 49% (с 13 до 62%). Однако при

сжигании смеси, состоящей из 79% суббитуминозного угля и 21% каменного, увеличение степени окисления составило лишь 14% (с 6 до 20%).

На рисунке 9 эти данные представлены в зависимости от содержания хлора в угле. Очевидно, что более высокая степень окисления ртути наблюдалась при большем содержании хлора в угле. Когда доля каменного угля в смеси составляла 40% (337 ppm хлора), степень окисления ртути приблизилась к той, что была зафиксирована при сжигании только каменного угля (увеличение концентрации окисленной ртути приблизительно на 50%). Дальнейшее увеличение содержания хлора до более чем 900 ppm привело лишь к незначительному увеличению степени окисления ртути. График, представленный на рисунке 9, может быть полезен для оценки прогнозируемого уровня окисления ртути на выходе системы СКВ в зависимости от содержания хлора в угле.

Таблица 3. Сопоставление характеристик суббитуминозных и каменных углей

Содержание	Суббитуминозный уголь, процент от массы <sup>в</sup>	Каменный уголь, процент от массы <sup>г</sup>
<b>Влажность <sup>а</sup></b>	30,24	12,00
<b>Углерод <sup>а</sup></b>	48,18	55,35
<b>Водород <sup>а</sup></b>	3,31	4,00
<b>Азот <sup>а</sup></b>	0,70	1,08
<b>Бром <sup>а</sup></b>	0,0006	0,02
<b>Хлор <sup>а</sup></b>	0,003	0,100
<b>Сера <sup>а</sup></b>	0,37	4,00
<b>Зольность <sup>а</sup></b>	5,32	16,00
<b>Кислород <sup>а</sup></b>	11,87	7,47
<b>Ртуть, ppm</b>	0,1	0,1
<b>SiO<sub>2</sub> <sup>б</sup></b>	35,51	50,82
<b>Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> <sup>б</sup></b>	17,11	19,06
<b>TiO<sub>2</sub> <sup>б</sup></b>	1,26	0,83
<b>Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> <sup>б</sup></b>	6,07	20,00
<b>CaO <sup>б</sup></b>	26,67	3,43
<b>MgO <sup>б</sup></b>	5,30	3,07
<b>Na<sub>2</sub>O <sup>б</sup></b>	1,68	0,60
<b>K<sub>2</sub>O <sup>б</sup></b>	2,87	0,37
<b>P<sub>2</sub>O<sub>5</sub> <sup>б</sup></b>	0,97	0,17
<b>SO<sub>3</sub> <sup>б</sup></b>	1,56	1,22
<b>ВТС, МДж/кг</b>	19,14	23,49

<sup>а</sup> полный химический анализ, непосредственно после поставки на ТЭС, процент от массы

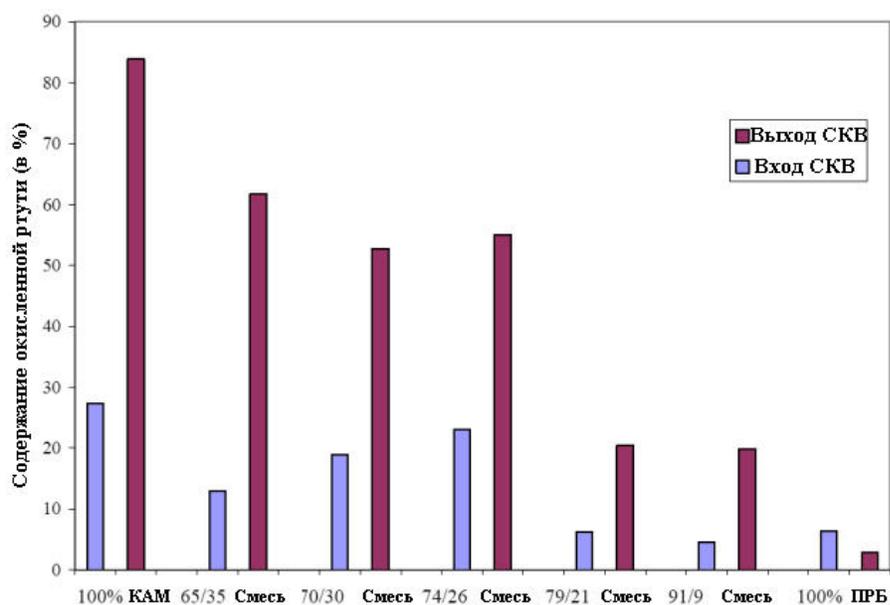
<sup>б</sup> анализ угольной золы, проведенный по стандартам ASTM – Американского общества по испытаниям и материалам, – процент от массы

<sup>в</sup> уголь ПРБ, штат Вайоминг

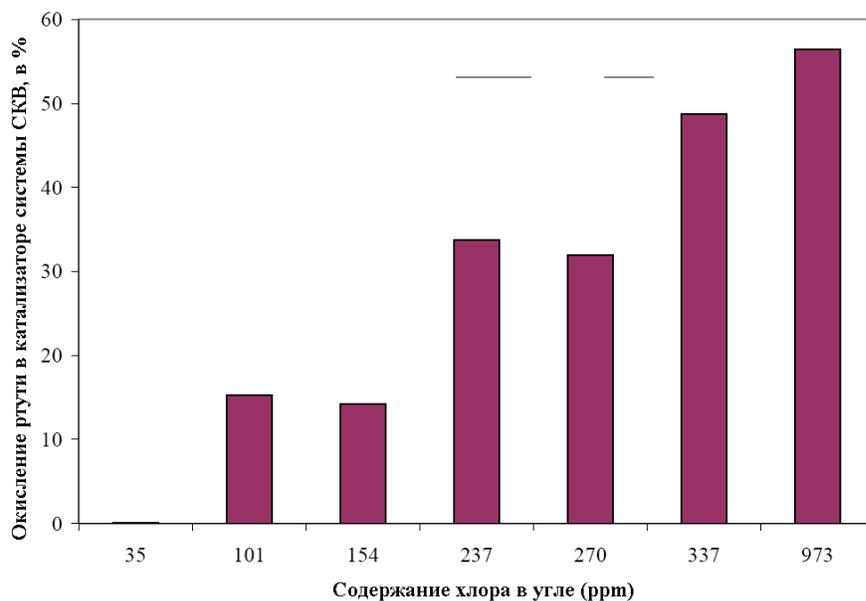
<sup>г</sup> уголь №6, штат Иллинойс

Примечания:

ВТС = высшая теплотворная способность



**Рисунок 8. Процентное содержание окисленной ртути в различных смесях суббитуминозного и каменного углей (Serre и др., 2008).**



**Рисунок 9. Окисление ртути в системе СКВ в зависимости от содержания хлора в угле (из Serre и др., 2008).**

Характеристики различных типов угля играют важную роль с точки зрения процесса видообразования ртути. Это, в свою очередь, может оказывать существенное влияние на количество ртути, уловленной с помощью существующего газоочистного оборудования (систем ДДГ и СКВ). Как уже говорилось в данной главе, с помощью подбора и смешивания углей можно добиться сокращения выбросов ртути более чем на 80%.

Другой формой смешивания углей может быть совместное сжигание с углем биомассы и/или отходов. Масштаб применения биомассы в качестве сжигаемого совместно с углем топлива увеличивается, так как биомасса в некоторых случаях может рассматриваться, как топливо с нулевым балансом выбросов углерода. Это означает, что для производства того же объема электроэнергии требуется меньше ископаемого топлива. Замена 5% угля биомассой (в пересчете на энергию) в общемировом масштабе эквивалентна замене 40 ГВт угольных мощностей и сокращению выбросов CO<sub>2</sub> на 300 000 000 метрических т/год (Коррежан и Baxter, 2005). Однако признание того факта, что биомасса является топливом с нулевым балансом углерода, зависит от действующего законодательства конкретных стран. Совместное сжигание биомассы на пылеугольных ТЭС поощряется в некоторых странах ЕС в рамках перехода на экологически чистые виды электроэнергии. Однако в ЕС не существует единой политики относительно совместного сжигания биомассы, и отдельные государства-члены ЕС разрабатывают собственное законодательство и комплексы мероприятий, большинство из которых основаны на применении таких финансовых стимулов, как введение специальных тарифов и льгот. В 2004 г. в мире совместное сжигание биомассы с углем практиковалось на 135 электростанциях, большая часть из которых находится в США, Германии и Финляндии (Leckner, 2007).

Испарительный перенос микроэлементов из биомассы отличается от аналогичного переноса микроэлементов из угля. Тем не менее, ртуть испаряется в обоих случаях и, испарившись, ведет себя в зоне горения точно так же. Однако наличие в дымовых газах других соединений, таких как щелочноземельные металлы и летучие вещества, оказывает воздействие на поведение ртути, и при добавлении биомассы в качестве дополнительного топлива баланс этих соединений может измениться.

Концентрации микроэлементов в биомассе могут существенно варьироваться, и, кроме того, характеристики различных партий биомассы, поступающие из различных источников, могут существенно отличаться. Это связано с тем, что состав биомассы зачастую отражает отличия в микроэлементном составе почвы и воды тех мест, где биомасса была произведена. Поэтому весьма вероятно, что от многих электростанций, переходящих на совместное сжигание биомассы с углем, потребуется в рамках разрешения на эксплуатацию или требований соответствия представить доказательства того, что новый материал, используемый в качестве топлива, не может стать причиной роста выбросов микроэлементов.

В настоящее время веществом, вызывающим наибольшую озабоченность в контексте выбросов от совместного сжигания биомассы с углем, является ртуть. Результаты тестирования, проведенного на полномасштабном испытательном стенде в Германии в рамках проекта ЕС «TOMORED», свидетельствуют о незначительном увеличении количества ртути, попадающей в котел, при совместном сжигании с углем 10% осадков сточных вод – с 0,12 мг/кг при использовании в качестве топлива только угля и до 0,13 мг/кг с добавлением осадков сточных вод. Увеличения содержания ртути в шлаке, золе, уловленной в ЭФ, гипсе зафиксировано не было. Однако при этом было обнаружено увеличение концентрации ртути в сточных водах с 0,001 до 0,002 мг/л и в газах, выбрасываемых из дымовой трубы в атмосферу (с 2,2 мкг/м<sup>3</sup> до 3.1 мкг/м<sup>3</sup>) (Thorwarth, 2006). И наоборот, совместное сжигание соломы с углем на той же станции привело к росту показателей окисления Hg и ее улавливания в ЭФ до такой степени, которая позволяет утверждать, что совместное сжигание соломы с углем может фактически способствовать сокращению выбросов ртути в атмосферу (Thorwarth и Scheffnecht, 2006).

На британской ТЭС Drax сжигается биомасса различных видов, и в отношении нее уже действуют новые нормативы выбросов. Хотя сжигание большей части биомассы не приводит к проблемам с точки зрения роста выбросов ртути, в том случае, если сжигаются только измельченные ядра кокосового ореха, выбросы ртути могут достичь или даже превысить предельное значение, составляющее 0,1 мг/кг (DPL, 2009; Ghent, 2009).

Содержание хлора в биомассе может влиять на поведение микроэлементов в процессе горения. В особенности это касается ртути. Содержание ртути в биомассе разных видов весьма различно, и, например, в осадках сточных вод ее концентрации могут быть достаточно высокими. Однако, как представляется, совместное сжигание этого сырья с углем приводит не к росту выбросов ртути, а скорее к увеличению ее концентраций в золе.

При сжигании в кипящем слое в лабораторном масштабе проводилось исследование выбросов ртути, образующихся при совместном сжигании суббитуминозного угля из бассейна Powder River и биомассы – куриного навоза, древесины, кофейной пульпы и стеблей табака (Сао и др., 2008). Концентрация ртути в угле составляла 0,12 ppm, в то время как в биомассе эти показатели не превышали 0,01 ppm. При сжигании только угля эффективность улавливания ртути с помощью существующей системы очистки (кварцевых фильтров) составила около 38%. При совместном сжигании с углем биомассы с высоким содержанием хлора (куриный навоз, 22340 ppm Cl по весу) удалось добиться улавливания ртути более чем на 80%. В то же время эффективность улавливания ртути при сжигании сырья с низким содержанием хлора (древесные топливные гранулы, 132 ppm Cl) составила всего лишь 50%. Однако, хотя стебли табака характеризуются высоким содержанием хлора (4237 ppm), совместное сжигание данного сырья с углем в кипящем слое не привело к существенному сокращению выбросов ртути, которого можно было ожидать при использовании такого

высокохлористого топлива. Таким образом, хотя выбросы ртути сильно зависели от концентрации газообразного хлора, они не обязательно зависели от содержания хлора в топливе (Sloss, 2010). Как представляется, добавление биомассы к углю в качестве дополнительного топлива может сократить выбросы ртути и, часто, сократить их весьма существенно. Следовательно, совместное сжигание биомассы и угля может рассматриваться в качестве способа сокращения выбросов ртути на действующих ТЭС. Однако в каждом конкретном случае применимость данного подхода следует рассматривать отдельно.

#### 5.4 ДОБАВКИ К УГЛЮ

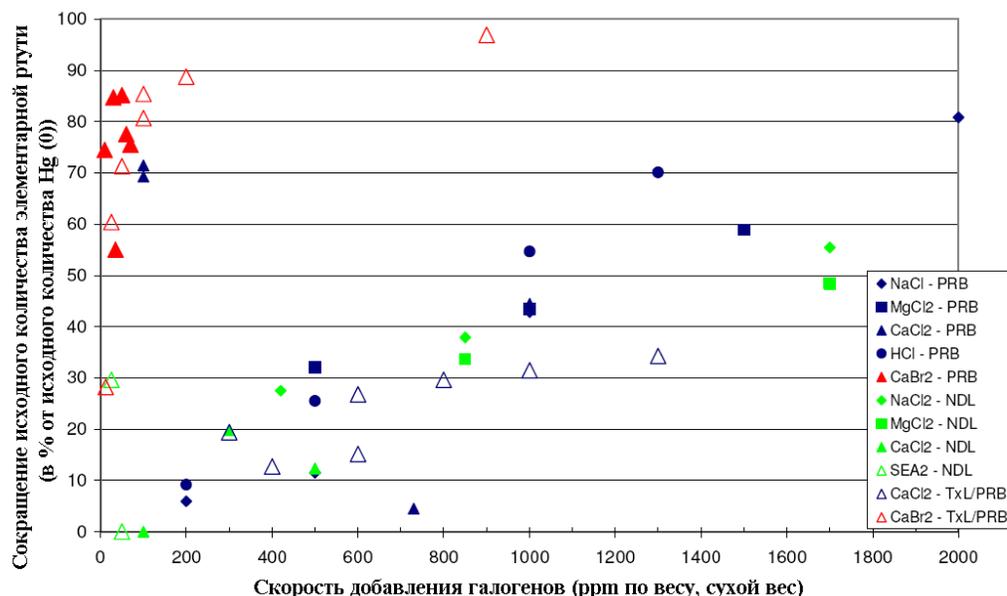
Как правило, количество уловленной ртути растет вместе с увеличением содержания галогенов в угле. Поэтому для увеличения количества уловленной ртути при сжигании углей, характеризующихся низким содержанием галогенов, часто осуществляется добавление галогенов, таких как, например, бромистые или хлористые соли. В качестве альтернативного варианта может применяться добавление хлористого водорода (HCl) или хлорида аммония (NH<sub>4</sub>Cl). Добавление галогенов способствует образованию окисленной ртути и ртути, связанной с твердыми частицами, которые легче улавливаются в газоочистных устройствах, установленных далее по ходу газов. Добавление галогенов может быть особенно полезно с точки зрения повышения эффективности удаления ртути на электростанциях, сжигающих угли с низким содержанием галогенов. Добавление может осуществляться посредством распыления или в виде добавки твердых веществ в уголь перед поступлением его в размольное устройство или посредством инъекции в котел.

Ввод галогенных соединений в котел или непосредственное их добавление в уголь перед сжиганием может способствовать коррозии котельного оборудования. Для снижения опасности коррозии галогены могут вводиться в установку СКВ. Эксперименты по впрыску HCl проводились на двух пилотных установках, оснащенных системами СКВ. В одном случае исследования проводились на байпасе газохода блока, сжигающего каменный уголь; расход дымовых газов соответствовал мощности 5 МВт. Степень окисления ртути выросла при впрыске HCl примерно с 80% до более чем 95%. Во втором случае исследования проводились на байпасе газохода блока, сжигающего суббитуминозный уголь; расход дымовых газов соответствовал мощности 5 МВт. При этом впрыск HCl привел к росту степени окисления ртути с примерно 15% до более чем 80%. Данные о количестве HCl, которое использовалось для впрыска на каждом объекте, предоставлены не были (Honjo и др., 2008).

Бром считается более эффективным, чем хлор, в данном контексте, так как его реакции Дикона (переход хлористых соединений галогенов при охлаждении газов от высоких температур в присутствии кислорода в собственно галогены и водяной пар, – прим. пер.) наиболее благоприятны, и он связывается SO<sub>2</sub> в меньшей степени, чем хлор (Buschman и др., 2005). В конечном итоге, для взаимодействия со ртутью остается гораздо больше молекулярного брома (Br<sub>2</sub>), чем молекулярного хлора (Cl<sub>2</sub>) (Vosteen и

др., 2003; Vosteen и др., 2006). Полагают, что гетерогенные условия важны с точки зрения окисления ртути с использованием брома в дымовых газах, образующихся при сжигании угля (Pavlish и др., 2003; Senior и др., 2008). И это несмотря на тот факт, что обычно содержание хлора в угле значительно превышает содержание в нем брома (Vosteen, 2006a; Rini и Vosteen, 2008). Полномасштабные испытания были проведены с использованием добавки KNX<sup>TM</sup> – 52-процентный (по массе) водный раствор бромида кальция; ввод добавки производился до сжигания в соотношении 25 ppm к объему угля. На блоке мощностью 600 МВт, сжигающем суббитуминозный уголь и оборудованном системами СКВ и мокрой ДДГ, было зафиксировано соответствующее сокращение выбросов ртути в диапазоне от 92-97% (Rini и Vosteen, 2009). Добавление даже небольшого количества бромистых солей может способствовать окислению ртути. Данный факт был подтвержден в ходе реализации программы обширных исследований, проведенных научно-исследовательским институтом электроэнергетики США (EPRI). Результаты полномасштабных тестов, проведенных на 14 блоках, сжигающих угли с низким содержанием хлора, свидетельствуют об окислении более 90% ртути, содержащейся в дымовых газах, при добавлении брома в уголь в соотношении от 25-300 ppm (Chang и др., 2008).

На рисунке 10 сопоставлены результаты применения бромистых и хлористых добавок в котлах, сжигающих уголь. Представлены данные по снижению исходного количества элементарной ртути (в процентах) в зависимости от количества добавленных галогенов (Vosteen и Lindau, 2006). Из рисунка видно, что во всей области концентраций бром намного эффективнее хлора с точки зрения снижения исходного количества элементарной ртути. Добавка брома в объеме менее 200 ppm позволяет добиться снижения начального количества элементарной ртути на 80%. Для достижения того же уровня сокращения количества ртути хлористых добавок необходимо на порядок больше.



**Рисунок 10. Сопоставление эффективности действия бром- и хлорсодержащих добавок (из Vosteen и Lindau, 2006); PRB – уголь из ПРБ, NDЛ – лигнит из Северной Дакоты, TxL – лигнит из Техаса**

В настоящее время все еще проводятся исследования различных аспектов использования галогенных соединений с точки зрения влияния на процесс энергопроизводства на ТЭС. Эти аспекты включают в себя коррозию в котле и системе мокрой ДДГ, возможности применения бетона с добавками летучей золы, выщелачиваемость золы, влияние на эффективность улавливания ртути в системе мокрой ДДГ и вторичное образование в ней выбросов ртути. Тем не менее, использование галогенов, в особенности брома, может способствовать сокращению выбросов ртути более чем на 80%.



## 6 УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ УЛАВЛИВАНИЯ ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ

Как уже описывалось в предыдущих главах, по результатам сбора данных в рамках ЗСИ были определены реальные показатели улавливания ртути в ЭФ и РФ. Эти данные для золоулавливающего оборудования представлены в таблице 4. Помимо типа используемого угля, существенное влияние на эффективность улавливания ртути также оказывает используемое золоулавливающее оборудование. Так, например, средний показатель эффективности улавливания ртути с помощью ЭФ на электростанциях, работающих на каменном угле, составлял 36%, а единичные значения варьировались в диапазоне от 0-63%.

- С помощью ЭФ можно добиться снижения выбросов ртути в среднем примерно на 36%. Улавливание ртути в РФ может быть существенно выше – до 90%.
- Максимизировать улавливание ртути в ЭФ или РФ можно за счет применения определенных мер, таких как смешивание углей/переход на использования другого вида топлива, изменение температурного режима и повышение эксплуатационной эффективности.

**Таблица 4. Улавливание ртути в золоуловителях различного типа, %**

Тип угля/Тип золоуловителя	Каменный	Суббитуминозный	Лигнит
<b>Только ЭФх</b>	36 (0-63)	9 (0-18)	1 (0-2)
<b>Только ЭФг</b>	14 (0-48)	7 (0-27)	тестирование не проводилось
<b>Только РФ</b>	90 (84-93)	72 (53-87)	тестирование не проводилось

Примечание: В таблице приводятся средние показатели улавливания ртути (US EPA, 2002) и диапазоны измеренных значений (Srivastava и др., 2006).

Диапазон измеренных показателей улавливания ртути, в особенности для ЭФ, может служить индикатором потенциала увеличения эффективности улавливания ртути за

счет повышения КПД золоуловителя или изменения тех свойств дымовых газов и летучей золы, которые способствуют связыванию ртути с ТЧ. Важно повысить КПД улавливания ТЧ, так как это, в свою очередь, скажется на эффективности улавливания ртути.

Как правило, проектная эффективность улавливания твердых частиц в ЭФ составляет более 99%. При работе ЭФ попадающие в него частицы получают электрический заряд, после чего притягиваются к противоположно заряженным металлическим пластинам – осадительным электродам – и осаждаются на них. Частицы, осевшие на пластинах, периодически удаляются с помощью встряхивания и попадают в специальный бункер. Эффективность ЭФ в значительной степени зависит от удельного электрического сопротивления улавливаемых частиц. Ниже и выше оптимального значения, которое существует для конкретной золы, эффективность процесса зарядки и осаждения частиц снижается. Эффективность улавливания ЭФ также зависит от содержания серы в угле, влияющего на удельное электрическое сопротивление летучей золы. Угли со средним и высоким содержанием серы (то есть типичные каменные угли) характеризуются легко улавливаемой золой. При использовании углей с низким содержанием серы (например, суббитуминозных), образуется летучая зола с высоким удельным сопротивлением, которая улавливается хуже. Удельное электрическое сопротивление летучей золы может быть изменено посредством снижения температуры в ЭФ или обработки дымовых газов перед их поступлением в ЭФ с помощью  $SO_3$ , серной кислоты ( $H_2SO_4$ ), воды, натрия или аммиака ( $NH_3$ ). Эффективность улавливания твердых частиц в ЭФ для летучей золы конкретного угля зависит от размера частиц. Эффективность улавливания частиц размером от 1 до 8 микрон (мкм) обычно составляет от 95 до 99.9%. Однако частицы размером около 0.3 мкм поддаются зарядке гораздо хуже, что снижает эффективность улавливания до 80-95% (Lawless, 1996).

ЭФ по газовому тракту может размещаться либо до воздухоподогревателя, либо за ним. ЭФ, установленный за воздухоподогревателем (температура дымовых газов между 130 и 180°C) – это холодный ЭФ (ЭФх). ЭФ, установленный до воздухоподогревателя в области температур 315-400°C, – это горячий ЭФ (ЭФг). ЭФг позволяет использовать преимущество более низкого при высокой температуре удельного электрического сопротивления летучей золы. Это приобретает особое значение, если речь идет об электростанциях, работающих на малосернистых углях, в процессе сжигания которых образуется летучая зола с более высоким удельным электрическим сопротивлением.

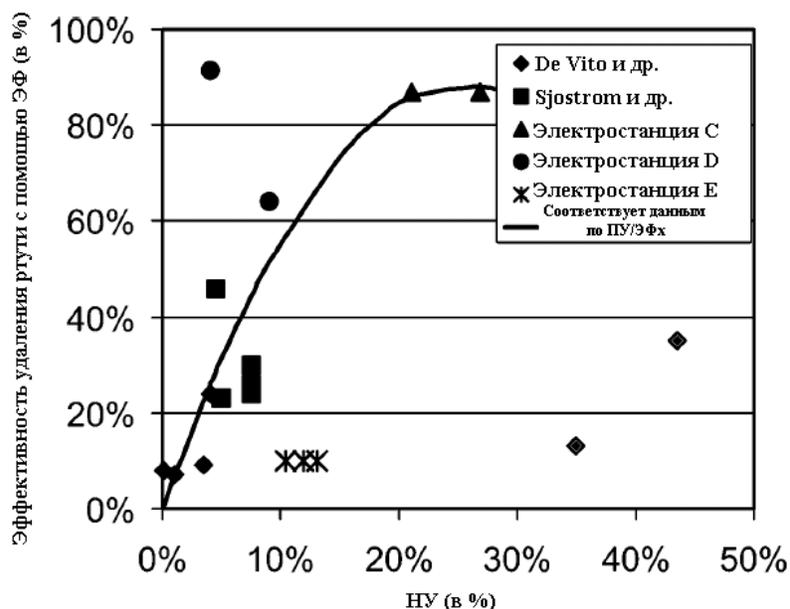
РФ является лучшей из имеющихся на рынке технологий высокоэффективного улавливания тонкодисперсных частиц, в особенности субмикронных. РФ обеспечивает улавливание летучей золы за счет пропускания газов сквозь рукава из пористого тканевого материала, который удерживает золу на поверхности, образуя тем самым дополнительный фильтрующий слой. Слишком толстый слой уловленной золы на рукавах препятствует прохождению потока газа через РФ. Для облегчения прохождения газового потока уловленную золу следует периодически удалять. В зависимости от метода удаления золы различают два типа РФ – с обратной продувкой и

с импульсной очисткой. Выбор метода удаления золы зависит от того, где происходит осаждение ее частиц – внутри или снаружи рукавов. В аппаратах с осаждением золы внутри рукавов часто используется продувка рукавов воздухом, осуществляемая с противоположной стороны (рукавные фильтры с обратной продувкой). В аппаратах, где пыль собирается на внешней стороне рукавов для удаления уловленных частиц применяется струя сжатого воздуха (рукавные фильтры с импульсной очисткой). И в том и в другом случае удаленные частицы пыли падают в специальный бункер, расположенный под фильтром. Как правило, если не учитывать регулярную замену изношенных рукавов, техническое обслуживание РФ требует меньших усилий, по сравнению с техническим обслуживанием ЭФ.

Другими устройствами, используемыми для улавливания ТЧ, являются мокрые скрубберы и механические золоуловители. Эффективность улавливания в этих аппаратах ниже, чем в ЭФ и РФ. Помимо этого, эффективность улавливания тонкодисперсных частиц (субмикронных частиц) в мокрых скрубберах или механических золоуловителях также ниже, по сравнению с ЭФ или РФ.

### **6.1 УЛАВЛИВАНИЕ РТУТИ**

Результаты математического моделирования улавливания ртути в ЭФ свидетельствуют о том, что даже при идеальных условиях скорость массопереноса может явиться ограничением эффективности улавливания ртути ТЧ, осевшими на электродах ЭФ (Clack, 2006). Как правило, в процессе очистки дымовых газов в ЭФ улавливается только ртуть, связанная с ТЧ, адсорбируемая преимущественно частицами несгоревшего углерода (НУ). Адсорбционная способность неорганических фракций (летучая зола) обычно ниже, чем у присутствующего в летучей золе НУ. Результаты проведенных исследований свидетельствуют о наличии взаимосвязи между количеством НУ и степенью улавливания ртути при улавливании в ЭФх летучей золы каменного угля (Senior и Johnson, 2008). Эта зависимость проиллюстрирована на рисунке 11, где представлена эффективность улавливания ртути (в процентах от количества ртути на входе в ЭФ) в зависимости от содержания в золе НУ, определявшегося как потери при прокаливании. Как видно из рисунка, в ЭФ, применяемых для улавливания летучей золы с пятипроцентным содержанием НУ, можно добиться улавливания ртути на уровне 20-40%. В случае более высокого содержания НУ можно говорить о 80-процентном улавливании ртути (которое, весьма вероятно, связано также с присутствием галогенов). При добавлении в котел бромида была зафиксирована более высокая (по сравнению со случаем, когда добавки не применялись) концентрация ртути в летучей золе, уловленной в ЭФ (Vosteen и др., 2003).



**Рисунок 11. Улавливание ртути в ЭФ в зависимости от содержания в золе НУ (из Senior и Johnson, 2005).**

Помимо содержания в золе НУ, на эффективность улавливания ртути в ЭФ влияют также такие характеристики НУ, как площадь поверхности, размер частиц, их пористость и структура (Lu и др., 2007). Результаты исследования свидетельствуют о том, что с уменьшением размера частиц золы содержание НУ в золе снижается, в то время как содержание ртути в НУ в целом увеличивается. Кроме того, было также определено, что размер частиц НУ является основным фактором, влияющим на адсорбцию ртути. Таким образом, повышение эффективности ЭФ и вытекающий из этого рост эффективности улавливания тонкодисперсной летучей золы и тонкодисперсного НУ, с высокой степенью вероятности, может способствовать сокращению выбросов ртути. Однако следует отметить, что большая по массе часть НУ содержится в очень крупных частицах золы.

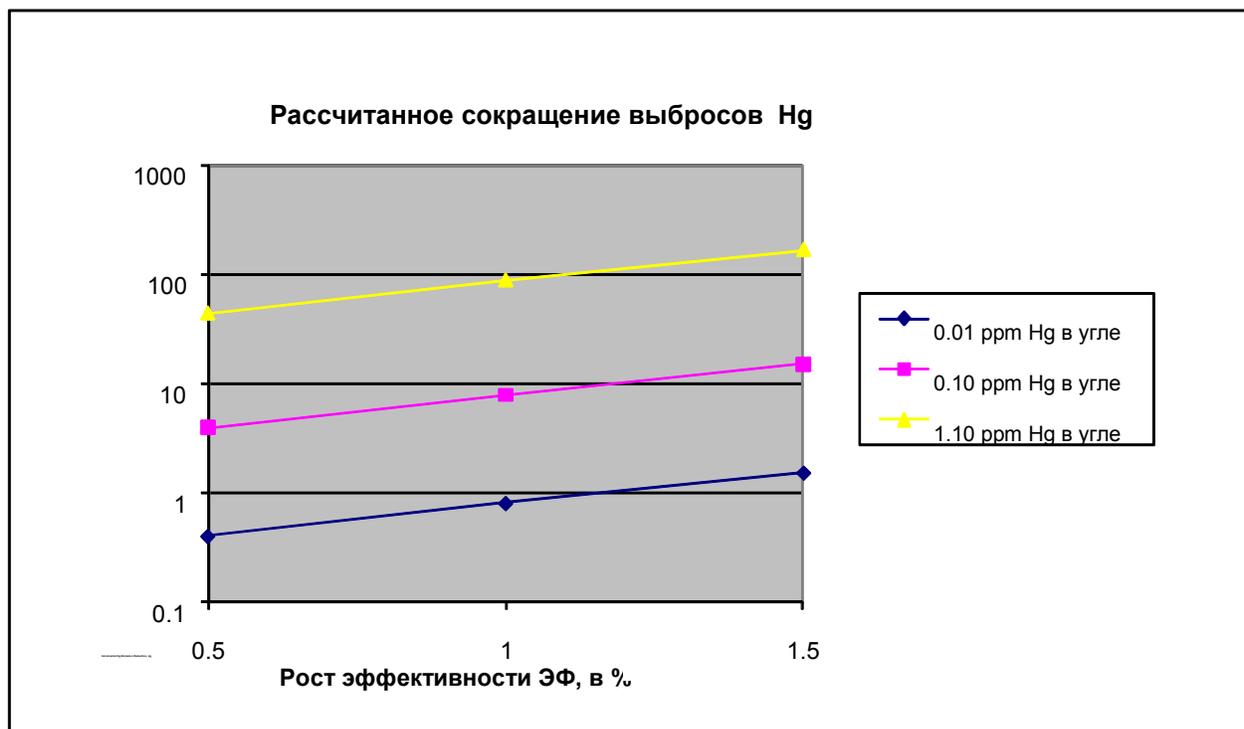
Другими важными факторами, влияющими на количество ртути, улавливаемой на частицах летучей золы (и затем удаляемой из дымовых газов), является температурный режим ЭФ, использование  $SO_3$  для кондиционирования дымовых газов и тип используемого угля. Как правило, более высокие показатели улавливания ртути наблюдаются в ЭФ, установленных на котлах, сжигающих угли с более высоким содержанием галогенов и более высоким уровнем содержания НУ в золе. Оба эти параметра способствуют образованию окисленной ртути ( $Hg^{2+}$ ) и ртути, связанной с ТЧ, то есть ртути, которая улавливается с помощью ЭФ гораздо эффективнее  $Hg^0$ . Отсюда следует, что повышение эффективности ЭФ позволяет добиться удаления из дымовых газов дополнительного количества ртути. Количество дополнительно удаленной таким

образом ртути зависит от того количества ТЧ, которое дополнительно удаляется с помощью ЭФ. Эффективность улавливания ТЧ в ЭФ может быть повышена за счет проведения малозатратных мероприятий, таких как точное регулирование расположения электродов, настройка режимов встряхивания, устранение присосов и т. п. (Зуков и др., 2004). В качестве примера можно привести недавно успешно завершённый проект по увеличению эффективности ЭФ на электростанции мощностью 1300 МВт (Deye и Layman, 2008).

Для определения потенциала увеличения улавливания ртути за счет модернизации ЭФ был проведен упрощенный анализ. Ниже представлена оценка количества ртути, которое может быть удалено из дымовых газов в результате повышения эффективности всего парка ЭФ. Для расчета возможного количества удаляемой ртути было сделано несколько допущений:

- Рассматриваются варианты повышения эффективности парка ЭФ, установленных на генерирующих мощностях, которые ежегодно потребляют 40 миллионов метрических тонн угля.
- Содержание ртути в угле варьируется в диапазоне от 0,01-1,1 ppm
- Выбрасывается 80% ртути, содержащейся в угле
- Зольность угля – 42%
- Состав зольного остатка – 80% летучей золы и 20% шлака
- Средняя эффективность улавливания ТЧ ЭФ парка – 98%
- Повышение эффективности ЭФ варьируется в диапазоне от 0,5-1,5%.

С использованием перечисленных допущений было рассчитано дополнительное количество ртути, которое может быть уловлено. Расчеты проводились для различных значений повышения эффективности ЭФ и различных значений содержания ртути в угле; также допускалось преобразование газообразной ртути в твердую фазу. Результаты представлены на рисунке 12.



**Рисунок 12. Дополнительное сокращение выбросов ртути в результате повышения эффективности ЭФ.**

Как видно из рисунка, в случае повышения эффективности парка ЭФ на 1% и допущении, что содержание ртути в сжигаемом угле составляет 0.1 ppm, можно добиться дополнительного сокращения выбросов ртути порядка 10 кг/год. Вероятно, это слишком консервативная оценка, так как в расчетах не учитывалось увеличенное количество уловленной тонкодисперсной золы как следствие роста КПД ЭФ. Например, согласно проведенным расчетам, дополнительное количество улавливаемой ртути одинаково как при повышении эффективности ЭФ с 98 до 98,5%, так и при повышении эффективности с 98,5 до 99%. Однако при увеличении количества улавливаемых тонкодисперсных ТЧ количество дополнительно уловленной ртути тоже должно расти. Предполагается, что количество уловленных тонкодисперсных ТЧ будет больше в том случае, когда эффективность ЭФ будет повышена от 98,5 до 99%, по сравнению с увеличением эффективности от 98 до 98,5%, и, следовательно, количество дополнительно уловленной ртути в этом случае также будет больше. Эти результаты свидетельствуют о том, что в случае повышения эффективности ЭФ, показатели улавливания ртути также увеличиваются. Фактическое количество ртути, улавливаемой в ЭФ, зависит от конкретной электростанции, конструктивных особенностей ЭФ, типа сжигаемого угля и эксплуатационных показателей электростанции (количества НУ в летучей золе).

В рукавных фильтрах ртуть улавливается в целом более эффективно, по сравнению с ЭФ. РФ оказываются эффективнее ЭФ при улавливании тонкодисперсных ТЧ (и самое главное, субмикронных ТЧ) и газофазной ртути. Помимо более продолжительного времени контакта газов и золы, в РФ обеспечивается лучший контакт, поскольку газы проходят сквозь слой золы, в отличие от ЭФ, где газы проходят над поверхностью слоя. Например, результаты исследования (согласующиеся с результатами ЗСИ) показателей улавливания ртути в ЭФ и РФ на угольных электростанциях в Китае, свидетельствуют о том, что в ЭФ улавливается 4-20% ртути, а в РФ – 20-80% (Wang и др., 2008 г.).

Хотя фактические показатели улавливания ртути могут варьироваться в зависимости от типа используемого угля и режима эксплуатации электростанции, среднее значение эффективности улавливания ртути в ЭФ можно оценить на уровне 36% (диапазон измеренных значений в соответствии с таблицей 4 – 0-63%). В РФ эффективность улавливания ртути может быть значительно выше – вплоть до 90%. Максимально эффективное улавливание ртути с помощью этих систем можно обеспечить посредством применения ряда мер, включая смешивание углей, переход на использование другого вида топлива, добавку галогенов, снижение рабочей температуры и повышение эксплуатационной эффективности систем.

Можно ожидать, что эффективность улавливания ртути в мокрых скрубберах-золоуловителях достаточно велика, поскольку химические реакции в них аналогичны реакциям в аппаратах мокрой ДДГ. Следовательно, можно ожидать, что окисленная ртуть будет улавливаться в мокрых скрубберах-золоуловителях. Повышения эффективности улавливания ртути с помощью мокрых скрубберов можно достичь за счет смешивания углей, перехода на использование другого вида топлива и добавления окислителей или галогенов. В отношении механических золоуловителей (таких как циклоны) можно предположить низкую эффективность улавливания ртути, что связано с их ограниченными возможностями улавливания субмикронных частиц из дымовых газов.

## 7 УЛАВЛИВАНИЕ РТУТИ КАК СОПУТСТВУЮЩИЙ ЭФФЕКТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ SO<sub>2</sub> И NO<sub>x</sub>

Улавливание ртути как сопутствующий эффект применения технологий сокращения выбросов других загрязняющих веществ наиболее часто осуществляется двумя основными методами: улавливание окисленной ртути (Hg<sup>2+</sup>) в скрубберах установок мокрой ДДГ и улавливание ртути, связанной с ТЧ (Hg<sup>0</sup>) в золоулавливающих установках (ЭФ или РФ). Кроме того, улавливание ртути может обеспечить применение распылительного абсорбера. Таким образом, эффективность "сопутствующего" улавливания ртути может быть повышена за счет увеличения доли окисленной ртути в общей массе ртути, присутствующей в дымовых газах, или посредством повышения эффективности золоулавливания (Sloss, 2009). Увеличения доли окисленной ртути может быть достигнуто с помощью добавления химических соединений (окислителей) или за счет окисления ртути на катализаторе. Катализатор может быть размещен в потоке дымовых газов либо исключительно для окисления ртути, либо установлен в других целях (например, для сокращения выбросов NO<sub>x</sub>), повышая таким образом эффективность "сопутствующего" улавливания ртути. В зависимости от состава газоочистного оборудования можно достичь различной эффективности улавливания ртути. В таблице 5 приводятся общие положения, касающиеся эффективности улавливания ртути с помощью технологий сокращения

- Наиболее важным шагом для максимизации улавливания ртути с помощью технологий сокращения выбросов других загрязняющих веществ является максимально возможное увеличение количества окисленной ртути.
- Системы мокрой ДДГ могут обеспечить удаление ртути примерно на 90%.
- В системах СКВ количество окисленной ртути может быть увеличено до 85%, что повысит ее улавливание в системах мокрой ДДГ.
- В системах мокрой ДДГ количество окисленной ртути может снижаться (повторный выброс). Этого можно избежать модифицируя химические процессы в скрубберах.



выбросов других загрязняющих веществ, с учетом состава установленного газоочистного оборудования.

Как можно видеть из этой таблицы, наиболее важным шагом с точки зрения максимизации "сопутствующего" улавливания ртути является не оптимизация эксплуатационных характеристик ЭФ сама по себе, а, в первую очередь, максимально возможное увеличение количества Hg<sup>2+</sup>. В данном разделе представлены методы, применяемые в целях повышения (а в некоторых случаях для сохранения) эффективности улавливания ртути с помощью технологий, изначально предназначенных для сокращения выбросов других загрязняющих веществ.

**Таблица 5. Эффективность улавливания ртути с помощью технологий, изначально предназначенных для сокращения выбросов других загрязняющих веществ**

Установленное газоочистное оборудование	Качественная оценка эффективности улавливания ртути
<b>Только ЭФх</b>	Хорошие показатели улавливания ртути, связанной с частицами и сорбентами; более высокая эффективность "сопутствующего" улавливания в случае применения малосернистых каменных углей (по сравнению с применением низкосортных углей).
<b>Только ЭФг</b>	Низкие показатели "сопутствующего" улавливания; может потребоваться применение специально разработанных сорбентов для улавливания ртути при высоких температурах.
<b>Только РФ</b>	Хорошие показатели "сопутствующего" улавливания Hg <sup>2+</sup> ; Hg <sup>0</sup> может окисляться в РФ.
<b>ЭФх + мокрая ДДГ</b>	В целом хорошие показатели "сопутствующего" улавливания для каменных углей, благодаря присутствию в дымовых газах растворимой Hg <sup>2+</sup> . Сравнительно низкие показатели улавливания для низкосортных углей. Повторная эмиссия Hg <sup>0</sup> может привести к снижению эффективности "сопутствующего" улавливания.
<b>ЭФг + мокрая ДДГ</b>	Средние показатели "сопутствующего" улавливания для каменных углей; плохие показатели "сопутствующего" улавливания для низкосортных углей.
<b>РА + РФ</b>	Предполагаются очень высокие показатели "сопутствующего" улавливания для каменных углей; немного более низкие показатели "сопутствующего" улавливания для низкосортных углей.
<b>РФ + мокрая ДДГ</b>	Хорошие показатели "сопутствующего" улавливания для каменных углей и схожие показатели для низкосортных углей; в РФ может происходить окисление Hg <sup>0</sup> , после чего она может улавливаться скруббером установки ДДГ.
<b>СКВ + ЭФх</b>	Хорошие показатели улавливания ртути, связанной с частицами или сорбентами; более высокая эффективность "сопутствующего" улавливания для каменных углей (по сравнению с низкосортными).
<b>СКВ + ЭФг</b>	Низкие показатели "сопутствующего" улавливания.
<b>СКВ + ЭФх + мокрая ДДГ</b>	Хорошие показатели улавливания ртути, связанной с частицами или сорбентами; более высокая эффективность "сопутствующего" улавливания для каменных углей (по сравнению с низкосортными). Для каменных углей СКВ позволяет повысить эффективность улавливания ртути за счет окисления Hg <sup>0</sup> до Hg <sup>2+</sup> .
<b>СКВ + РА + РФ</b>	Очень высокие показатели "сопутствующего" улавливания для каменных углей; более низкие показатели для низкосортных углей. СКВ позволяет повысить эффективность улавливания ртути за счет окисления Hg <sup>0</sup> до Hg <sup>2+</sup> при наличии хлора в дымовых газах.



<b>Установленное газоочистное оборудование</b>	<b>Качественная оценка эффективности улавливания ртути</b>
<b>СКВ + ЭФг + мокрая ДДГ</b>	В целом низкие показатели улавливания ртути, связанной с твердыми частицами, и низкие показатели улавливания суммарной ртути для низкосортных углей. Для каменных углей СКВ позволяет повысить эффективность улавливания ртути за счет окисления Hg <sup>0</sup> до Hg <sup>2+</sup> , при наличии хлора в дымовых газах.
<b>СКВ + РФ + мокрая ДДГ</b>	В целом высокий уровень улавливания ртути независимо от типа угля. Для каменных углей СКВ позволяет повысить эффективность улавливания ртути за счет окисления Hg <sup>0</sup> до Hg <sup>2+</sup> , при наличии хлора в дымовых газах.

Примечание: При составлении этой таблицы использовалась информация из работы Srivastava и др., 2006.



## 7.1 УЛАВЛИВАНИЕ РТУТИ КАК СОПУТСТВУЮЩИЙ ЭФФЕКТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ МОКРОЙ ДДГ

На электростанциях с установленными системами мокрой ДДГ наиболее перспективной стратегией сокращения выбросов ртути является увеличение (а в некоторых случаях сохранение) эффективности "сопутствующего" улавливания ртути с помощью этих систем. Эксплуатация системы мокрой ДДГ требует того, чтобы перед скруббером мокрой ДДГ (по ходу газов) было установлено золоулавливающее оборудование (Srivastava и Jozewicz, 2001). В нем обеспечивается улавливание Hg<sup>p</sup>. Как уже упоминалось, газообразные соединения Hg<sup>2+</sup> обычно являются водорастворимыми и, следовательно, они должны достаточно эффективно улавливаться в системах мокрой ДДГ (Reddinger и др., 1997; DeVito и Rossenhover, 1999). Газофазная ртуть Hg<sup>0</sup>, однако, в воде не растворяется и поэтому не абсорбируется поглотительным раствором системы ДДГ. Данные, полученные на конкретных установках, свидетельствуют о том, что системы мокрой ДДГ на базе кальция могут способствовать улавливанию более чем 90% Hg<sup>2+</sup>. Однако были зафиксированы случаи с гораздо более низкими показателями улавливания ртути, что было связано с неблагоприятными условиями протекания химических реакций в скрубберах (Niksa и Fujiwara, 2004). Было также отмечено, что при некоторых условиях Hg<sup>2+</sup> может быть восстановлена до Hg<sup>0</sup>, что может привести к повторному выбросу последней – реэмиссии. (Laudal и др., 2003, Nolan и др., 2003). Таким образом, в случае систем мокрой ДДГ, оптимизация стратегии "сопутствующего" улавливания выбросов ртути иногда может заключаться в сохранении имеющегося в системе количества Hg<sup>2+</sup>, так как это предотвращает ее реэмиссию. Повторный выброс ртути может произойти в том случае, если окисленная ртуть абсорбируется поглотительным раствором установки мокрой ДДГ, восстанавливается до элементарной ртути, а затем переходит в газовую фазу, которая и попадает из скруббера в атмосферу. В конечном итоге реэмиссия приводит к снижению эффективности улавливания ртути в установках мокрой ДДГ. Возможность осуществления реэмиссии ртути в аппаратах мокрой ДДГ и ее величина зависят от условий протекания химических реакций в системе.

С точки зрения эффективности улавливания ртути, химические процессы в установках мокрой ДДГ можно в целом охарактеризовать следующим образом. Когда газофазные соединения Hg<sup>2+</sup> абсорбируются поглотительным раствором в установке мокрой ДДГ, они вступают в реакцию с растворенными сернистыми соединениями, присутствующими в дымовых газах (например, с сероводородом - H<sub>2</sub>S); в результате образуется сульфид ртути (HgS), который затем осаждается из раствора в виде шлама. При недостаточной концентрации в растворе сульфидов происходит конкурирующая реакция с сульфитами, в результате которой растворенная Hg<sup>2+</sup> восстанавливается до Hg<sup>0</sup>. Образованная вновь Hg<sup>0</sup> поступает в дымовые газы, проходящие через установку мокрой ДДГ, способствуя увеличению в них концентрации Hg<sup>0</sup> (McDermott, 1999). Восстановление Hg<sup>2+</sup> и последующая реэмиссия Hg<sup>0</sup> могут быть более значительными, если речь идет о скрубберах, использующих в качестве реагента известь с добавками соединений магния. Эти скрубберы работают в условиях гораздо более высокой



концентрации сульфитов, по сравнению с известняковыми системами (Renninger и др., 2004). В некоторых случаях восстановления Hg<sup>2+</sup> до Hg<sup>0</sup> и последующей реэмиссии ртути можно избежать за счет добавления сульфидсодержащего жидкого реагента (US EPA, 2002). Также полагают, что переходные металлы в поглотительном растворе (источником их происхождения служит летучая зола из дымовых газов) играют активную роль в конверсионной реакции, так как они могут выступать в качестве катализаторов и/или реагентов при восстановлении оксидов. Также считают, что повышенный потенциал реэмиссии ртути в установках мокрой ДДГ связан со значительными концентрациями ртути в жидкой фазе (Chang и др., 2008).

## **7.2 УЛАВЛИВАНИЕ РТУТИ КАК СОПУТСТВУЮЩИЙ ЭФФЕКТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ NO<sub>x</sub>**

Технология СКВ была разработана на основе проходящей в присутствии катализатора реакции восстановления оксидов азота NO<sub>x</sub> аммиаком NH<sub>3</sub> до воды и молекулярного азота. Эта реакция протекает на поверхности катализатора, расположенного корпусе реактора. Реактор обеспечивает равномерное распределение газов над катализатором. Кроме этого, он определяет скорость потока дымовых газов. Обычно в качестве катализатора применяются пентаоксид ванадия и оксид титана, нанесенные на «изолированную» подложку в виде пластины или сотовой панели. Было доказано, что при определенных условиях катализаторы системы СКВ способствуют изменению состава соединений ртути посредством окисления Hg<sup>0</sup> до Hg<sup>2+</sup> (в особенности при использовании каменного угля). Результаты первоначальных натуральных измерений, проведенных в Европе, показали, что реактор СКВ, установленный для сокращения выбросов NO<sub>x</sub>, способствует образованию соединений окисленной ртути (Gutberlet и др., 1992). Результаты натуральных наблюдений, которые позже были проведены в США, также подтвердили факт увеличения количества соединений Hg<sup>2+</sup> в реакторах СКВ (Laudal и др., 2002). Необходимо отметить, что при стабильных условиях эксплуатации в установке СКВ ртуть не улавливается. Однако увеличение количества Hg<sup>2+</sup> в системе СКВ может способствовать повышению эффективности улавливания ртути в расположенной далее по ходу газов установке мокрой ДДГ, что в итоге приводит к повышению суммарной эффективности улавливания ртути с помощью «непрофильных» технологий (Chu, 2004).

Результаты лабораторных исследований, последовавшими за первыми натурными экспериментами, свидетельствуют о том, что HCl является важным компонентом дымовых газов, необходимым в качестве источника хлора в процессе окисления Hg<sup>0</sup> до HgCl в установке СКВ (Lee и др., 2003). На степень окисления Hg<sup>0</sup> в процессе СКВ и последующее улавливание окисленной ртути в установке мокрой ДДГ могут влиять следующие факторы (Pavlish и др., 2003; Winberg и др., 2004):

- Содержание галогенов в угле
- Количество катализатора, используемого для обработки газового потока
- Температура в зоне реакции СКВ



- Концентрация NH<sub>3</sub> и равномерность его распределения в дымовых газах
- Время предшествующей эксплуатации катализатора

Поскольку эксплуатационные параметры системы СКВ, такие как температура, концентрация NH<sub>3</sub> в дымовых газах, объем активной зоны реактора и срок службы катализатора диктуются стратегией сокращения выбросов NO<sub>x</sub>, наиболее перспективным параметром с точки зрения оптимизации улавливания ртути является содержание хлора в угле. Как уже обсуждалось ранее в разделе, посвященном смешиванию углей, степень окисления Hg<sup>0</sup> до Hg<sup>2+</sup> выше при использовании каменных углей (от 85 до 90% ртути в окисленной форме), чем при использовании суббитуминозных углей. Результаты расчетов термодинамического равновесия концентраций соединений ртути показали то, что окисление Hg<sup>0</sup> до Hg<sup>2+</sup> в системе СКВ при сжигании суббитуминозного угля ограничено равновесием, а не кинетикой (Senior, 2004; Senior и Liniewile, 2004). Отсюда следует, что, не меняя эксплуатационных параметров установок СКВ при сжигании низкосортных углей, добиться увеличения степени окисления Hg<sup>0</sup> до Hg<sup>2+</sup> невозможно без изменения химического состава дымовых газов (например, увеличение содержания в дымовых газах активного хлора) или снижения температуры в зоне реакции. Таким образом, максимального проявления "сопутствующего" эффекта сокращения выбросов ртути при применении системы СКВ можно достичь за счет проведения надлежащего смешивания углей. В качестве альтернативного варианта может применяться добавление брома (Vosteen и др., 2006).

## 8 ТЕХНОЛОГИИ, ПРЕДНАЗНАЧЕННЫЕ ДЛЯ ЦЕЛЕНАПРАВЛЕННОГО СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ РТУТИ

Ввод сорбентов в дымовые газы угольных котлов в целях сокращения выбросов ртути осуществляется в Германии с 90-х годов прошлого века (Wirling, 2000); эта технология тестировалась также в США на нескольких полномасштабных системах (GAO, 2009). По состоянию на 2010 г. ВАУ является коммерческой технологией. При этом свыше 12 ГВт мощностей уже оснащены этой технологией, а также заключены контракты на оснащение еще свыше 60 ГВт мощностей (ICAC, 2010а). Как правило, порошковый сорбент вводится до установленного золоулавливающего оборудования. Как альтернативный вариант, сорбент может вводиться после существующего ЭФ, при этом для очистки от ТЧ в схему добавляется РФ (технология сокращения токсичных выбросов [ТОХЕСОН™]). Третьей технологией со вводом сорбента, прошедшей тестирование, является ТОХЕСОН II™; в этом случае сорбент вводится непосредственно в одно из промежуточных полей ЭФ.

- ВАУ был протестирован на нескольких полномасштабных системах, и на 2010 г. является коммерческой технологией. Свыше 12 ГВт мощностей уже оснащены этой технологией; заключены контракты на оснащение свыше 60 ГВт мощностей.
- Химически обработанные активированные угли позволяют добиться более высокой эффективности улавливания ртути, а также обеспечить ту же эффективность, что и необработанные активированные угли, при меньшем расходе.
- Установка дополнительных РФимп позволяет сохранить свойства летучей золы при использовании ВАУ.

Ниже представлены некоторые из факторов, которые влияют на эффективность применения любого сорбента при улавливании ртути (Pavlish и др., 2003; Srivastava и др., 2006):

- Физические и химические свойства сорбента

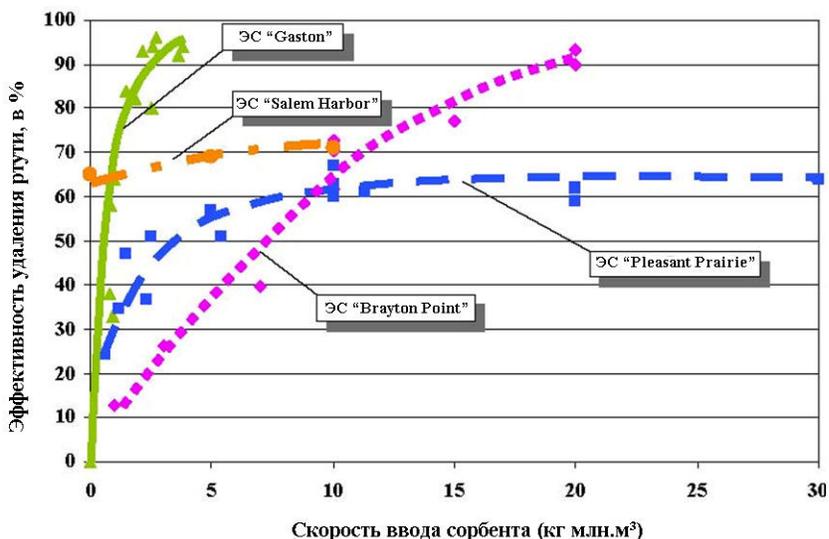
- Масса вводимого сорбента
- Такие параметры дымовых газов, как температура, концентрация галогенных соединений (например, HCl, HBr) и концентрация триоксида серы (SO<sub>3</sub>)
- Состав установленного газоочистного оборудования

Министерство энергетики США, в сотрудничестве с Агентством по охране окружающей среды США и НИИ Электроэнергетики США, совместно с рядом других научно-исследовательских организаций и предприятий, на протяжении почти 20 лет занимались реализацией программы сокращения выбросов ртути. Во время первоначальных испытаний (стадия I) в эксплуатационных условиях исследовался ввод необработанного активированного угля и возможности увеличения улавливания ртути в аппаратах мокрой ДДГ. В рамках стадии II проводилось полномасштабное тестирование ввода химически обработанного активированного угля. Кроме того, в рамках стадии II было проведено тестирование различных конфигураций ввода сорбента, разработанного для сохранения свойств летучей золы (TOXECON™ и TOXECON II™), а также оценка химических добавок и катализаторов окисления для применения в системах мокрой ДДГ. В рамках стадии III была проведена оценка возможного воздействия улавливания ртути на эксплуатацию оборудования электростанции. Результаты проведения всех трех стадий представляют собой, вероятно, наиболее полную базу данных по методам улавливания ртути при сжигании угля для производства электроэнергии.

### **8.1 ВВОД СОРБЕНТА ДО ЗОЛОУЛАВЛИВАЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ**

В данном разделе представлена информация о вводе сорбента до эксплуатируемого золоулавливающего оборудования. На рисунке 13 приводится сводная информация по результатам стадии I исследования ввода необработанного активированного угля, проведенного МЭ США на четырех электростанциях. Этот массив данных впервые позволил систематически проанализировать эффективность и ограничения ВАУ. Как можно видеть на рисунке, ввод сорбента в увеличивающихся количествах (масса сорбента/единица объема газа) обычно позволяет повысить эффективность улавливания ртути. Однако на ТЭС Pleasant Prairie, где производилось сжигание суббитуминозного угля (на других трех ТЭС использовался малосернистый каменный уголь), при добавлении умеренного количества сорбента удалось добиться улавливания приблизительно 60% ртути. Ввод дополнительного количества сорбента способствовал лишь незначительному росту показателей улавливания. Причиной этого являются более низкие уровни содержания хлора в суббитуминозном угле и нейтрализация галогенных соединений из-за наличия большого количества натрия и кальция в золе суббитуминозного угля. В результате, в потоке дымовых газов остается очень небольшое количество свободного хлора, который может участвовать в окислении ртути. Окисление ртути (начинающееся с осаждения хлора на поверхности сорбента) необходимо в процессе улавливания Hg<sup>0</sup> посредством ввода необработанного активированного угля, и эффективность улавливания ртути с помощью ввода

необработанного активированного угля, как правило, возрастает вместе с увеличением количества  $\text{Hg}^{2+}$  в дымовых газах. Количество  $\text{Hg}^{2+}$  в дымовых газах непосредственно зависит от содержания хлора в дымовых газах. Таким образом, эффективность улавливания ртути за счет ввода необработанного активированного угля может быть ограничена на ТЭС, сжигающих низкосортные угли.



**Рисунок 13. Сводная информация по результатам исследования ввода необработанного активированного угля в рамках стадии I (из US DOE 2005).**

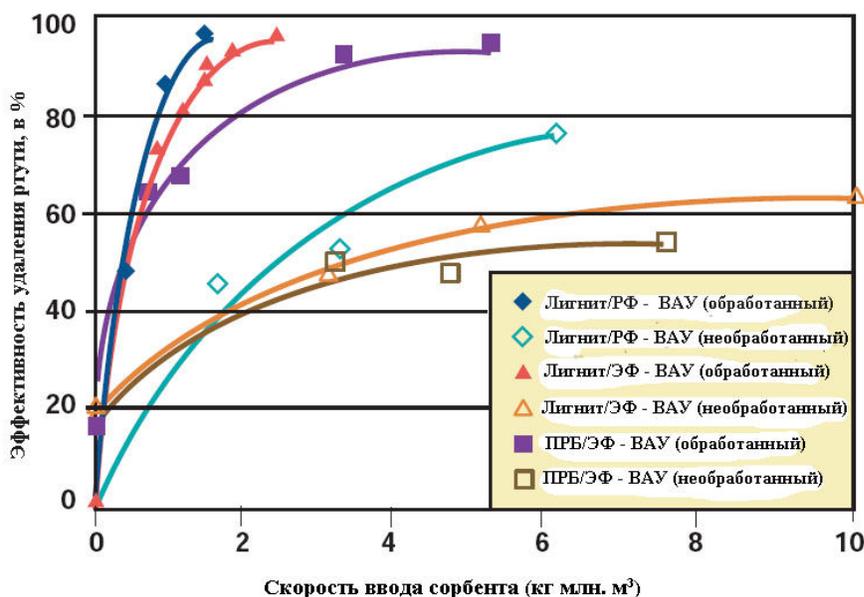
Другим результатом исследований в рамках стадии I стало подтверждение наличия температурного эффекта. Из результатов ранних лабораторных экспериментов было известно о влиянии температуры на поглотительную способность необработанного активированного угля. В том случае, когда температура дымовых газов в точке ввода сорбента, находящейся до эксплуатируемого золоулавливающего оборудования, составляла около  $150^{\circ}\text{C}$ , сорбент действовал достаточно эффективно. Однако если температура достигала  $170^{\circ}\text{C}$  и более, эффективность действия необработанного активированного угля резко падала (Durham, 2003). Причиной этого является тот факт, что сравнительно слабые физические связи на поверхности необработанного активированного угля рвутся при более высоких температурах, что приводит к снижению поглотительной способности.

На основе этих результатов был сделан вывод о том, что ввод необработанного активированного угля в целях улавливания ртути, как правило, эффективен при сжигании малосернистых каменных углей и менее эффективен при сжигании суббитуминозных углей, а также при высоких температурах дымовых газов, как, например, в случае их очистки в ЭФг.

Как уже упоминалось, первым шагом в процессе окисления и улавливания ртути является осаждение хлора на поверхности угля (Olson и др., 2008). Часто эффективность необработанного активированного угля может быть ограничена из-за недостаточного количества свободного хлора в дымовых газах. Для преодоления этих ограничений, связанных с применением необработанного активированного угля для сокращения выбросов ртути на ТЭС, стал применяться ввод химически обработанных сорбентов (Nelson, 2004; Nelson и др., 2004; Pavlish и др., 2008). Наиболее широко применяемым и тщательно проверенным методом обработки/улучшения сорбентов для повышения эффективности ВАУ стало добавление к сорбентам брома и/или хлора. Следует, однако, отметить, что первоначально в лабораторных условиях успешно испытывались сорбенты на основе иодированного угля (Ghorishi и др., 2002).

Сорбенты на основе обработанного активированного угля обладают рядом преимуществ, по сравнению с необработанным активированным углем: (1) сфера их применения шире; их можно использовать в тех случаях, когда ввод необработанного активированного угля неэффективен; (2) их применение позволяет избежать необходимости установки ниже по ходу газов РФ и повысить тем самым экономическую эффективность улавливания ртути; (3) их можно применять при меньших расходах, что меньше влияет на эксплуатацию ТЭС и также способствует снижению содержания углерода в уловленной летучей золе; (4) они более эффективны в случае сжигания на ТЭС суббитуминозных углей и лигнитов; и (5) они могут стать сравнительно недорогой и привлекательной технологией для стран, которые реализуют стратегию сокращения выбросов ртути, не предполагающую использование РФ, что требует больших капиталовложений.

Самое значительное повышение эффективности улавливания ртути было достигнуто в ходе выполнения стадии II программы сокращения выбросов в полномасштабных натурных испытаниях со вводом обработанного активированного угля до установленного золоулавливающего (Feeley и др., 2008). Это следует из графиков рисунка 14, где сопоставляются показатели улавливания ртути при вводе обработанного и необработанного активированного угля на ТЭС, сжигающих лигнит и суббитуминозные угли. Результаты, показанные на рисунке 14, стали кульминацией всех усилий, направленных на создание сорбентов на основе обработанного активированного угля. Как можно видеть на этом рисунке, повышения эффективности улавливания ртути с помощью ввода обработанного активированного угля удалось достичь на электростанциях, сжигающих низкосортные угли. К тому же, повышения эффективности удалось достичь при относительно малом расходе сорбента. Ввод обработанного активированного угля позволил обеспечить улавливание более 90% ртути при расходе сорбента 50 кг на миллион кубических метров (кг/млн.м<sup>3</sup>) или даже менее (Feeley и др., 2008). В рамках стадии I программы, когда эксперименты проводились с необработанным активированным углем, для достижения 90-процентной эффективности улавливания ртути требовалось вводить больше сорбента, причем в некоторых случаях достичь эффективности улавливания 90% было невозможно.



**Рисунок 14. Сопоставление эффективности улавливания ртути для обработанного и необработанного активированного угля (Feeley и др., 2008).**

Ввод активированного угля был протестирован на большом количестве электростанций, и, по состоянию на 2010 год, на территории Северной Америки введены в эксплуатацию/будут введены в ближайшее время 135 систем ВАУ, которыми суммарно оснащены свыше 60 ГВт производственных мощностей (ICAC, 2010a). Несмотря на тот факт, что системы ВАУ уже прошли масштабное тестирование на многих ТЭС и в самых разных условиях, остаются еще некоторые вопросы, связанные с применением данной технологии, включающие:

- Влияние на золоуловитель, расположенный далее по ходу газов, а также воздействие на эксплуатацию всей электростанции
- Пригодность для продажи летучей золы для использования при производстве бетона
- Негативное влияние  $SO_3$  на улавливание ртути

В типичном случае ВАУ увеличивает суммарную нагрузку на золоулавливающее оборудование примерно на 4% (Srivastava и др., 2006). Кроме того, в результате применения ВАУ увеличивается частота пробоев в ЭФ (Dombrowski и др., 2004). Это может привести к ухудшению эксплуатационных характеристик ЭФ и увеличению концентрации ТЧ на выходе из аппарата, что может привести для ТЭС к проблемам соблюдения требований, прописанных в разрешении на осуществление производственной деятельности. Что касается воздействия ВАУ на эксплуатацию РФ, то из-за увеличения содержания твердых частиц в дымовых газах, увеличивается и частота очистки РФ. Это было подтверждено во время проведения эксплуатационных

испытаний, результаты которых свидетельствуют также об увеличении степени непрозрачности факела непосредственно после каждого цикла очистки РФ (ADA-ES, 2003). Результаты других натурных испытаний свидетельствуют о небольшом увеличении частоты очистки, а также об увеличении гидравлического сопротивления РФ, пропорционального расходу сорбента (Pavlish и др., 2008).

Как уже отмечалось ранее, существует некоторая озабоченность относительно воздействия ввода ПАУ на возможность сбыта летучей золы, используемой в качестве замены портланд-цемента при производстве бетона. Типичная схема ВАУ предполагает ввод сорбента до золоуловителя, что ведет к смешиванию сорбента с летучей золой. Это может негативно отразиться на применении летучей золы в процессе производства бетона (в качестве замены портланд-цемента). Процесс производства бетона в значительной степени зависит от содержания углерода, а также площади поверхности частиц углерода, присутствующих в летучей золе. В настоящее время разработаны угольные сорбенты, которые могут позволить ТЭС, сжигающим уголь, продолжать сбыт летучей золы в качестве компонента для производства бетона (Nelson и др., 2006). В рамках стадии III были также протестированы другие неугольные сорбенты (Kang и др., 2007). Как правило, эти сорбенты были разработаны для того, чтобы сохранить свойства летучей золы, но при этом иметь возможность подавать сорбент в таком объеме, который позволял бы удалять примерно 85% ртути. Недавние натурные испытания, проведенные на электростанции, сжигающей смесь лигнитов и суббитуминозных углей, касались минимизации воздействия ВАУ на свойства летучей золы; это достигалось за счет одновременного ввода в котел брома и ввода бромистого ПАУ (Dombrowski и др., 2009). Другие аспекты, касающиеся воздействия на эксплуатацию всей электростанции в процессе применения галогенизированных сорбентов, включают: опасность коррозии в котле и системе мокрой ДДГ, возможность применения летучей золы, смешанной с галогенизированными сорбентами, в процессе производства бетона, выщелачиваемость летучей золы, влияние на улавливание ртути в установке мокрой ДДГ и реэмиссия в ней ртути.

Результаты натурных испытаний показали, что даже незначительные концентрации  $SO_3$  в дымовых газах могут способствовать снижению эффективности ВАУ. Полагают, что  $SO_3$  конкурирует с ртутью за центры адсорбции на поверхности сорбента и таким образом снижают эффективность последнего. Этот феномен может оказаться особенно существенным в случае применения ВАУ на ТЭС, сжигающих уголь с высоким содержанием серы. Одним из возможных решений данной проблемы является одновременный ввод сорбентов, поглощающих ртуть, и щелочных соединений. В рамках стадии III в качестве щелочных материалов были протестированы оксид магния ( $MgO$ ) и сесквикарбонат натрия (трона). Результаты стадии III свидетельствуют о том, что ввод троны может увеличить эффективность ВАУ в большей степени, чем  $MgO$  (Feeley и др., 2008). Однако содержание натрия в троне может негативно отразиться на возможности использования летучей золы в процессе производства бетона.

## 8.2 TOXECON™

Как уже говорилось выше, смешивание летучей золы с отработанным сорбентом может помешать сбыту летучей золы в качестве компонента, используемого в процессе производства бетона. В целях решения этой проблемы НИИЭ США разработана и запатентована специальная технология сокращения токсичных выбросов (TOXECON™). По этой технологии ВАУ осуществляется за существующим золоуловителем, но перед установленным дополнительно рукавным фильтром с импульсной продувкой (РФимп). На рисунке 15 схематично изображен технологический процесс TOXECON™, который позволяет отделить летучую золу, уловленную золоуловителем, от отработанного сорбента. Оценка перспективы применения технологии TOXECON™ для сокращения выбросов ртути проводилась для смеси лигнитов и суббитуминозных углей. Технология TOXECON™ позволила достичь улавливания свыше 90% ртути при расходе обработанного бромом активированного угля на уровне 58 кг/млн.м<sup>3</sup> (Feeley и др., 2008).

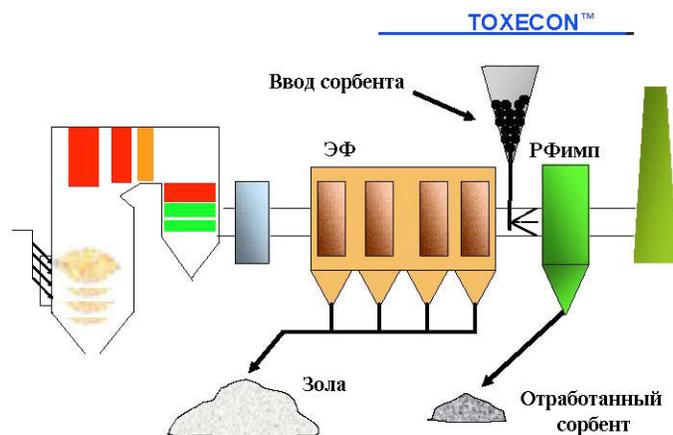


Рисунок 15. Принципиальная схема процесса TOXECON™ (US DOE, 2005).

Хотя TOXECON™ позволяет обеспечить отделение летучей золы от сорбента, данная технология требует затрат на установку дополнительного РФимп. Как можно понять из схемы технологического процесса TOXECON II™, представленной на рисунке 16, ввод активированного угля в поток дымовых газов осуществляется непосредственно между полями холодного электрофильтра (ЭФх). Так как основная часть летучей золы улавливается в полях ЭФ, расположенных до ввода активированного угля, лишь небольшая часть золы смешивается с отработанным сорбентом. Смесь отработанного сорбента с небольшим количеством летучей золы утилизируется как опасные отходы. Технология TOXECON II™ может применяться с ЭФх, а также с ЭФг и определенными сорбентами. Результаты полномасштабных экспериментов на ТЭС, сжигающей суббитуминозные угли, с применением технологии TOXECON II™ свидетельствуют о возможности удаления 90% ртути при расходе обработанного активированного угля в количестве 260 кг/млн.м<sup>3</sup> (Campbell, 2007).

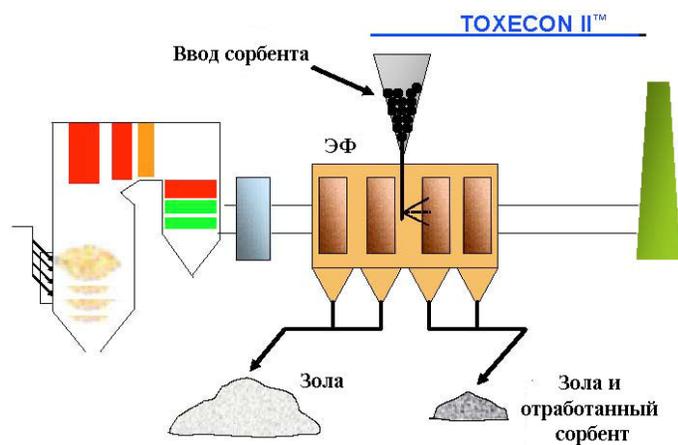


Рисунок 16. Принципиальная схема процесса TOXECON II™ (US DOE, 2005).

## 9 ОДНОВРЕМЕННОЕ СОКРАЩЕНИЕ ВЫБРОСОВ НЕСКОЛЬКИХ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

Технологии одновременного сокращения выбросов нескольких загрязняющих веществ могут оказаться экономичнее используемых в настоящее время, поскольку отпадает необходимость применения газоочистного оборудования разных типов отдельно для каждого загрязняющего вещества. В таблице 6 представлены технологии одновременной очистки дымовых газов угольных ТЭС от нескольких загрязняющих веществ, находящиеся в настоящее время в стадии разработки. В данном разделе приводится подробное описание этих технологий.

Технологии одновременного сокращения выбросов нескольких загрязняющих веществ, включая ртуть, могут оказаться экономичнее традиционных. Однако эти технологии пока находятся в стадии разработки, и могут потребоваться дополнительные испытания в целях подтверждения их готовности к применению в промышленных масштабах.

**Таблица 6. Технологии сокращения выбросов нескольких загрязняющих веществ, находящиеся в настоящее время в стадии разработки**

Технология	Статус <sup>a</sup>	Эффективность сокращения выбросов ртути, %	Эффективность сокращения выбросов других загрязняющих веществ, %	Применимость
<b>Обработка пучком электронов</b>	Д/К	98 <sup>b</sup>	SO <sub>2</sub> : до 95; NO <sub>x</sub> : 90	Новые и модернизированные электростанции
<b>EnviroScrub / Pahlman</b>	Л/П	вплоть до 67	SO <sub>2</sub> : до 99+; NO <sub>x</sub> : 93-97	Новые и модернизированные электростанции
<b>Электрокаталитическое окисление</b>	Д	90	SO <sub>2</sub> : 98; NO <sub>x</sub> : 90	Новые и модернизированные электростанции

Технология	Статус <sup>а</sup>	Эффективность сокращения выбросов ртути, %	Эффективность сокращения выбросов других загрязняющих веществ, %	Применимость
НТО <sup>в</sup>	Д/К	вплоть до 90	SO <sub>2</sub> : 95; NO <sub>x</sub> : 70-95	Новые и модернизированные электростанции
ЭФплаз <sup>г</sup>	Л/П	вплоть до 98	SO <sub>2</sub> : 90+ (с системой мокрой ДДГ)	Новые и модернизированные электростанции
К-топливо <sup>д</sup>	Д/К	вплоть до 70	SO <sub>2</sub> : до 30; NO <sub>x</sub> : до 45	Главным образом угли ПРБ или лигниты

<sup>а</sup> Статус: Л = лабораторные исследования; П = пилотная установка; К = коммерческое применение; Д = демонстрационная установка

<sup>в</sup> окисление Hg. Результаты исследований на пилотной установке, представленные в работе Kim и др., 2008

<sup>в</sup> НТО = низкотемпературное окисление

<sup>г</sup> ЭФплаз = электрофильтр с вводом дополнительных реагентов в область образования плазмы

<sup>д</sup> Описание приводится в разделе «Первичная обработка угля»

### Обработка электронным пучком

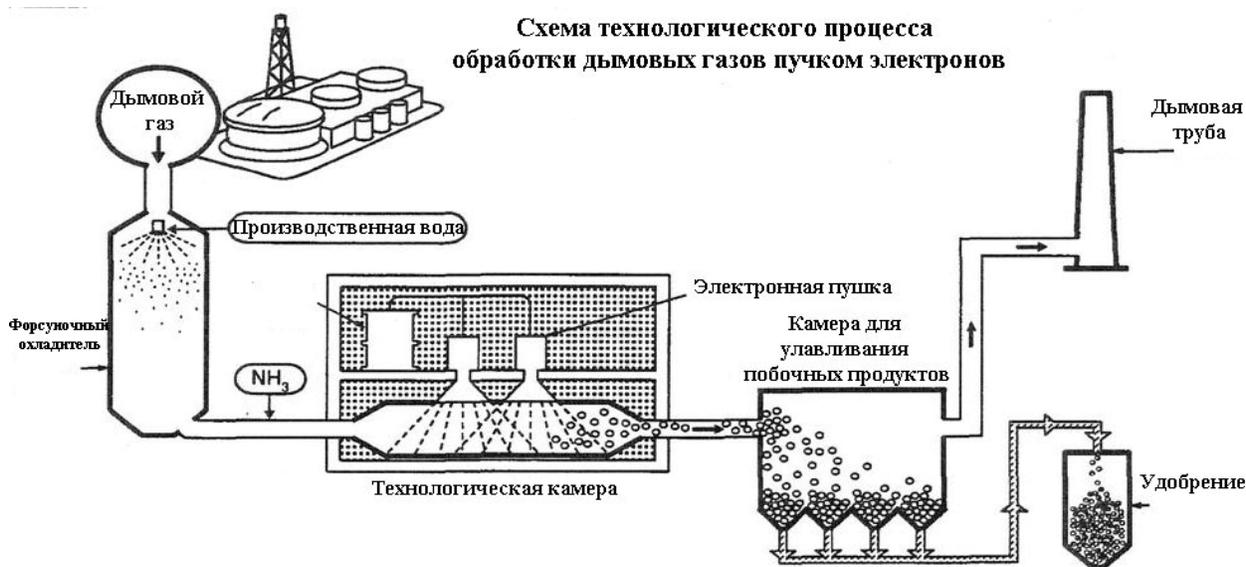
Технологический процесс обработки дымовых газов электронным пучком осуществляется за ЭФ и позволяет обеспечить улавливание одновременно SO<sub>2</sub> и NO<sub>x</sub>. Кроме того, с его помощью можно добиться окисления 98% элементарной ртути (Kim и др., 2008). Данный процесс включает в себя охлаждение дымовых газов, ввод в них аммиака с последующим облучением электронами высоких энергий (Chmielewski и др., 1999). Дымовые газы охлаждаются до 60-70°C в испарительном форсуночном охладителе мокро-сухого типа. В дымовые газы до или после форсуночного охладителя вводится газообразный аммиак. Схематически данный процесс изображен на рисунке 17.

Основным компонентом технологии электронной обработки газов является камера, в которой дымовые газы подвергается облучению электронами высоких энергий; для предотвращения роста температуры добавляется вода. В ходе облучения образуются радикалы гидроксила и атомы кислорода, благодаря которым происходит окисление SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> и Hg. Окисленные соединения SO<sub>2</sub> и NO<sub>x</sub> в дымовых газах смешиваются с водой, что приводит к образованию серной и азотной кислот, которые нейтрализуются аммиаком. Побочными продуктами процесса обработки газов пучком электронов являются сульфат аммония и сульфат-нитрат аммония, которые улавливаются после камеры лучевой обработки с помощью ЭФ или РФ и после грануляции могут использоваться в качестве удобрения. По размеру частицы побочных продуктов невелики и содержат много влаги, что предполагает их улавливание либо в ЭФ, либо в РФ.

Данная технология используется в промышленном масштабе недавно; в демонстрационных целях она применяется, по меньшей мере, на 5 ТЭС. В 1986 г. в Индианаполисе на ТЭС Stout компании Power & Light прошли испытания на байпасе действующего блока с расходом дымовых газов, эквивалентным мощности 8 МВт<sub>э</sub>. Аналогичные испытания с расходом дымовых газов 12 000 нм<sup>3</sup>/ч на байпасе котла мощностью 200 МВт<sub>э</sub> прошли в Японии (город Нагоя) на ТЭС Nishi-Nagoya, принадлежащей компании Chubu Electric Power. Были зафиксированы следующие показатели сокращения выбросов: SO<sub>2</sub> – 92%; NO<sub>x</sub> – 60%. Испытания еще одной пилотной установки (20 000 нм<sup>3</sup>/ч) были проведены в Польше (город Кавенчин); в ходе опытов был испытан ускоритель новой конструкции, а также измерены показатели улавливания ртути. С 2002 г. в городе Щецин (Польша) на ТЭС мощностью 90 МВт<sub>э</sub> данная технология применяется в промышленном масштабе. В начале 2009 г. началось проектирование аналогичной промышленной установки в Болгарии (город Свилоза) на блоке мощностью 200 МВт<sub>э</sub>. Будущее данной технологии зависит от того, будет ли ее использование (в целях достижения требуемых уровней SO<sub>2</sub> и NO<sub>x</sub>) дешевле применения отдельных средств сокращения выбросов SO<sub>2</sub> и NO<sub>x</sub>. Другим важным фактором станет возможность сбыта побочных продуктов в качестве удобрений, а также их стоимость. Например, ТЭС в городе Щецин продает побочные продукты производителю удобрений. Информации о том, что в конечном итоге стало со ртутью, или ее стабильности в конечном побочном продукте, который можно использовать в качестве удобрения, предоставлено не было. Компаниям, занимающимся производством удобрений, было предложено поставлять на ТЭС необходимый тем аммиак, а взамен получать "модернизированное" гранулированное азотное удобрение. Наконец, существенно более широкому применению данной технологии будет способствовать усовершенствование ускорителей пучка электронов, а именно сокращение их габаритов и повышение надежности в длительной эксплуатации.

Обработка пучком электронов позволяет обеспечить сокращение выбросов SO<sub>2</sub> на 95% и более, а выбросов NO<sub>x</sub> – примерно на 90%. Для достижения высокой эффективности улавливания SO<sub>2</sub> достаточно минимальной дозы облучения, которая, как правило, гораздо меньше дозы, необходимой для сокращения выбросов NO<sub>x</sub>. По достижении минимальной требуемой дозы облучения, основными факторами, оказывающими влияние на эффективность улавливания SO<sub>2</sub>, являются температура дымовых газов и концентрация в них аммиака. Минимальная доза облучения, необходимая для обеспечения улавливания 90% SO<sub>2</sub>, составляет 2 кГр. Эффективность сокращения выбросов NO<sub>x</sub> в основном зависит от дозы, а температура и концентрация SO<sub>2</sub> вторичны. Для достижения более высоких показателей сокращения выбросов NO<sub>x</sub> требуется большая доза облучения. Минимальная доза, необходимая для сокращения выбросов NO<sub>x</sub> на 50%, составляет примерно от 2 до 7 кГр, а для сокращения выбросов NO<sub>x</sub> на 80% – по меньшей мере, 10 кГр (Frank и Hirano, 1988). В отличие от сокращения выбросов SO<sub>2</sub>, максимально эффективное сокращение выбросов NO<sub>x</sub> может быть достигнуто при высоких температурах. Кроме того, повышению эффективности сокращения выбросов NO<sub>x</sub> также способствуют более высокие концентрации SO<sub>2</sub>,

вследствие чего данная технология в большей степени подходит для применения с высокосернистыми углями.



**Рисунок 17. Схема технологического процесса обработки электронным пучком (из Frank и Marković, 1994).**

Энергоемкость данного технологического процесса во многом зависит от требований, предъявляемых к эффективности сокращения выбросов  $\text{NO}_x$ . В том случае, если достижения высоких показателей сокращения выбросов  $\text{NO}_x$  не требуется, расход энергии на применение данной технологии может варьироваться от 2 до 3% от мощности блока. Например, для сокращения выбросов  $\text{SO}_2$  и  $\text{NO}_x$  на демонстрационной ТЭС на 80 и 10% соответственно использовалось 2% от ее мощности. Если требуется обеспечить сокращение более 60% выбросов  $\text{NO}_x$ , расход электроэнергии на применение данной технологии может достигать 5% от мощности электростанции (Izutsu и Okabe, 1997).

### ***EnviroScrub/Pahlman***

Технологический процесс Pahlman компании EnviroScrub с применением сухого сорбента представляет собой замкнутый цикл, осуществляемый в два этапа. На первом этапе проводится сокращение выбросов  $\text{NO}_x$ ,  $\text{SO}_x$ , ртути и ТЧ с применением смесей сухих минеральных сорбентов Pahlmanite (Interpol, 2001). На следующем этапе проводится восстановление отработанных или частично отработанных сорбентов в целях их повторного использования, а также происходит отделение полезных побочных продуктов, таких как нитраты и сульфаты, для использования в качестве удобрений и при производстве химикатов.

Сорбенты Pahlmanite – это оксиды марганца ( $\text{MnO}_2$ ) в виде черного тонкодисперсного порошка низкой плотности (Power, 2002). Сорбент вводится в реактор; процесс

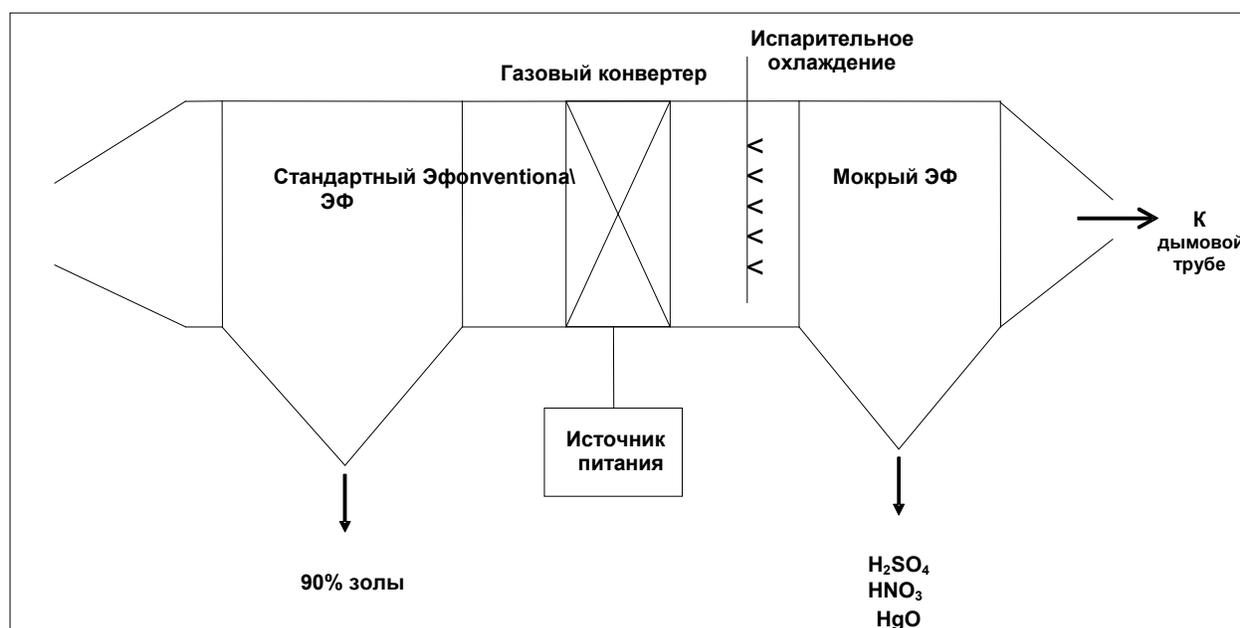
проводится в диапазоне от температуры окружающего воздуха до 160°C. В соответствии с заявлениями производителя, могут применяться различные типы реакторов – реакторы с кипящим слоем, рукавные фильтры, а также циклоны. Помимо SO<sub>2</sub> и NO<sub>x</sub>, в реакцию с сорбентом вступает ртуть, что приводит к ее окислению до HgO и последующей сорбции оксидом марганца MnO<sub>2</sub>. Сорбент регенерируется в водном растворе соответствующих реагентов, затем высушивается и возвращается в контактный реактор для повторного использования. Данная технология находится в стадии пилотных экспериментов; имеется опытная установка, смонтированная на трейлере. На установке были проведены испытания на нескольких ТЭС на байпасе потока дымовых газов с расходом 0,45 м<sup>3</sup>/с. Показатели эффективности улавливания ртути доступны только по результатам экспериментов, проводившихся на ТЭС Boswell Energy Center, где эффективность улавливания достигала 67% (Modern Power Systems, 2002). Эта технология все еще находится на ранней стадии разработки, и для оценки ее экономической эффективности требуется проведение дальнейших экспериментов.

### **Электрокаталитическое окисление**

На рисунке 18 представлен процесс электрокаталитического окисления (ЭКО), проходящий, в целях улавливания из дымовых газов нескольких загрязняющих веществ, в три этапа (McLarnon и Jones, 2000). Вначале с помощью стандартного ЭФ из дымовых газов удаляется большая часть золы. Затем в специальном конвертере (реакторе барьерного разряда) происходит окисление газообразных загрязняющих веществ до высших оксидов. Например, оксид азота в результате реакции образует азотную кислоту (HNO<sub>3</sub>) и NO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub> преобразуется в серную кислоту (H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>), а ртуть окисляется до оксида ртути (HgO). Продукты окисления затем улавливаются с помощью мокрого электрофильтра (МЭФ), в котором также улавливаются и тонкодисперсные ТЧ. Жидкие стоки МЭФ могут обрабатываться для удаления золы, а затем пропускаться через систему в целях производства и последующей продажи концентрированных серной и азотной кислот. Действующие электрофильтры могут быть модернизированы посредством установки в последних полях системы ЭКО. Если габариты ЭФ не позволяют установить систему ЭКО внутри аппарата, некоторые или все компоненты системы могут быть установлены за ЭФ. В последнем случае время простоя блока сокращается, однако требуется наличие дополнительной площади для размещения и обслуживания оборудования.

Окисление газообразных загрязняющих веществ в реакторе барьерного разряда является основной частью процесса ЭКО. Окисление обеспечивается посредством генерации нетеплового разряда или плазмы. В процессе диэлектрического барьерного разряда электроны высоких энергий образуются в реакторе без разогрева газового потока до высокой температуры, что требует значительно меньшего количества энергии, чем в случае плазменного разряда. Диэлектрический барьерный разряд может поддерживаться в широком диапазоне температур и давления; в коммерческих целях его используют для производства озона (O<sub>3</sub>).

Для генерации барьерного разряда используется диэлектрик, размещаемый между двумя электродами. Обычно этот материал характеризуется высокой устойчивостью к пробою и высоким коэффициентом диэлектрической проницаемости (например, стекло или керамика) и наносится на один из электродов. Приложенное к электродам высокое напряжение вызывает пробой газа, находящегося в межэлектродном промежутке. Наличие диэлектрического барьера предотвращает образование дуги, которая может возникнуть в результате этого пробоя, и таким образом позволяет избежать потерь энергии. Вместо этого, пробой происходит в виде совокупности тонких нитевидных импульсов тока – «микроразрядов». Типичная продолжительность микроразряда составляет несколько наносекунд, а энергия электронов варьируется в диапазоне от 1 до 10 электронвольт (эВ).



**Рисунок 18. Схема процесса электрокаталитического окисления.**

Электроны, генерируемые в микроразряде, соударяются с молекулами воды и кислорода, находящимися в дымовых газах; это приводит к образованию газофазных радикалов, таких как гидроксил и атомарный кислород (O). Реакции, приводящие к образованию радикалов, и последующие реакции окисления могут происходить при низкой температуре от 65 до 150°C. Аэрозоли, которые образуются в процессе реакций окисления, включающие HgO, HNO<sub>3</sub> и H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>, с потоком дымовых газов выходят из реактора барьерного разряда и поступают в МЭФ, где происходит окончательное улавливание аэрозолей, тонкодисперсных ТЧ и других соединений.

Побочными продуктами процесса ЭКО являются серная, азотная и сернистая кислоты, которые могут использоваться в качестве сырья при производстве удобрений или



гипса. Масштаб, в котором эти побочные продукты могут использоваться, зависит от экономических условий (объемы поставки конкурирующей продукции и спрос на нее) на местном рынке (в районе расположения электростанции).

Первоначально тестирование данной технологии проводилось в лабораторных условиях, после чего последовала серия полупромышленных испытаний на блоке мощностью 156 МВт на байпасе газохода, эквивалентной мощности примерно 1 МВт. В опытах было достигнуто сокращение выбросов  $SO_2$  на 98%,  $NO_x$  – на 90%, ртути – на 90% (McLarnon и Jones, 2000a). После проведения полупромышленных экспериментов были проведены испытания промышленной опытной установки, эквивалентной по расходу дымовых газов мощности 50 МВт. На блоке, где проводились испытания, сжигались различные типы топлива, включая каменный уголь с содержанием серы от 2 до 4%. В ходе этих испытаний постоянно наблюдалось 98% сокращение выбросов  $SO_2$ , 90% сокращение выбросов  $NO_x$  и сокращение выбросов ртути на 80-90% (Boyle, 2004). Необходимо отметить, что эти результаты были достигнуты при концентрации  $NO_x$  на входе в установку ЭКО 337 ppm, что приблизительно на 40% выше, чем на схожем блоке, оборудованном горелками с низким образованием  $NO_x$ .

Технологический процесс ЭКО является энергоемким – для функционирования реактора диэлектрического барьерного разряда необходимо примерно 3% от мощности блока. Мощность, потребная для эксплуатации реактора диэлектрического барьерного разряда, в значительной степени зависит от необходимой степени окисления NO и расхода газов. Для увеличения количества  $NO_x$ , удаляемых с помощью процесса ЭКО, необходимо увеличить мощность реактора. Таким образом, чтобы обеспечить низкий уровень  $NO_x$  на выходе и одновременно с этим уменьшить затраты энергии, лучше всего начать с минимизации выбросов  $NO_x$  еще на уровне котла. По этой причине систему ЭКО обычно используют в сочетании с горелками с низким образованием  $NO_x$  или другими устройствами, снижающими количество  $NO_x$ , поступающих в реактор ЭКО. Другие затраты энергии связаны с эксплуатацией дымососов, а также с затратами, необходимыми для эксплуатации абсорбера и установок по производству удобрений.

Общая привлекательность данного процесса в большой степени зависит от условий на местном рынке с точки зрения сбыта аммиачных удобрений, которые являются побочным продуктом процесса ЭКО. Удобрения на основе сульфата аммония и нитрата аммония являются широко распространенными химикатами, и их стоимость в значительной степени зависит от конкретных условий на рынке и транспортных издержек (Staudt и Jozewicz, 2003).

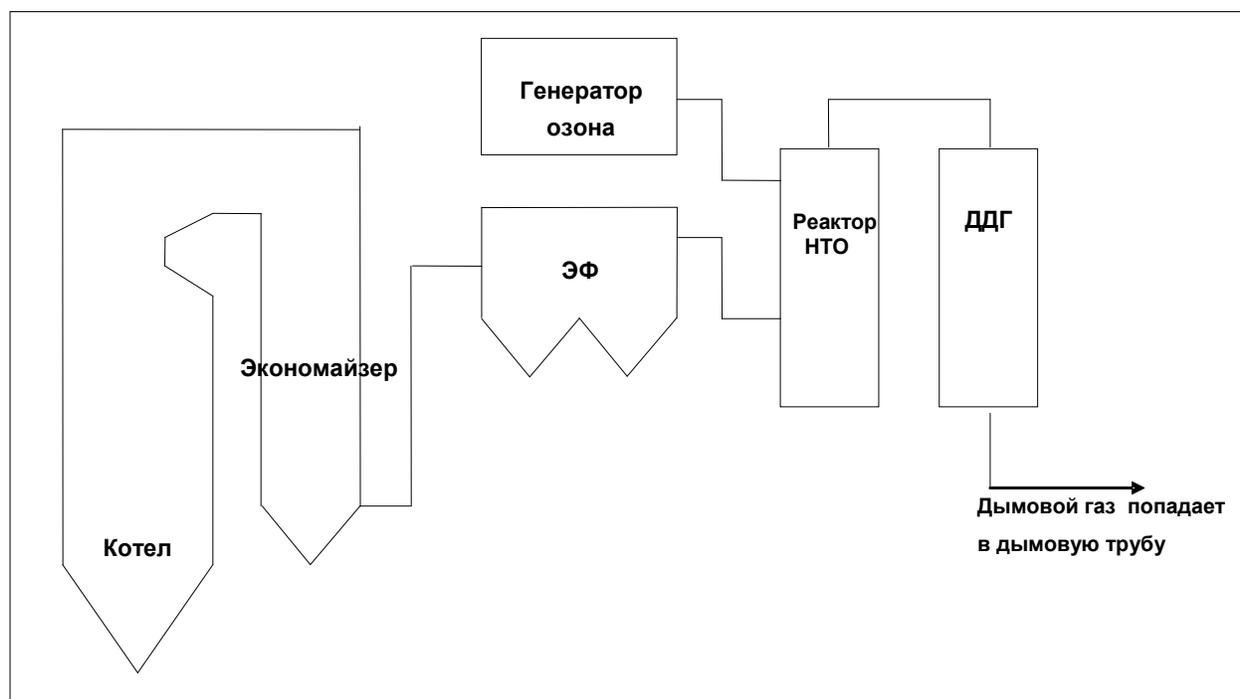
### **НТО**

Процесс низкотемпературного окисления (НТО) включает в себя ввод озона ( $O_3$ ) в поток дымовых газов до системы мокрой ДДГ в реактор (или даже в газоход), что необходимо для окисления  $NO_x$  до высших оксидов азота, таких как  $N_2O_5$ , и окисления ртути до  $HgO$  (Ferrell, 2000). Так как эти соединения являются водорастворимыми, они удаляются с помощью системы мокрой ДДГ. Как видно на рисунке 19, система

низкотемпературного окисления состоит из интегрированной установки по производству/вводу озона, соединенной с реактором НТО.

Озон производится непосредственно в установке – кислород пропускают через стандартный промышленный аппарат для производства озона в зависимости от количества  $\text{NO}_x$  в дымовых газах, образовавшихся в результате сжигания или осуществления производственного процесса. Окисление происходит после ввода озона в дымовые газы (обычно при температуре ниже  $150^\circ\text{C}$ ) (Ferrell и др., 2002).

Тип системы мокрой ДДГ (на основе извести, известняка или аммиака) не оказывает влияния на эффективность процесса низкотемпературного окисления, причиной чего является тот факт, что растворимость  $\text{N}_2\text{O}_5$  существенно выше растворимости  $\text{SO}_2$ . Существует теоретическая возможность окисления  $\text{SO}_2$  до  $\text{SO}_3$ ; однако, как было доказано в ходе проведения натуральных испытаний, скорость протекания этой реакции гораздо ниже скорости превалирующих реакций  $\text{NO}_x$ .



**Рисунок 19. Схема процесса низкотемпературного окисления.**

Технология НТО проверялась на установке мощностью до 25 МВт на котле, сжигающем высокосернистый каменный уголь (Goss, 2002). Установка системы НТО для сокращения выбросов  $\text{NO}_x$ , как правило, рекомендуется в том случае, если концентрация  $\text{NO}_x$  на входе ниже 130 г/ГДж. Если концентрация  $\text{NO}_x$  превышает 130 г/ГДж, систему НТО рекомендуется применять совместно с другими средствами сокращения выбросов (например, с горелками с низким образованием  $\text{NO}_x$ ), которые

могут обеспечить лишь умеренную эффективность удаления  $\text{NO}_x$ . Используя эти две технологии, можно обойтись без установки системы СКВ, что связано с большими капитальными и эксплуатационными затратами (по сравнению с системой НТО).

Как видно из таблицы 7, можно ожидать, что НТО повысит эффективность улавливания ртути в системах ДДГ при использовании углей любого типа, в особенности суббитуминозных и лигнита (Ellison, 2003).

В соответствии с заявлениями производителя, система НТО повышает эффективность удаления  $\text{SO}_2$  с помощью системы ДДГ приблизительно на 5% (в зависимости от конструктивных особенностей системы ДДГ), и при этом не оказывает воздействия на выбросы  $\text{SO}_3$ . Дополнительные затраты мощности для блока 500 МВт на эксплуатацию системы НТО оцениваются величиной приблизительно 5,0-12,5 МВт, что эквивалентно 1-2,5% мощности блока. Полномасштабные промышленные испытания этой технологии пока не проводились.

**Таблица 7. Показатели эффективности удаления ртути с помощью системы низкотемпературного окисления для углей различных типов**

Тип угля	Типичные показатели количества $\text{Hg}^{2+}$ , в процентах от суммарной Hg	Эффективность улавливания Hg при применении только установки ДДГ, %	Эффективность улавливания Hg при применении установок ДДГ и НТО, %
Каменный	70-85	76	94
Суббитуминозный	15-45	33	92
Лигнит	10-30	19	91

### **ЭФплаз**

Электрофилтры с подводом дополнительных реагентов в область образования плазмы (ЭФплаз) позволяют окислять находящуюся в паровой фазе  $\text{Hg}^0$  и затем удалять ее с помощью МЭФ. Как уже упоминалось ранее, испытания показали, что МЭФ способен обеспечить сокращение выбросов нескольких загрязняющих веществ. Например, в ходе полупромышленных испытаний гибридного ЭФ (стандартный ЭФ с добавленным мокрым полем и без подвода дополнительных реагентов) были зафиксированы следующие показатели улавливания загрязняющих веществ: ТЧ – 95%,  $\text{SO}_2$  – 20%, HCl – 35%, фтористый водород (HF) – 45%, окисленная ртуть – 50% (Atman и др., 2003). Результаты испытаний другого МЭФ свидетельствуют о 40% удалении  $\text{Hg}^0$  и удалении более 70% ТЧ и окисленной ртути. Помимо этого, испытания ЭФ, размещенного за установкой ДДГ, продемонстрировали улавливание более 90%  $\text{TCH}_{2,5}$  (ТЧ с диаметром менее 2,5 мкм) и тумана  $\text{SO}_3$  (Montgomery и др., 2002).

Подвод дополнительного реагента в область образования плазмы осуществляется посредством инъекции газовой смеси-реагента через иглы коронирующего электрода в электростатическое поле. Ввод в зону, окружающую разрядное острие, приводит к образованию гидроксильных радикалов, озона и других химически активных соединений. Они вступают в реакцию с парами  $\text{Hg}^0$ , что в итоге способствует связыванию ртути твердыми частицами. Отрицательно заряженные частицы притягиваются к положительно заряженным осадительным электродам. Ртуть, связанная с ТЧ, а также другие адсорбированные загрязняющие вещества, удаляются во время цикла промывки МЭФ. Существующий МЭФ может быть переоборудован в ЭФплаз посредством модификации центральных электродов для обеспечения ввода газа-реагента. Данная технология была протестирована в лабораторных условиях; по результатам испытаний было зафиксировано 83% сокращение выбросов ртути (Montgomery и др., 2003). Согласно оценкам производителя, пилотные и промышленные установки позволят достичь сокращения выбросов ртути до 90%.

Затраты на ЭИТО пока не определены, но ожидается, что они будут минимальными, так как технология ЭФплаз является пассивным компонентом, встраиваемым в МЭФ. Эта технология предназначена для повышения эффективности окисления  $\text{Hg}^0$ , что, в свою очередь, способствует повышению эффективности ее улавливания. Технология пока находится на начальной стадии разработки и требует проведения дальнейших испытаний и технико-экономической оценки. Кроме того, необходимы дальнейшие исследования химических реакций в МЭФ с точки зрения предотвращения обратной дегазации окисленной ртути до  $\text{Hg}^0$  (реэмиссии).

## 10 ДЕРЕВО ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ

При рассмотрении вопроса о возможности сокращения выбросов ртути на угольной ТЭС ее операторы и технический персонал должны проанализировать большое количество факторов, влияющих на выбор технологии сокращения (или совокупности технологий), наиболее подходящей для данной ТЭС. Как уже упоминалось ранее, видообразование ртути, которое происходит во время процессов очистки газов, оказывает решающее

**Дерево принятия решений - это концепция, позволяющая осуществить предварительный выбор оптимальной стратегии снижения выбросов ртути на основе анализа состава и эксплуатационных показателей имеющегося газоочистного оборудования для сокращения выбросов других загрязняющих веществ (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, ТЧ).**

воздействие на выбросы ртути и эффективность любых технологий, предназначенных для целенаправленного улавливания ртути. Как правило, Hg<sup>P</sup> улавливается практически со 100-процентной эффективностью в РФ, и с достаточно высокой эффективностью в ЭФ. Hg<sup>2+</sup> является растворимым веществом и, при наличии благоприятных для протекания соответствующих химических реакций условий может эффективно улавливаться в скрубберах установок мокрой ДДГ. Hg<sup>0</sup> является нерастворимым веществом, и в большинстве случаев не улавливается установленным на ТЭС газоочистным оборудованием. Таким образом, стратегия сокращения выбросов ртути должна быть в первую очередь направлена на минимизацию количества Hg<sup>0</sup> в дымовых газах, чего можно добиться преобразованием ее либо в Hg<sup>2+</sup>, либо в Hg<sup>P</sup>. Оставшаяся Hg<sup>0</sup> может быть затем уловлена с помощью технологий, предназначенных для целенаправленного сокращения именно выбросов ртути, наиболее известной из которых является ВАУ. Поэтому важно уметь определять количество Hg<sup>0</sup>, которое не будет уловлено существующим газоочистным оборудованием; это позволит оценить необходимость применения ВАУ и правильно определить проектные параметры такой системы.

На рынке имеются запатентованные математические модели, с помощью которых можно прогнозировать видообразование ртути в соответствующем газоочистном аппарате с учетом времени пребывания (Niksa и Fujiwara, 2009). Кроме этого, есть свободно распространяемые модели (например, модель, позволяющая оценивать влияние геометрических характеристик и эксплуатационных параметров ЭФ на эффективность улавливания ртути) (Clack, 2009). Эти фундаментальные модели позволяют учесть

различные режимы эксплуатации электростанций, различный состав газоочистного оборудования, а также условия его эксплуатации. Модели следует использовать для получения более четкой картины относительно выбросов ртути электростанциями. Однако предварительный выбор оптимальной стратегии сокращения выбросов ртути может быть осуществлен посредством анализа состава имеющегося газоочистного оборудования и процесса его эксплуатации. Оптимальная стратегия сокращения выбросов ртути заключается в обеспечении максимально эффективного их удаления за счет оптимизации технологических процессов, изначально предназначенных для сокращения выбросов других загрязняющих веществ. Если требуемого уровня сокращения выбросов ртути при этом достичь не удастся, дополнительно может применяться ВАУ. Такая концепция процесса предварительного выбора средств сокращения эмиссии ртути получила название «дерево принятия решений» и схематично представлена на рисунке 20.



Дерево принятия решений – это концепция, которая позволяет предварительно выбрать оптимальную стратегию сокращения выбросов ртути посредством анализа состава оборудования для очистки от других загрязняющих веществ ( $SO_2$ ,  $NO_x$ , ТЧ), а также его эксплуатационных характеристик. Окончательное решение может быть принято после применения одной из комплексных моделей для прогнозирования. Желаемый уровень сокращения выбросов ртути может быть достигнут в случае необходимости за счет дополнительного применения технологий, предназначенных для целенаправленного сокращения именно выбросов ртути (например, ВАУ). Помимо анализа технологий улавливания вышеупомянутых загрязняющих веществ, важно также учитывать возможность применения других методов и технологий. В рамках дерева принятия решений не рассматриваются парниковые газы (ПГ) или опасные вещества, загрязняющие атмосферу (ОЗВ), поскольку в настоящее время в мире в целом их выбросы в атмосферу угольными электростанциями не регламентируются. Также в рамках дерева принятия решений не анализируются меры, применяемые до стадии сжигания, такие как смешивание углей и промывка углей.

Как можно видеть на рисунке 20, дерево принятия решений представляет различные варианты применения газоочистного оборудования, используемого на большинстве ТЭС для улавливания ТЧ,  $NO_x$  и  $SO_2$ . Каждая ветвь описывает индивидуальную технологическую конфигурацию с точками ветвления, соответствующими каждому из перечисленных загрязняющих веществ, и заканчивается рекомендациями по выбору подхода к оптимизации процесса. Последовательность принятия решений после начальной точки ветвления (наличие или отсутствие технологии СКВ) проиллюстрирована на Рисунках 20 и 21 для электростанций, оснащенных и не оснащенных системами СКВ, соответственно. На рисунке 21 приведен пример электростанции, где применяются системы СКВ, ЭФ и мокрая ДДГ (процесс выбора обозначен зеленой линией). В этом случае оптимальной стратегией будет являться максимально эффективное использование систем СКВ и мокрой ДДГ для улавливания ртути, как было описано в предыдущих главах. В другом случае, который немного отличается от первого и предполагает, что на электростанции установлены только системы СКВ и ЭФ без системы мокрой ДДГ, стратегия сокращения выбросов ртути будет в значительной степени зависеть от модернизации ЭФ и смешивания углей. В зависимости от требуемого уровня сокращения выбросов ртути эта схема может быть дополнена применением ВАУ.

Схема принятия решений для электростанций, не применяющих технологию СКВ, проиллюстрирована на рисунке 22. Как можно видеть на этом рисунке, на такой электростанции предполагается использование только золоулавливающего оборудования. Если таким оборудованием является ЭФ (левая ветка розовой линии на рисунке 22), стратегия сокращения выбросов ртути будет в значительной степени зависеть от применения мер по улучшению работы ЭФ (например, смешивание углей), для увеличения количества  $Hg^{2+}$ . В зависимости от соотношения  $Hg^0$  и  $Hg^{2+}$  в дымовых газах, может потребоваться применение ВАУ. В том случае, если на электростанции применяется какое-либо другое золоулавливающее оборудование (кроме ЭФ или РФ),

например, мокрые скрубберы-золоуловители, оптимальная стратегия будет заключаться в изменении химического состава орошающей жидкости за счет добавления окисляющих веществ в целях увеличения количества  $Hg^{2+}$ . Это проиллюстрировано на другой ветке розовой линии, представленной на рисунке 22.

В таблице 8, в соответствии с деревом принятия решений, указаны варианты оптимизации для некоторых конфигураций газоочистного оборудования. Примеры оптимизации, приведенные в таблице 8, были получены на основе схем, представленных на рисунках 20, 21 и 22.

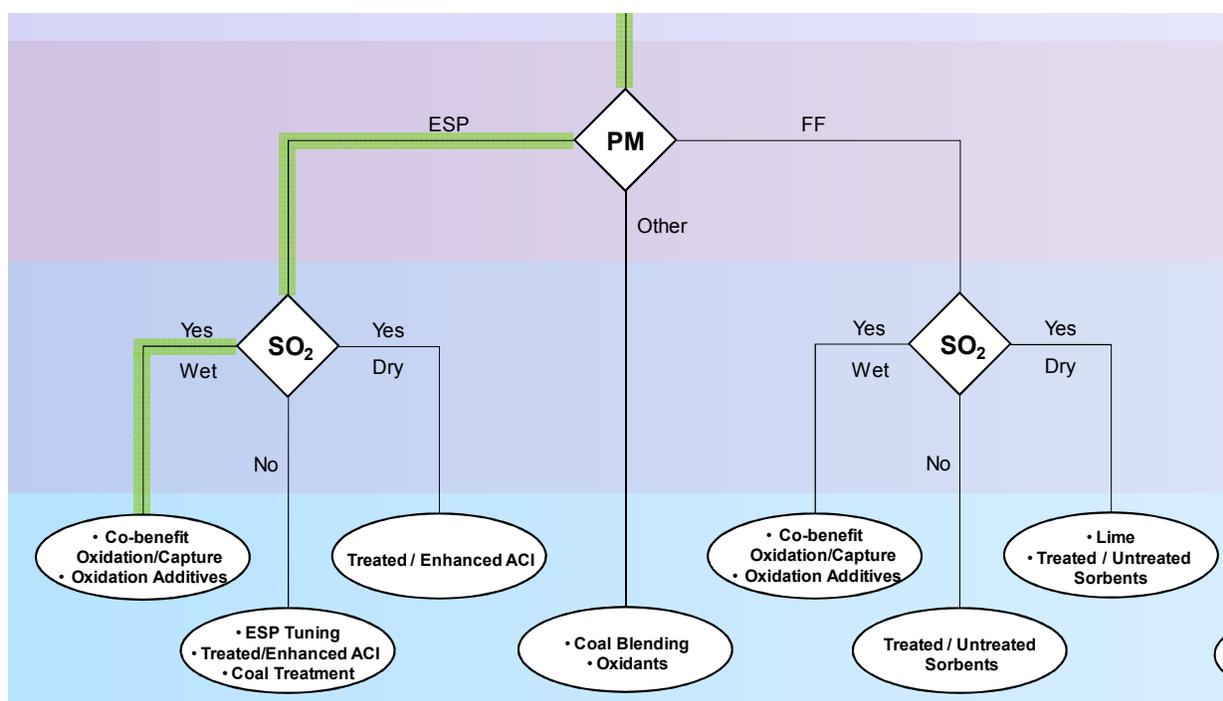


Рисунок 21. Дерево принятия решений для ТЭС, оснащенных системами СКВ

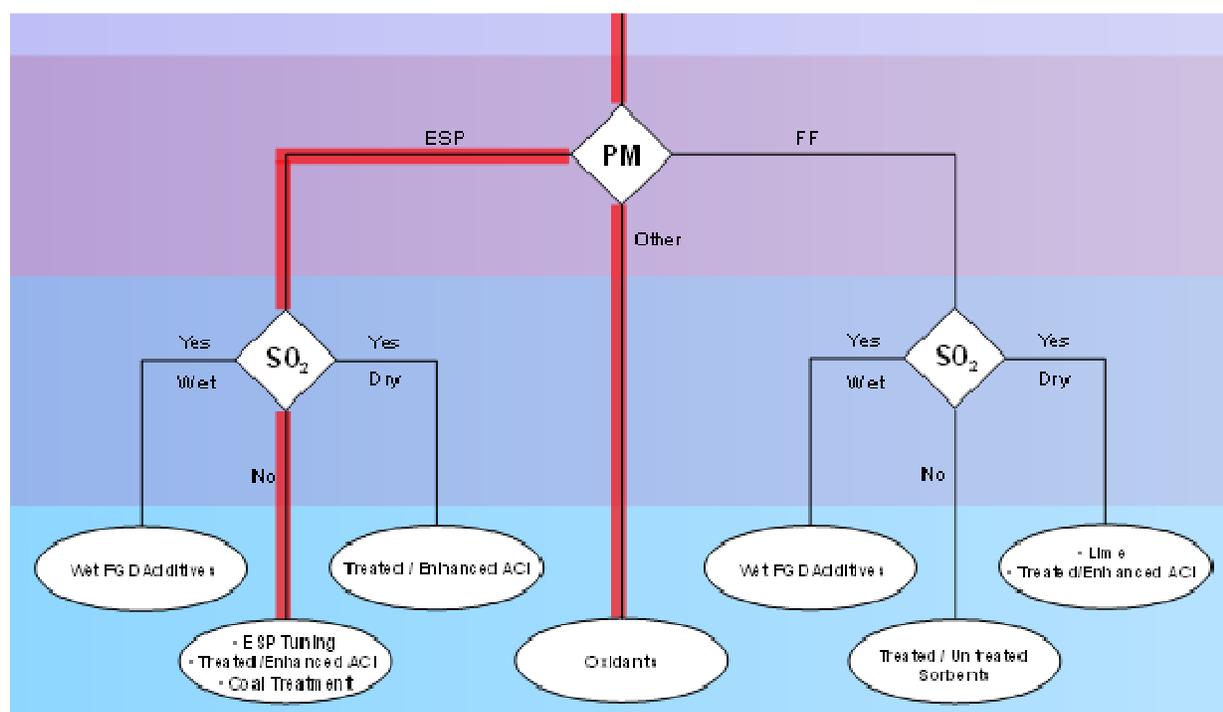


Рисунок 22. Дерево принятия решений для ТЭС, не оснащенных системами СКВ

Таблица 8. Варианты оптимизации в соответствии с деревом принятия решений для некоторых конфигураций газоочистного оборудования

Конфигурация существующего газоочистного оборудования	Эффективность улавливания ртути	Оптимизация в соответствии с деревом принятия решений
Только ЭФ	Высокие показатели улавливания Hg <sup>p</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Точная настройка режима эксплуатации ЭФ</li> <li>- Увеличение в дымовых газах количества ртути, связанной с ТЧ (например, за счет смешивания углей или добавления окисляющих веществ)</li> <li>- Может потребоваться применение ВАУ</li> </ul>
Только РФ	Высокие показатели улавливания всех видов ртути	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Оптимизация цикла регенерации РФ</li> <li>- Может потребоваться применение ВАУ</li> </ul>
ЭФ + система мокрой ДДГ	В зависимости от типа угля как низкие, так и очень высокие суммарные показатели улавливания.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Оптимизация количества Hg<sup>2+</sup> в дымовых газах (например, за счет смешивания углей или добавления окисляющих веществ)</li> <li>- Предотвращение/снижение реэмиссии Hg<sup>0</sup></li> </ul>
РА + РФ	Высокие и очень высокие показатели улавливания всех видов ртути	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Оптимизация цикла регенерации РФ</li> <li>- При использовании низкосортных углей может потребоваться применение ВАУ</li> </ul>

<b>РФ + система мокрой ДДГ</b>	Высокие и очень высокие показатели улавливания	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Оптимизация окисления Hg<sup>0</sup> в РФ</li> <li>- Предотвращение/снижение реэмиссии Hg<sup>0</sup></li> <li>- Оптимизация улавливания SO<sub>2</sub></li> </ul>
<b>СКВ + ЭФ</b>	Высокие показатели улавливания Hg <sup>P</sup>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Оптимизация количества Hg<sup>2+</sup> в дымовых газах (например, за счет смешивания углей или добавления окисляющих веществ)</li> <li>- Точная настройка режима эксплуатации ЭФ</li> </ul>
<b>СКВ + ЭФ + система мокрой ДДГ</b>	Высокие показатели улавливания Hg <sup>P</sup> В зависимости от типа угля как низкие, так и очень высокие суммарные показатели улавливания.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Оптимизация количества Hg<sup>2+</sup> в дымовых газах (например, за счет смешивания углей или добавления окисляющих веществ)</li> <li>- Предотвращение/снижение реэмиссии Hg<sup>0</sup></li> <li>- Точная настройка режима эксплуатации ЭФ</li> <li>- Оптимизация улавливания SO<sub>2</sub></li> </ul>
<b>СКВ + РА + РФ</b>	Очень высокие суммарные показатели улавливания	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Оптимизация количества Hg<sup>2+</sup> в дымовых газах (например, посредством смешивания углей)</li> <li>- Оптимизация цикла регенерации РФ</li> <li>- При использовании низкосортных углей может потребоваться применение ВАУ</li> </ul>

Примечание: В данной таблице для некоторых конфигураций оборудования предлагается применение технологии, предназначенной для целенаправленного сокращения выбросов ртути (ВАУ). Применение ВАУ предполагается в случаях, когда оптимизация технологических процессов не позволяет достичь требуемых показателей эффективности сокращения выбросов ртути.

## 11 ВОПРОСЫ, СВЯЗАННЫЕ С ПРОВЕДЕНИЕМ МЕРОПРИЯТИЙ ПОСЛЕ УЛАВЛИВАНИЯ РТУТИ

В зависимости от структуры существующего газоочистного оборудования и последующей оптимизации в целях повышения эффективности улавливания ртути осуществленной в соответствии с деревом принятия решений, ртуть может перейти из газовой фазы (дымовые газы) в твердую (например, летучая зола, синтетический гипс), в жидкую или твердо-жидкую фазу (например, влажный и фиксированный шлам ДДГ). Все эти вещества являются побочными продуктами различных производственных процессов, осуществляемых на угольных ТЭС. Летучая зола является продуктом сжигания угля, и ее улавливание осуществляется в ЭФ или РФ. Гипс является побочным продуктом МИДДГсФО. В процессе МИДДГсФО образуется практически только один побочный продукт – двуводный сульфат кальция ( $\text{CaSO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$ ), называемый также синтетическим гипсом. Этот синтетический гипс можно вывозить на полигоны для захоронения отходов, использовать для производства стеновых панелей или в качестве сырья в процессе производства цемента и бетона. Влажный шлам накапливается в ходе эксплуатации систем мокрой ДДГ с естественным или ингибированным окислением. При ингибированном окислении образуется практически только один побочный продукт – гемигидрат сульфита кальция ( $\text{CaSO}_3 \cdot \frac{1}{2}\text{H}_2\text{O}$ ). Побочным продуктом при естественном окислении является смесь  $\text{CaSO}_3 \cdot \frac{1}{2}\text{H}_2\text{O}$  и  $\text{CaSO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$ . Как правило, перед захоронением шлама ДДГ его смешивают с летучей золой и известью. В совокупности эти продукты часто называют остаточными продуктами сжигания угля (ОПСУ). Повышенное содержание ртути в ОПСУ, как результат процесса ее улавливания, является причиной потенциально возможного выброса (выщелачивания) и переноса ртути и других веществ, представляющих потенциальную опасность (ВППО), из одной среды в другую при использовании или захоронении ОПСУ.

- В условиях, характерных для полигонов для захоронения отходов, ртуть, улавливаемая ОПСУ, по-видимому, остается связанной с частицами летучей золы и гипсом систем ДДГ.
- Тем не менее, существует потенциальная опасность выщелачивания ртути из влажного шлама установок ДДГ, а также шлама, смешанного с летучей золой и известью. Таким образом, ОПСУ такого типа могут представлять потенциальную угрозу для окружающей среды.

Наиболее опасным с экологической точки зрения является выброс ртути из ОПСУ в ходе ее выщелачивания с последующим попаданием в грунтовые воды, так как это может негативно отразиться на качестве питьевой воды. Кроме того, определенную обеспокоенность вызывает попадание ртути в поверхностные воды и потенциальная возможность ее накопления в биологических объектах. По этим причинам результаты исследований выщелачивания обычно сопоставляются со стандартами качества воды. Например, в Соединенных Штатах Америки этими стандартами являются: предельно допустимая концентрация (ПДК) для питьевой воды, характеристики токсичности или пороговый показатель для идентификации опасных отходов, а также эквивалентный уровень для питьевой воды (ЭУПВ), который используется для определения предельных неканцерогенных значений токсичности. Необходимо отметить, что результаты тестов на выщелачивание представляют собой оценку максимально возможного выброса при условиях проведения тестирования. Однако эти результаты не дают возможность определить количество ртути, способной достичь водоносного слоя.

Широко известные исследования по данной тематике проводятся АООС США; их предварительные результаты уже опубликованы (US EPA, 2006; US EPA, 2008; US EPA, 2009). В рамках исследования, являющегося частью «Дорожной карты по ртути», были проанализированы 73 ОПСУ (тридцать четыре образца летучей золы, двадцать образцов гипса, семь образцов шлама скруббера, восемь образцов шлама скруббера, смешанного с летучей золой и известью, а также четыре образца фильтровых остатков, полученных в процессе обработки сточных вод). Основное внимание во время проведения данного исследования уделялось именно ртути, но, кроме этого, также проводилась оценка соответствующих показателей для мышьяка, селена и других ВППО. Образцы ОПСУ, исследованные в рамках данной работы, были репрезентативными для вероятных конфигураций схем мокрой ДДГ и наиболее широко используемых на ТЭС сортов угля. Для каждого образца ОПСУ определялись щелочность, растворимость, а также выщелачивание ртути в зависимости от значения pH в соответствии с методикой SR002.1 (Kosson и др., 2002). Протоколы испытаний на выщелачиваемость были подготовлены для включения в документ АООС США «SW846» в качестве методов, официально одобренных АООС США для широкого применения. Проведенный анализ состоял из 11 параллельно осуществляемых отборов измельченного материала при различных значениях pH, менявшихся в диапазоне 2-13, и соотношении жидкость/твердое вещество, равному 10 мл экстрагента/г сухого образца. В итоговом отчете по данному исследованию использовались значения pH в диапазоне от 5,4 до 12,4, полученные на основе данных натуральных исследований и характерные для полигонов захоронения ОПСУ и сбросам в поверхностные воды (US EPA, 2009).

По итогам данного исследования был сделан вывод о том, что для подвергнутых анализу образцов летучей золы и гипса ДДГ выщелачивание уловленной ртути, по-видимому, не превышает ПДК. Тем не менее, нельзя отрицать возможность выщелачивания Hg из шлама скрубберов или из обработанного шлама (шлам

скруббера, смешанный с летучей золой и известью). Таким образом, эти типы ОПСУ могут, при определенных условиях утилизации или использования, представлять угрозу для окружающей среды. Отсюда следует, что для уменьшения возможного выщелачивания ртути из влажного и фиксированного шлама систем мокрой ДДГ могут использоваться определенные условия обработки (например, в изолированных помещениях). Обычно фиксировалось выщелачивание тяжелых металлов. В целом, показатели выщелачивания отдельных компонентов отличались друг от друга по величине на несколько порядков в зависимости от условий обработки, характеризуемых значением pH и соотношением жидкость/твердое вещество. Концентрации выщелачивания, полученные в рамках данного исследования, не коррелировали с общим содержанием металла, а общее содержание не являлось адекватным индикатором выщелачивания (US EPA, 2009).

## 12 ПРИМЕРЫ ЗАТРАТ НА СОКРАЩЕНИЕ ВЫБРОСОВ РТУТИ

В данной главе приводятся примеры затрат, связанные с сокращением выбросов ртути. Все затраты приводятся в долларах США (\$) и получены для условий США. Это необходимо учитывать при анализе этих показателей применительно к другим странам. В качестве основы для сопоставления затрат в различных странах можно использовать так называемый паритет покупательной способности (ППС), то есть использовать долгосрочный устойчивый курс обмена валют в двух странах для того, чтобы уравновесить их покупательную способность.

Метод	Капитальные затраты	Дополнительные затраты на ЭиТО
Повышение энергоэффективности	Средние	Низкие
Обработка угля - до сжигания	Высокие	Средние
Смешивание углей	Низкие	Низкие
Добавки к углю	Низкие	Низкие
Модернизация ЭФ	Низкие	Низкие
Максимизация сопутствующего улавливания в установках ДДГ	Низкие	Низкие
Максимизация сопутствующего улавливания в технологии СКВ	Средние	Средние
ВАУ	Низкие	Средние - Высокие
TOXECON	Высокие	Средние

Как уже обсуждалось, сокращение выбросов ртути может осуществляться в качестве сопутствующего эффекта работы оборудования, уже установленного на электростанции для сокращения выбросов других загрязняющих веществ. В качестве альтернативного варианта сокращение выбросов ртути может осуществляться с помощью применения технологий, предназначенных для целенаправленного улавливания ртути, например, ВАУ. Та степень, в которой сокращение выбросов должно основываться на удалении ртути в качестве сопутствующего эффекта применения «непрофильных» технологий, в сравнении с использованием технологий, предназначенных для целенаправленного улавливания именно ртути, зависит от эффективности применения «непрофильных» технологий и требуемого уровня сокращения выбросов ртути. Оценка затрат на применение

технологий целенаправленного улавливания ртути, таких как ВАУ, является наиболее простой, поскольку в этом случае все затраты связаны именно с обеспечением улавливания ртути. Определение издержек при улавливании ртути в качестве сопутствующего эффекта применения технологий, изначально предназначенных для сокращения выбросов других загрязняющих веществ, связано с большими трудностями, так как в этом случае затраты должны быть распределены между обеспечением улавливания ртути и обеспечением сокращения выбросов других загрязняющих веществ, таких как SO<sub>2</sub> или NO<sub>x</sub> (Sloss, 2008). Далее подробно обсуждаются затраты на удаление ртути с помощью технологии ВАУ.

В процессе анализа затрат на применение технологий целенаправленного сокращения выбросов ртути, таких как ВАУ, необходимо учитывать три компонента: капитальные затраты, переменные и постоянные эксплуатационные затраты. Для технологии ВАУ основным компонентом являются переменные затраты (US EPA, 2005). Основную часть переменных затрат составляют стоимость сорбента и расходы на его утилизацию. Цена активированного угля с учетом доставки обычно варьируется в диапазоне от 0,9 до 2,1 \$/кг, а расходы на утилизацию могут составлять \$19/метрическую тонну (US DOE, 2006). Помимо этого, упущенная выгода от продажи летучей золы, из-за ее загрязнения активированным углем, может составлять до \$20 за метрическую тонну. Однако учет упущенной выгоды из-за загрязнения золы активированным углем является слишком консервативным подходом, так как уже разработаны типы активированного угля, безопасные с точки зрения производства бетона (Nelson и др., 2006). Постоянные эксплуатационные затраты на применение технологии ВАУ сравнительно низки. Причиной этого является относительно простой процесс эксплуатации системы ВАУ (по сравнению с другим оборудованием для сокращения загрязнения воздуха, таким как системы мокрой ДДГ или системы СКВ). Министерство энергетики США провело подробный экономический анализ систем ВАУ, предназначенных для применения на территории Соединенных Штатов Америки (Jones и др., 2007)

Капитальные затраты, связанные с применением технологии ВАУ, проиллюстрированы на примере блока мощностью 360 МВт, работающего на суббитуминозном угле (низкое содержание серы и хлора, высокая щелочность) и оснащенного системой РА/ПФ, обеспечивающей в качестве сопутствующего эффекта улавливание 37% ртути (US DOE, 2006). Для данного блока капитальные затраты (определенные как суммарные капитальные затраты – требования к совокупному капиталу [ТСК]) составили 3,6 \$/кВт. Подробное распределение затрат приведено в таблице 9.

**Таблица 9. Пример капитальных затрат, связанных с применением технологии ВАУ на блоке мощностью 360 МВт**

Составляющая затрат	Сумма, в долларах США
Стоимость оборудования	711 116
Подготовка объекта к установке системы (стоимость материалов и рабочей силы)	51 884
Налоги (6%)	45 780
Монтаж	124 000
Производственные помещения и коммуникации (10%)	93 278
Гонорар за технические услуги (10%)	93 278
Проектные непредвиденные обстоятельства (15%)	139 917
Производственные непредвиденные обстоятельства (5%)	46 639
Требования к совокупному капиталу (ТСК)	1 305 892
ТСК; \$/кВт	3,6

Источник: US DOE, 2006

Суммарные затраты на ЭИТО для примера, представленного в таблице 9, составили 600 000 \$/год при удалении 90% ртути. Дополнительные затраты на эксплуатацию системы ВАУ были связаны с образованием побочных продуктов и включали стоимость их утилизации, а также недополученную прибыль от продажи золы (из-за ее загрязнения активированным углем). Затраты, связанные с образованием побочных продуктов, для данного блока мощностью 360 МВт составили 1 430 000 \$/год.

Согласно ранним оценкам АООС США, капитальные затраты на использование прототипа системы ВАУ составляли примерно 5 \$/кВт (US EPA, 2003). Однако эти капитальные затраты скорее всего значительно вырастут, если потребуются установка РФимп или другого золоуловителя. Например, согласно оценкам МЭ США, 70-процентное сокращение выбросов ртути на блоке мощностью 500 МВт, эксплуатируемом при коэффициенте использования мощности 80%, потребует \$984 000 капитальных затрат и \$3,4 млн. годовых затрат на ЭИТО (GAO, 2005). Если на блоке необходимо дополнительно установить РФимп, капитальные затраты вырастут примерно до \$28,3 млн., а годовые затраты на ЭИТО сократятся до \$2,6 млн. (GAO, 2005). В среднем, согласно результатам проведенной оценки, капитальные затраты, связанные с оснащением блока рукавными фильтрами с импульсной продувкой, составили \$15,8 млн. на блок (минимальное значение затрат – \$12,7 млн.,

максимальное – \$24,5 млн.) (GAO, 2009). Как уже упоминалось выше, стоимость сокращения выбросов ртути зависит от наличия оборудования, установленного на объекте в целях сокращения выбросов других загрязняющих веществ. В среднем, согласно результатам проведенной оценки, затраты, связанные с использованием технологии ВАУ (включая осуществление мониторинга), составили \$3,6 млн. на блок (минимальные издержки – \$1,2 млн., максимальные – \$6,2 млн.) (GAO, 2009).

В РОПП предполагается, что принятие решения об установке систем ДДГ и СКВ, прежде всего, вызвано желанием обеспечить сокращение выбросов  $SO_2$  и  $NO_x$ . Хотя обе эти технологии способствуют сокращению выбросов ртути, распределения затрат между улавливанием ртути и сокращением выбросов  $SO_2$  и  $NO_x$  не проводилось. Согласно имеющимся данным, средние затраты (в долларах США на 2008 г.), связанные с применением системы мокрой ДДГ, составили \$86,4 млн. на котел (минимальное значение – \$32,6 млн., максимальное – \$137,1 млн.), а средние затраты, связанные с применением системы СКВ, составили \$66,1 млн. на котел (минимальное значение – \$12,7 млн., максимальное – \$127,1 млн.) (GAO, 2009 г.).

Удельные затраты, связанные с применением систем ДДГ и СКВ, на кВт установленной мощности сокращаются при увеличении мощности электростанции за счет экономии, обусловленной ростом масштаба производства. Например, затраты, связанные с применением системы ДДГ (в долларах США по курсу 2006 г.), составили: \$301/кВт для блока мощностью 300 МВт; \$230/кВт для блока мощностью 500 МВт и \$190/кВт для блока мощностью 700 МВт. Аналогичные затраты, связанные с применением системы СКВ, составили: \$124/кВт для блока мощностью 300 МВт; \$108/кВт для блока мощностью 500 МВт и \$98/кВт для блока мощностью 700 МВт. Указанные данные по затратам относятся к установкам ДДГ с 95-процентной эффективностью улавливания  $SO_2$ , а также к системам СКВ с 90-процентной эффективностью удаления  $NO_x$  (IER, 2009).

В целом, достаточно сложно оценить затраты, связанные с оптимизацией удаления выбросов ртути как сопутствующего эффекта применения технологий, изначально предназначенных для сокращения выбросов других загрязняющих веществ. Это связано с тем, что они зависят от множества факторов, таких как происхождение угля и его качество, степень модернизации, которой должно быть подвергнуто золоулавливающее оборудование (в случае с ЭФ), или изменение режима эксплуатации системы мокрой ДДГ на конкретной электростанции. Учитывая эти сложности, не делалось попыток спрогнозировать фактические затраты, связанные с применением различных подходов к сокращению выбросов ртути. Вместо этого сделана оценка относительной стоимости применения технологий, описанных в РОПП. Данные по относительной стоимости, представленные в таблице 10, следует рассматривать только в качестве индикатора существующих в настоящее время тенденций, но никак не в качестве универсальных методических указаний по выбору экономически эффективных подходов к сокращению выбросов ртути, образующихся в процессе эксплуатации угольных электростанций, которые могут быть расположены в разных государствах.

При выборе средств сокращения выбросов ртути следует непременно учитывать те экономические условия, которые преобладают в данном конкретном регионе.

**Таблица 10. Относительная стоимость технологий сокращения выбросов ртути**

Метод	Капитальные затраты	Дополнительные затраты на ЭиТО	Комментарии
<b>Повышение энергоэффективности</b>	Средние	Низкие	Сравнительно низкие показатели сокращения выбросов ртути, но существенное повышение экономичности эксплуатации котла. Варианты, требующие серьезных финансовых вложений (например, замена основного оборудования) исключаются.
<b>Обработка угля – до сжигания</b>	Высокие	Средние	Промывка менее затратна по сравнению с химической обработкой.
<b>Смешивание углей</b>	Низкие	Низкие	Может потребоваться корректировка работы углеразмольного оборудования и/или его модернизация.
<b>Добавки к углю</b>	Низкие	Низкие	Дополнительные постоянные затраты на ЭиТО отсутствуют; зачастую добавки запатентованы.
<b>Модернизация ЭФ</b>	Низкие	Низкие	После проведения модернизации дополнительные постоянные затраты на ЭиТО отсутствуют.
<b>Максимизация улавливания ртути с помощью системы ДДГ</b>	Низкие	Низкие	Необходимо проводить соответствующие меры по предотвращению реэмиссии.
<b>Максимизация улавливания ртути с помощью системы СКВ</b>	Средние	Средние	Может потребоваться применение различных катализаторов; может потребоваться смешивание углей.
<b>ВАУ</b>	Низкие	Средние - Высокие <sup>a</sup>	Основной проблемой является сохранение свойств летучей золы.
<b>ТОХЕСОН</b>	Высокие	Средние	Частичная компенсация затрат за счет фиксированной стоимости летучей золы.

<sup>a</sup> Затраты могут варьироваться в зависимости от конкретной электростанции и требований к сокращению выбросов.

## 13 СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

### 13.1 СПИСОК ОТОБРАННЫХ ИСТОЧНИКОВ ИНФОРМАЦИИ О БОРЬБЕ С ВЫБРОСАМИ РТУТИ НА УГОЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

Feeley, T., III, Brickett, L.A., O'Palko, B.A., Jones, A.P. DOE/NETL's Mercury Control Technology R&D Program – Taking Technology from Concept to Commercial Reality, presented at the MEGA Symposium, Baltimore, MD, 2008.

GAO. 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.

Nelson, S.; Landreth, R.; Liu, X.; Tang, Z.; Miller, J.; Brickett, L. 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.

Pacyna, J., Sundseth, K., Pacyna, E.G., Jozewicz, W., Munthe, J., Belhaj, M., Astrom, S. 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.

Senior, C., Fry, A., Cauch, B. Modeling Mercury Behavior in Coal-Fired Boilers with Halogen Addition, The MEGA Symposium, Baltimore, MD., August 2008.

Sloss, L. Economics of Mercury Control, Clean Coal Centre, ISBN: 978-92-9029-453-5, January 2008.

Srivastava, R., Martin, B., Princiotta, F, Staudt, J. Control of Mercury Emissions from Coal-Fired Electric Utility Boilers, *Environ. Sci. Technol.*, vol. 40, pp. 1385-1392, 2006.

UNEP. The Global Atmospheric Mercury Assessment: Sources, Emissions and Transport. United Nations Environmental Programme, Chemicals Branch, DTIE, Geneva, Switzerland, December, 2008.

US DOE. DOE/NETL's Phase II Mercury Control Technology Field Testing Program. Preliminary Economic Analysis of Activated Carbon Injection. April 2006. Available at: <http://www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/ewr/index.html>.

US EPA. Characterization of Coal Combustion Residues from Electric Utilities – Leaching and Characterization Data, EPA-600/R-09/151, December 2009.

Vosteen, B. W., Straube, S., Koeser, H. Mercury Sorption and Mercury Oxidation by Chlorine and Bromine at SCR DeNO<sub>x</sub> Catalyst, Part A: Oxidation, and Part B: Sorption, The 9<sup>th</sup> Annual EUEC Conference, Tucson, Arizona, 2006.

Wang, S., Zhang, L., Wu, Y., Ancora, M., Zhao, Y., Hao, J. 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, 2010.

### **13.2 ЦИТИРОВАННАЯ 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.

ACAP (2005). Arctic Mercury Releases Inventory, Arctic Council Action Plan (ACAP) to Eliminate Pollution of the Arctic, Reduction of Atmospheric Mercury Releases from Arctic States.

ADA-ES (2003). Field Test Program to Develop Comprehensive Design, Operating, and Cost Data for Mercury Control Systems, Final Site Report for E.C. Gaston Unit 3, Prepared by ADA-ES, May 2003.

Alderman, J. K. (2003). Western Coal Preparation – Meeting the Demands for Clean Energy, Coal Age, vol. 107, no. 3, pp. 24-30, March 2003.

Altman, R., Buckley, W., Ray, I. (2003). Multi-Pollutant Control with Dry-Wet Hybrid ESP Technology, In the Proceedings of the Combined Utility Air Pollutant Control Symposium: The MEGA Symposium, Washington, DC, 2003.

Black & Veatch (2003). Effective Mercury Reduction Strategy for Western Coal/K-Fuel Technology, Report to US EPA, March 2003.

Boyle, P.D. (2004). Operation of 50-MW ECO Commercial Demonstration Unit at FirstEnergy's R.E. Burger Plant, Electric Power 2004, Baltimore, MD, March 2004.

Brown, T. D., D.N. Smith, R.A. Hargis, Jr., O'Dowd, W.J. (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.

Buschman, J., Lindau, L., Vosteen, B.W. (2006). The KNX™ Coal Additive Technology – a Simple Solution for Mercury Emissions Control, *Power Gen USA*, December 2005.

Bustard, J., Sjostrom, S., Starns, T., Durham, M. (2005). Full Scale Evaluation of Mercury Control Technologies with PRB Coals, ICAC's Clean Air Technologies and Strategies Conference, Baltimore, MD, March 2005.

Campbell, T. (2007). Low Cost Options for Moderate Levels of Mercury Control – 2007 Update on TOXECON II™. DOE/NETL Mercury Control Technology Conference, Pittsburgh, PA, December 11-13, 2007.

Cao, Y., Zhou, H., Fan, J., Zhao, H., Zhuo, T., Hack, P., Chan, C.C., Liou, J.C., Pan, W.P. (2008) Mercury Emissions during Co-firing of a Subbituminous Coal and Biomass (Chicken Waste, Wood, Coffee Residue, and Tobacco Stalk) in a Laboratory-scale Fluidized Bed Combustor. *Environ. Sci. and Technol.*, vol. 42, pp. 9378-9384, December 2008.

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.

Chmielewski, A. G., Dobrowolski, A., Iller, E., Tyminski, B., Zakrzewska-Trznadel, G., Zimek, Z., Licki, J. (1999). Development and Application Experience with Technology of SO<sub>2</sub> and NO<sub>x</sub> Removal from Flue Gas by Electron Beam Irradiation, The MEGA Symposium, Atlanta, GA, 1999.

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, 2006

Clack, H.L. (2009). Mercury Capture within Coal-Fired Power Plant Electrostatic Precipitators: Model Evaluation, *Environ. Sci. Technol.*, vol. 43, pp. 1460–1466, 2009.

Dabrowski, J.M., Ashton, P.J., Murray, K., Leaner, J.L., Mason, R.P. (2008). Anthropogenic mercury emissions in South Africa: Coal combustion in power plants, *Atmospheric Environment*, vol. 42, pp. 6620–6626, 2008.

DeVito, M.S., Rosenhoover, W.A. (1999). Hg Flue Gas Measurements from Coal-fired Utilities Equipped with Wet Scrubbers, 92<sup>nd</sup> 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.

DME (2005). Department of Minerals and Energy. Digest of South African Energy Statistics. Department of Minerals and Energy, Pretoria. Available at: <http://www.dme.gov.za/pdfs/energy/planning/2006%20Digest.pdf>

DME (2006). Department of Minerals and Energy, Digest of South African Energy Statistics. Available at: <http://www.dme.gov.za/pdfs/energy/planning/2006%20Digest.pdf>

DPL (2009), Drax Power Ltd. Environmental Performance Review 2008. 22 pp (2009). Available from: [http://www.draxpower.com/corporate\\_responsibility/environment/envperformance/](http://www.draxpower.com/corporate_responsibility/environment/envperformance/)

Dombrowski, K., Fisher, K., Chang, R., Eckberg, C., Hudspeth, J., O’Palko, A. (2009). Evaluation of Low-Ash Impact Sorbent Injection Technologies at a Texas Lignite/PRB-fired Power Plant, Air Quality VII Conference, Arlington, VA, October, 2009.

Dombrowski, K., Richardson, C., Machalek, T., Chapman, D., Chang, R., Monroe, L., Berry, M., Irvin, N., McBee, K., Sjostrom, S. (2004). Sorbent Injection for Mercury Control Upstream of Small-SCA ESPs, The MEGA Symposium, Washington, DC, 2004.

Durham, M. (2003). Field Test Program to Develop Comprehensive Design, Operating and Cost Data for Mercury Control, DOE/NETL Mercury Control Technology R&D Program Review, Pittsburgh, PA, August 12, 2003.

Ellison, W. (2003). Chemical Process Design Alternatives to Gain Simultaneous NO<sub>x</sub> Removal in Scrubbers, ICAC Forum’03, Nashville, TN, October 2003.

Eskom (2008). Eskom Power Stations. Issued by Generation Communication Department, May 2008. Available at: <http://www.eskom.co.za/content/2008EskomPoster.jpg>.

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.

Ferrell R. (2000). Controlling NO<sub>x</sub> Emissions: A Cooler Alternative, Pollution Engineering, April 2000.

Ferrell, R., Suchak, N., Hwang, S.C., Tseng, J., Kelton, R., Goss, W., Lutwen, R. (2002). A Report on the Application of Low Temperature Oxidation for Control of NO<sub>x</sub> Emissions, ICAC Forum '02, Houston, TX, February 2002.

Frank, N. W., Hirano, S. (1988). Combined SO<sub>2</sub>/NO<sub>x</sub> Removal by Electron-beam Processing, The 4<sup>th</sup> Symposium on Integrated Environmental Control, Washington, DC, 1988.

Frank, N.W., Markovic, V. (1994). Electron Beam Processing of Flue Gases: Clearing the Air. IAEA Bulletin, no. 1, pp. 7-10.

GAO (2005). Emerging Mercury Control Technologies Have Shown Promising Results, but Data on Long-Term Performance Are Limited, United States Government Accountability Office, GAO-05-612, Washington, DC, 2005.

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.

Ghent, R. (2009). North Yorkshire, UK, Drax Power Ltd (Dec 2009) Personal communication.

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, 2002.

Goss, W.L. (2002). Multi-pollutant Control System Installation at Medical College of Ohio Technical Transfer Paper, June 28, 2002.

Grammelis, P., Koukouzas, N., Skodras, G., Kakaras, E., Tumanovsky, A., Kotler, V. (2005). Refurbishment Priorities at the Russian Coal-fired Power Sector for Cleaner Energy Production—Case Studies, Energy Policy, Elsevier, 2005.

Gunderson, J.R. (1993). Combustion testing of K-Fuel for Heartland Fuels, Energy & Environmental Research Center, p.59, November, 1993.

Gutberlet, H., Spiesberger, A., Kastner, F., Tembrink, J. (1992). Behaviour of the Trace Element Mercury in Bituminous Coal Furnaces with Flue Gas Cleaning Plants, VGB Power Tech., vol. 72, pp.586-591, 1992.

Hao, J., Jiang, J., Tian, H., Wang, S., Streets, D.G., Wy, Y. (2005). Anthropogenic Mercury Emission Inventory in China: 1999, International Workshop on Mercury Control from Coal Combustion, Beijing, China, October 31-November 2, 2005.

Honjo, S., Welliver, B., Shinoda, T., Nakayama, Y., Irvin, N., Sibley, A., Berry, M., Hastings, T.W. (2008). SCR/Wet-FGD Mercury Removal Co-Benefits Improvement – 5 MW Demonstration Test, The MEGA Symposium, Baltimore, MD, 2008.

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).

IER (2009). Institute for Energy Research, The Facts about Air Quality and Coal-Fired Power Plants, June 2009. Available at: <http://www.instituteforenergyresearch.org/2009/06/01/the-facts-about-air-quality-and-coal-fired-power-plants/>

Interpol Laboratories, Inc. (2001). Results of the Nov 8, 2001 Air Emission Monitoring on EnviroScrub Technologies' Mobile Demonstration Pilot Scrubber Ducts at Minnesota Power's Boswell Energy Center in Cohasset, MN, Submitted to Minnesota Power, December 18, 2001.

Izutsu, M., Okabe, R., (1997). Final Development to Commercialize EBARA Process, The Second Symposium on Non-thermal Plasma Technology for Pollution Control, Sao Paulo, Brazil, 1997.

Jones, A., Hoffmann, J., Smith, D., Feeley III, T., Murphy, J. (2007). DOE/NETL's Phase II Mercury Control Technology Field Testing Program, Updated Economic Analysis of Activated Carbon Injection, May 2007.

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, December 11-13, 2007.

KFx (2006). Final Report of K-Fuel™ Test Burn Validates Initial Emissions Data. Available at: [http://www.redorbit.com/news/entertainment/520389/final\\_report\\_of\\_kfuelm\\_test\\_burn\\_validates\\_initial\\_emissions\\_data/index.html](http://www.redorbit.com/news/entertainment/520389/final_report_of_kfuelm_test_burn_validates_initial_emissions_data/index.html).

Kim, J.C., Kim, K.H., Armendariz, A., Al-Sheikhly, M. (2008). Mercury Oxidation with Electron Beam Irradiation, The MEGA Symposium, Baltimore, MD, 2008.

Koppejan, J., Baxter, L. (2005). Global Operational Status on Cofiring Biomass and Waste with Coal - Experience with Different Cofiring Concepts and Fuels. In: IEA Bioenergy Co-utilization of Biomass with Fossil Fuels -ExCo 55, Copenhagen, Denmark, May , 25, 2005.

Kosson, D. S., H. A. v. d. Sloop, F. Sanchez, A. C. Garrabrants (2002). An Integrated Framework for Evaluating Leaching in Waste management and Utilization of Secondary Materials. *Environ. Eng. Sci.* vol. 19, no. 3, pp. 159-204.

Laudal, D.L. (2002). Effect of Selective Catalytic Reduction on Mercury, 2002 Field Studies Update, EPRI/DOE/EPA, Report 1005558.

Laudal, D.L., Thompson, J.S., Pavlish, J.H., Brickett, L., Chu, P., Srivastava, R.K., Lee, C.W., Kilgroe, J. (2003). Mercury Speciation at Power Plants Using SCR and SNCR Control Technologies, *Environmental Management*, February, pp. 16–22, 2003.

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, 2009.

Lee, C.W., Srivastava, R.K., Ghorishi, S.B., Karwowski, J., Hastings, T.W., Hirschi, J.C. (2003). Pilot-scale Study of the Effect of Selective Catalytic Reduction Catalyst on Mercury Speciation in Illinois and Powder River Basin Coal Combustion Flue Gases, *The MEGA Symposium*, Washington, DC, 2003.

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, 2007.

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.

McDermott (1999). Phase III Study Section, McDermott Technologies, Inc. Advanced Emissions Control Development Program Phase III - Approved Final Report, prepared for the U.S. Department of Energy (US DOE-FETC contract DE-FC22-94PC94251-22) and Ohio Coal Development Office (grant agreement CDO/D-922-13), July 1999.

McLarnon, C. R., Jones, M. D. (2000). Pilot Testing and Scale-up of a Multipollutant Control Technology at FirstEnergy, *PowerGen International Conference*, Orlando, FL, November 2000.

McLarnon, C. R., Jones, M. D. (2000a). Electro-catalytic Oxidation Process for Multipollutant Control at FirstEnergy's R.E. Burger Generating Station, *Electric Power 2000 Conference*, Cincinnati, OH, April 2000.

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.

Modern Power Systems (2002). "Can Enviroscrub Clean up in the Multi-pollutant Control Business?" November 2002.

Montgomery, J.L., Battelson, D.M., Whitworth, C.G., Ray, I., Buckley, W., Reynolds, J., Altman, R. (2002). Plasma-Enhanced Electrostatic Precipitation Technology for Control of Elemental Mercury, PowerGen International Conference, 2002.

Montgomery, J.L., Battelson, D.M., Whitworth, C.G., Ray, I., Buckley, W., Reynolds, J., Altman, R. (2003). Latest Developments of the Plasma-Enhanced Electrostatic Precipitator for Mercury Removal in Offgas, In Proceedings of the Combined Power Plant Air Pollutant Control Symposium: The MEGA Symposium, Washington, DC, 2003.

Munthe, J., Wangberg, I., Chugaeva, A.N., Kiseleva, N.V., Smigol I.N., Bragina O.N., Anichkov, S.N., Tumanovsky, A.G. (2004). Emissions of Mercury from Coal Fired Power Plants in Russia - Final Report to ACAP, 2004.

Nelson, S. (2004). "Advanced Utility Sorbent Field Testing Program", DOE/NETL Mercury Control Technology R&D Program Review, Pittsburgh, PA, July 14-15, 2004.

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, D.C., 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.

Niksa, S., Fujiwara, N. (2009). Estimating Hg Emissions from Coal-fired Power Stations in China, *Fuel*, vol. 88, pp. 214–217, 2009.

Nolan, P., Downs, W., Bailey, R., Vecci, S. (2003). Use of Sulfide Containing Liquors for Removing Mercury from Flue Gases, US Patent 6,503,470, January 7, 2003.

Olson, E.S., Zhuang, Y., Holmes, M.J., Pavlish, J.H. (2008). Experimental Study on Mercury Capture in Coal-Derived Flue Gases Using Treated Activated Carbons, *Prepr. Pap.—Am. Chem. Soc., Div. Fuel Chem.*, vol. 53, no. 1., 2008.

Pacyna, J. (2008). Socio-economic Costs of Continuing the Status-quo of Mercury Pollution, Glocha Report, Norwegian Institute for Air Research, Klejjer, Norway, 2008.

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.

Pavlish, J., Olson, E., Holmes, M. (2008). Sorbent for the Oxidation and Removal of Mercury, U.S. Patent 7,435,286 B2; October 2008.

Pavlish, J., Thompson, J., Hamre, L., Burgess, J., Brickett, L. (2009). Full-Scale Evaluation of Long-Term Balance-of-Plant Effects Resulting from Activated Carbon Injection, Air Quality VII Conference, Washington, DC, 2009.

Pavlish, J.H., Sondreal, E.A., Mann, M.D., Olson, E.S., Galbreath, K.C., Laudal, D.L., Benson, S.A. (2003). Status Review of Mercury Control Options for Coal-Fired Power Plants. *Fuel Process. Technol.*, vol. 82, no. 2-3, pp.89-165, 2003.

Power Engineering Magazine (2002). Coal Plant Achieves 99% NO<sub>x</sub> and SO<sub>x</sub> Removal with Multi-pollutant Technology, May 2002.

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.

Renninger, S., Farthing, G., Ghorishi, S.B., Teets, C., Neureuter, J. (2004). Effects of SCR Catalyst, Ammonia Injection and Sodium Hydrosulfide on the Speciation and Removal of Mercury within a Forced-Oxidized Limestone Scrubber, The MEGA Symposium, Washington, DC, 2004.

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.

Ritchie, A., Wilson, K., Grebot, B., Smale, R., Orzeszek, W., Dann, S., Twingger, L., Spencer, I., Stravrakaki, A. (2006). Preparation of the review relating to the Large Combustion Plant Directive: a report for European Commission, Environment Directorate Genera. Chshire, UK, Entec Ltd., 221 pp, July 2006.

Ross, K. (2010). Eskom's Comments on the UNEP Mercury POG, Johannesburg, South Africa, May 27, 2010.

Sanchez, F., Keeney, R., Kosson, D., Delapp, R. (2006). Characterization of Mercury-Enriched Coal Combustion Residues from Electric Utilities Using Enhanced Sorbents for Mercury Control, EPA-600/R-06/008, February 2006.

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, August 22-24, 2007.

SENES (2004). Preliminary Inventory of Probable Mercury Emissions in India, SENES Consultants Limited, April 2004.

Senior, C. (2004). Modelling Mercury Behaviour in Combustion Systems: Status and Future Prospects, In Proceedings of the Mercury Experts Conference MEC-1, Glasgow, Scotland, May 2004.

Senior, C., Johnson, S. (2005). 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.

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.L., Linjewile, T. (2004). Oxidation of Mercury Across SCR Catalysts in Coal-Fired Power Plants, DOE/NETL Mercury Control Technology R&D Program Review, Pittsburgh, PA, July 2004.

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.

Sloss, L. (2006). The Status, Trends and Developments in Mercury Emission Legislation and Control in Europe, Mercury 2006 – Conference on Mercury as a Global Pollutant, Madison, WI, August 2006.

Sloss, L. (2007). Mercury-related Policy Developments in the European Union, presented at the 2007 Mercury Control Technology Conference, Pittsburgh, PA, December 2007.

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. (2010). Emissions from cofiring coal, biomass and sewage sludge, Clean Coal Centre, May 2010 (peer reviewed, in publication).

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.

Staudt, J.E., Jozewicz, W. (2003). Performance and Cost of Mercury and Multipollutant Emission Control Technology Applications on Electric Utility Boilers, EPA-600/R-03-110, Research Triangle Park, NC, October 2003.

Streets, D.G., Hao, J., Wu, Y., Jiang, J., Chan, M., Tian, H., Feng, X. (2005). Anthropogenic Mercury Emissions in China, Atmospheric Environment, vol. 39, pp. 7789–7806, 2005.

Thorwarth, H. (2006). The EU-Project TOMORED - results of trace metal investigations. In: Proceedings of the TOTeM 28 mercury, trace metals and fine particulates - issues and solutions, Mar 13-14, 2006, Salt Lake City, UT, March 2006.

Thorwarth, H., Scheffknecht, G. (2006). The Effect of Conventional Air Pollution Control Devices and Biomass Co-combustion on Mercury Behavior. Paper presented at: The Clearwater Coal Conference, 31<sup>st</sup> International Technical Conference on Coal Utilization and Fuel Systems, May 21-25, 2006, Clearwater, FL, 2006.

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.

UNEP (2008). The Global Atmospheric Mercury Assessment: Sources, Emissions and Transport. United Nations Environmental Programme, Chemicals Branch, DTIE, Geneva, Switzerland, December, 2008.

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.

US DOE (2006). DOE/NETL's Phase II Mercury Control Technology Field Testing Program. Preliminary Economic Analysis of Activated Carbon Injection. April 2006. Available at : <http://www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/ewr/index.html>.

US EPA (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.

US EPA (2000). Control of Mercury Emissions from Coal-Fired Electric Utility Boilers, 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, December 2001.

US EPA (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/utilttox/utoxpg.html>.

US EPA (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.

US EPA (2003). Performance and Cost of Mercury and Multipollutant Emission Control Technology Applications on Electric Utility Boilers, 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-03/110, October 2003.

US EPA (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.

US EPA (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.

US EPA (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.

US EPA (2009). Characterization of Coal Combustion Residues from Electric Utilities – Leaching and Characterization Data, EPA-600/R-09/151, December 2009.

US EPA (2010). Mercury Emissions. Available at:  
<http://cfpub.epa.gov/eroe/index.cfm?fuseaction=detail.viewInd&lv=list.listByAlpha&r=188199&subtop=341>

US EPA (2010a). EPA's IPM Base Case 2006 (v3.0). Available at:  
[www.epa.gov/airmarkets/progsregs/epa-ipm/BaseCase2006.html](http://www.epa.gov/airmarkets/progsregs/epa-ipm/BaseCase2006.html)

Vesperman, K. (1993). Utility SO<sub>2</sub> Compliance with a Long-range Forecast, Low-rank Fuels Symposium, St. Louis, MO, May 1993.

Vosteen, B. W., Straube, S., Koeser, H. (2006b). Mercury Sorption and Mercury Oxidation by Chlorine and Bromine at SCR DeNO<sub>x</sub> Catalyst, Part A: Oxidation, and Part B: Sorption, The 9<sup>th</sup> Annual EUEC Conference, Tucson, Arizona, 2006.

Vosteen, B.W., Lindau, L. (2006a). Bromine Based Mercury Abatement-Promising Results from Further Full Scale Testing, MEC-3 Conference, Katowice, Poland, June 2006.

Vosteen, B.W., Kanefke, R., Nolte, M., Tippelt, P. (2003). Chlorine- and Bromine-enhanced Hg Sorption on Electrostatic Precipitator Fly Ash from a Coal-fired Slag-tap Boiler and on Cement, VDI Seminar on Mercury: Emissions, Measurement and Abatement Technologies, Dusseldorf (Text in German), September 29-30, 2003.

VTI (2005). ESP Background Document, All-Russia Thermal Engineering Institute, Moscow, Russia, 2005.

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, 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.

Winberg, S., Withum, J., Tseng, S., Locke, J. (2004). Evaluation of Mercury Emissions from Coal-Fired Facilities with SCR-FGD Systems, DOE/NETL Mercury Control Technology R&D Program Review, Pittsburgh, PA, July 2004.

Wirling, J., Schiffer, H.-P., Merzbach, F. (2000). Adsorptive Waste Gas Cleaning During the Co-Combustion of Sewage Sludge in a Lignite-Fired Industrial Power Plant; VGB-Power Tech., December 2000.

Zhuo, Y. (2007). Hg Emission from Six Coal-fired Power Plants in China and Its Implications, Mercury Emission from Coal, The 4<sup>th</sup> International Experts' Workshop MEC-4, Tokyo, Japan, 13 -15 June 2007.

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.