

# **ПРОЕКТ ЕЭК ООН**

## ***Образование и подготовка кадров в области повышения качества атмосферного воздуха и применения чистых угольных технологий в Центральной Азии***

### **АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР**

### **Экологически Чистые Угольные Технологии**

**д.ф.-м.н. , профессор Асланян Г.С.**

**Центр энергетической политики, Москва**

**Москва 2004 г.**

## СОДЕРЖАНИЕ

- 1 Введение
- 2 Распространенность угля
- 3 Влияние использования угля на окружающую среду
- 4 Варианты удаления загрязнителей
- 5 Очистка до сжигания
- 6 Подавление оксидов азота на стадии сжигания
  - ✓ Уменьшение нагрузки
  - ✓ Сжигание при недостатке воздуха
  - ✓ Ступенчатое сжигание
  - ✓ Рециркуляция топливного газа
  - ✓ Ввод дожигающего топлива
- 7 Связывание серы на стадии сжигания
- 8 Перспективные технологии сжигания
  - ✓ Сжигание пылевидного угля (СПУ)
  - ✓ До- и сверхкритические параметры пара
  - ✓ Сжигание в атмосферном кипящем слое
  - ✓ Сжигание в кипящем слое под давлением
  - ✓ Сжигание в циркулирующем кипящем слое
  - ✓ Топка с жидким шлакоудалением
  - ✓ Сжигание водно-угольных и угольно-мазутных суспензий
- 9 Комбинированные циклы
  - ✓ Комбинированный парогазовый цикл со сжиганием в кипящем слое повышенного давления (КПГЦ КСД)
  - ✓ Комбинированный парогазовый цикл с газификацией угля (КПГЦ ГУ)
- 10 Гибридные циклы
  - ✓ Гибридный цикл при ЦКСА
  - ✓ Гибридный цикл при ЦКСД
11. Обработка дымовых газов для удаления атмосферных загрязнителей
  - ✓ Удаление  $\text{NO}_x$
  - ✓ Десульфуризация

- ✓ Удаление частиц: Электростатические фильтры, Рукавные фильтры, Мокрые скрубберы

## 12. Технологические возможности модернизации действующих станций

ПРИЛОЖЕНИЕ 1: Использование угля в Центральной Азии

ПРИЛОЖЕНИЕ 2: Механизмы образования загрязнителей атмосферного воздуха: Минеральные частицы и летучая зола/ Оксиды серы/ Оксиды азота/ Полициклические ароматические углеводороды и сажа

ВЫВОДЫ

Список литературы

Список обозначений и сокращений

Список рисунков

## ВВЕДЕНИЕ

После нефти уголь вносит наибольший вклад в мировой баланс производства первичных энергетических ресурсов. Так, со времен первого нефтяного кризиса мировое потребление угля увеличилось на 45%, и достигло доли в 22% в общем производстве первичных энергоресурсов (ОПЭР). Уголь более всего используется при производстве электроэнергии: около 40% производимой в мире электроэнергии вырабатывается путем сжигания угля.

Возрастающая роль угля в мире определяется некоторыми его важными преимуществами, в первую очередь большими запасами по сравнению с нефтью и газом и меньшими затратами при выработке первичной теплоты.

Совершенно ясно, что мировая экономика не может обойтись без угля. Но уголь зачастую считают экологически неприемлемым топливом, поскольку его отрицательное воздействие на окружающую среду превосходит все стратегические и экономические преимущества его использования.

Однако эта точка зрения отнюдь не бесспорна. Дело в том, что в отношении "стандартных" и традиционных загрязнителей, таких как: *сернистые оксиды, азотистые оксиды, летучая зола и полициклические ароматические углеводороды и сажа* существует множество апробированных технологий сокращения их выбросов в окружающую среду при достаточно приемлемых затратах, и в ряде стран существующие тепловые электростанции уже сегодня обеспечивают допустимые уровни по выбросу загрязнителей.

Что касается проблемы выброса парниковых газов (ПГ), с содержанием которых в атмосфере связывают потепление климата, то здесь проблема более серьезная. Но и эта проблема подлежит решению, и здесь существуют две принципиально отличающие возможности. Первая – предполагает относительное снижение выбросов CO<sub>2</sub> на единицу выработанной тепловой и электрической энергии за счет снижения удельного расхода угля на единицу вырабатываемой конечной энергии, т.е. связана с повышением теплового КПД угольных энергетических станций. В данном направлении уже достигнуты серьезные практические результаты, поскольку перспективные угольные станции имеют КПД почти в два раза превосходящие КПД станций, разработанных в середине прошлого столетия. Важно подчеркнуть, что само по себе повышение КПД, помимо снижения эмиссии ПГ, вызывает пропорциональное снижение выбросов стандартных загрязнителей локального и

регионального радиуса негативного воздействия, а также, что немаловажно, сокращает объемы генерируемых твердых зольных отходов.

Второй подход к решению проблемы выброса парниковых газов носит более принципиальный характер и предполагает не количественное снижение выбросов ПГ, а практическое исключение их попадания в атмосферу. Здесь речь идет о так называемом секвестировании углерода, когда основной парниковый газ - диоксид углерода, с целью недопущения его попадания в атмосферу, закачивается в свободные полости под землей, либо под толщу океанской воды, либо, наконец, переводится в твердую фазу в форме, удобной для складирования. Данная идея - это не фантастика, и реализована в демонстрационных вариантах, хотя и не получила пока коммерческого воплощения.

Таким образом, можно утверждать, что для того, чтобы устранить экологические неприятности, связанные с использованием угля, и тем самым снять ограничения на пути дальнейшего увеличения объемов его потребления, должны быть разработаны и внедрены технологии, обеспечивающие наряду с недопущением выбросов в окружающую среду "стандартных" и парниковых загрязнителей, высокую степень преобразования химической энергии угля в конечные формы энергии - тепловую, электрическую, а также преобразованные химические вещества и энергоносители, такие как моторные топлива, метанол, и, наконец, водород. Именно такие технологии с минимально возможными объемами выбрасываемых в экосистему вредных веществ и максимальными значениями КПД преобразования химической энергии угля в конечные виды полезной и экономически доступной энергии следует рассматривать как экологически чистые угольные технологии (сокращенно ЭЧУТ).

Обобщая, можно сказать, что ЭЧУТ - это такие технологии, которые отличаются меньшей энерго- и ресурсоемкостью, и в которых обеспечивается регенерация большей доли образующихся отходов и побочных продуктов, а остаточные отходы перерабатываются более приемлемыми с точки зрения экологии способами с минимальными выбросами в окружающую среду.

Основная цель данного аналитического обзора - представить различные существующие и перспективные варианты ЭЧУТ с описанием их преимуществ и недостатков, отличительных признаков и характеристик, а также указанием предпочтительных форм и областей применения.

В обзоре дается информация о распространенности и доступности угольных ресурсов как мира, так и стран Центрально Азиатского региона (ЦАР). Оцениваются масштабы отрицательного воздействия использования угля на окружающую среду, приводится

сопоставительный анализ экологических последствий использования угля по сравнению с другими видами органического топлива.

## 2. РАСПРОСТРАНЕННОСТЬ УГОЛЬНЫХ РЕСУРСОВ

Сейчас признано, что уголь является наиболее распространенным и доступным ископаемым топливом, глобальные геологические ресурсы которого превосходят ресурсы всех других видов органического топлива и достигают 7,4 триллиона тонн, что в тепловом эквиваленте составляет 6,4 триллиона тонн условного топлива, т у.т. (МЭС, 1998). Доля угля в общих ископаемых энергетических ресурсах достигает 71% (WEA, 2000).

Из упомянутых 7,4 триллиона около 6 триллионов тонн составляют твердые каменные угли (около 85% по теплотворной способности), включающие по международной классификации битуминозные и суббитуминозные угли. Остальная часть углей классифицируется как бурые угли (или лигниты), при этом разделительная линия между двумя категориями устанавливается по теплотворной способности на уровне 16,6 МДж/кг, что в угольном эквиваленте равно 0,55 т у.т./т.

Часть разведанных ресурсов, которые технически могут быть извлечены при существующих экономических условиях и соответствующем уровне качества, определяется как извлекаемые запасы (далее запасы). Согласно классификации, принятой в странах бывшего СССР, извлекаемые запасы соответствуют категориям А+В+С.

Мировые запасы углей по оценке МЭС 2002 г. оцениваются в 984 млрд .т, т.е. примерно в 700 миллиардов т у.т. (Таблица 1). Примечательно, что три четверти мировых запасов сосредоточены в пяти странах: США, России, Китае, Индии и Австралии. Запасы угля в Южном полушарии не превышают 10%, хотя эти данные по причине слабой геологической разведанности не окончательны.

Несмотря на указанную сосредоточенность, залежи угля в регионах мира распределены достаточно равномерно (более равномерно, чем нефть). Поэтому уголь является очень важным энергетическим ресурсом не только для этих пяти стран, но и для многих других, таких как Германия, Южная Африка, Польша, Украина, и, наконец, Казахстан, - имеющих запасы угля на уровне десятков миллиардов тонн. Такие национальные запасы угля определенно превосходят энергетические потребности этих стран в ближайшем будущем.

В табл. 1 также представлено распределение извлекаемых запасов и доказанных ресурсов угля на 2000 г, а также информация по ряду стран в части оценок объемов дополнительных ресурсов. Как видно из этой таблицы, США располагают 25% мировых запасов, Россия -

16%, Китай - 12%. Что касается Центрально Азиатского региона ЦАР, то кроме Казахстана заметные угольные запасы имеются в Узбекистане, а также в несколько меньших объемах - в Кыргызстане и Таджикистане (Таблица 2).

Таблица 1.

Угольные ресурсы, разведанные извлекаемые запасы и добыча угля в главных угледобывающих странах мира на 2000 г. (МЭС, 2002)

Страна	Разведанные Извлекаемые запасы, млн. т			Ресурсы каменных/бурых углей, млрд.т		Добыча, млн. т	
	Каменны е	Бурые	Всего	Доказанные на местах	Дополнительно на местах	Камен ные	Бурые
Южная Африка	49520		49520	116		223,5	-
<b>Вся Африка</b>	<b>55364</b>	<b>3</b>	<b>55367</b>	н.д.	450	230,5	0,064
США	216912	33082	249994	250	445	920,5	76,6
<b>Сев. Америка</b>	<b>222597</b>	<b>35369</b>	<b>257966</b>	<b>255, 1/ 42,9</b>	<b>536/ 445</b>	<b>991</b>	<b>88,2</b>
<b>Юж. Америка</b>	<b>21628</b>	<b>124</b>	21752	1,4/ 0.2	<b>7/0,4</b>	45,9	-
КНР	95900	18600	114500	н.д.	н.д.	985	45
Индия	82396	2000	84396	н.д.	н.д.	314	-
Казахстан	31000	3000	34000	н.д.	н.д.	56	1,8
Узбекистан	1000	3000	4000	н.д.	н.д.	0,09	2,9
Кыргызстан		812	812	н.д.	н.д.	0,135	0,28
<b>Всего в Азии</b>	217728	<b>34580</b>	<b>252308</b>	н.д.	н.д.	<b>1511</b>	<b>159</b>
Германия	23000	43000	66000	44/ 78	186	40,1	161
Польша	20300	1860	22160	509/13,6		110	61
Россия	146560	10450	157010	/0,04	5,4/0,2	166	83,4
Украина	32220	1933	34153	22/2,6	0,3	81	1,1
<b>Всего Европа</b>	<b>231705</b>	<b>80981</b>	<b>312686</b>		<b>0,5</b>	<b>526</b>	<b>481</b>
<b>Австралия &amp; Зеландия</b>	<b>44631</b>	<b>38033</b>	<b>82664</b>	<b>62/ 44</b>	<b>126/185</b>	<b>241</b>	<b>66</b>
<b>Всего в мире</b>	<b>795363</b>	<b>189090</b>	<b>984453</b>	н.д.	н.д.	<b>3547</b>	<b>795</b>

Таблица 2.

Объемы разведанных извлекаемых запасов органических топлив стран Центральной Азии,  
млн. т

Топливо	Казахстан	Кыргызстан *	Таджикиста н	Туркменистан *	Узбекиста н	ЦАР
<b>Уголь**</b> , млн. т	34100/3000	1341.5/812	672.5	н.д.	4000/1000	40114/481 2
<b>Нефть</b> , млн. т.	2760	11.5	5.4	75	81	2932.9
<b>Газ</b> , млрд. м <sup>3</sup>	1841	6.54	9.2	2860	1875	6591.74

Следует отметить, что по Казахстану, Узбекистану и впервые по Кыргызстану информация по углю приводится в обзоре МЭС 2002 г., и, если по первым двум странам запасы угля соответствуют данным, полученным от национальных экспертов, то по Кыргызстану МЭС свидетельствует лишь о запасах бурого угля в 812 млн. т, (Таблица 1), в то время как национальные эксперты указывают на запасы в 1345 млн. т (Таблица 2).

Интересно сопоставление запасов угля с другими видами ископаемых топлив. Так согласно оценкам ООН и МЭС (WEA, 2000) достоверные мировые извлекаемые запасы обычных и необычных нефти и газа на 1998 год составляли соответственно 367 и 494 млрд. т у.т., что с учетом запасов углей, позволяет полагать, что в распоряжении человечества имеются более 1447 млрд. т.т. органического топлива, из которых на долю угля приходится 44%.

В целом по всему ЦАР запасы угля составляют примерно 4 % мировых. Для сведения укажем, что по разведанным запасам нефти соответствующий показатель составляет 2 %, а по запасам природного газа – 4,5 %. Уровень обеспеченности ЦАР разведанными запасами угля составляет почти 300 лет, что в пять раз превышает аналогичный показатель по нефти (65 лет) и по природному газу (67 лет).

В части ресурсной базы обзор МЭС, выпущенный в 2002 году содержит отрывочную информацию лишь по ряду стран (см. Таблицу 1), поэтому, обращаясь к оценкам 1998, можно исходить из общего объема ресурсов углеводородов в 9,3 триллиона т у.т. при доле угля в 71%.

Выше приведенные данные, как по миру, так и Центрально-азиатскому региону позволяют со всей очевидностью утверждать, что именно уголь является наиболее распространенным видом органического топлива, извлекаемые запасы которого достаточны для удовлетворения потребностей мира в течение 225, даже при существующей тенденции к постоянному росту потребности в угле, мировой уровень добычи которого в 2000 г. достиг 4,3 млрд. т., из которых свыше 3,5 млн. тонн составляют каменные угли.

Применительно к ЦАР обеспеченность углем, как уже отмечалось, выглядит еще более обнадеживающей.

Таким образом, наличие запасов и ресурсов угля не накладывает каких-либо ограничений на его использование как в масштабе мира, так и рассматриваемого региона, поскольку



его извлекаемые запасы угля при современных технологиях его добычи не будут еще выработаны по крайней мере в течение двух столетий. Однако перспективы использования угля омрачаются соображениями экологического характера, связанными с негативными последствиями его использования на окружающую среду, в первую очередь на атмосферный воздух.

### **3. ВЛИЯНИЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УГЛЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ**

С точки зрения экологии уголь является наиболее загрязняющим окружающую среду ископаемым топливом. Он содержит различные примеси, минеральные компоненты, серу, азот, тяжелые металлы, и это ограничивает его полезность в качестве топлива. При сгорании угля выделяется много сернистых и азотистых оксидов, различных летучих частиц (зола и пыль), и наконец, наибольшее по сравнению с другими видами топлива количество  $\text{CO}_2$  на единицу произведенной энергии. Например, при получении 1 ГДж теплоты из угля образуется 90 кг  $\text{CO}_2$ , а из нефти и природного газа - 73 и 55 кг соответственно.

С негативными последствиями использования угля человечество сталкивалось издавна. Помимо некоторых бытовых неудобств, таких, как проникновение копоти и золы в жилье, присутствие в воздухе твердых загрязнителей вызывало множество заболеваний дыхательных путей. Попадающие в окружающий воздух оксиды серы и азота быстро окисляются в атмосфере до своих высших оксидов, которые, взаимодействуя с водяным паром, образуют мельчайшие капли серной ( $\text{H}_2\text{SO}_4$ ) и азотной ( $\text{HNO}_3$ ) кислот. Это приводит к выпадению кислотных дождей, наносящих огромный вред растениям и животным, зданиям, памятникам культуры и архитектуры. Однако главной проблемой является угроза здоровью человечества.

Оксиды азота, преимущественно  $\text{NO}$  и  $\text{NO}_2$ , но также частично и  $\text{N}_2\text{O}$  вносят максимальный вклад в возникновение фотохимического смога.  $\text{NO}_2$ , который относительно нейтрален в тропосфере, становится при выходе в стратосферу активным катализатором, вызывающим разрушение озонового слоя.

Наконец, сжигание угля приводит к образованию исключительно вредных полиароматических углеводородов, включая опаснейший бенз(а)пирен, оказывающий очень сильное канцерогенное и мутагенное действия.

Чтобы подчеркнуть масштабы экологического ущерба, связанного с неконтролируемым сжиганием угля, следует отметить, что по данным Всемирного банка в 1995 году

экологический ущерб от сжигания угля в Китае оценивался примерно в 8% от общего национального ВВП (Такахаши, 1999).

В части атмосферных загрязнителей отдельного рассмотрения требуют выбросы парниковых газов, и в частности CO<sub>2</sub>, как наиболее доминирующего в продуктах сгорания угля и других видов ископаемого топлива. Действительно именно со сжиганием органических топлив связаны основные выбросы в атмосферу CO<sub>2</sub>, что со временем приводит к заметному росту его концентрации в атмосфере. При этом многие ученые и специалисты считают, что рост концентрации CO<sub>2</sub> в атмосфере должен привести к потеплению климата, и в течение ближайших 50 лет можно ожидать значительного глобального потепления, если не будет существенно сокращено выделение CO<sub>2</sub> и других "парниковых" газов.

Поэтому Киотский Протокол (КП) поставил задачу к 2008-2012 гг. добиться снижения выбросов CO<sub>2</sub> на 20% по отношению к уровню 1990 г., как необходимую начальную меру для предотвращения глобального потепления климата. Предполагается, что примерно половина сокращаемого выделения будет достигнута за счет повышения эффективности сжигания угля и дополнительных мер защиты, а другая половина - за счет изменения структуры энергопотребления, в частности, за счет относительного увеличения доли возобновляемых источников и ядерной энергии.

Для иллюстрации вредного воздействия угольного топлива на атмосферу можно воспользоваться данными 1990 г. о ежегодных мировых выбросах загрязнителей, обусловленных сжиганием угля: сера - 90 млн. т, оксиды азота - 30 млн. т, твердые частицы - 30 млн. т, что составляет 80, 32 и 54% всех выбросов в окружающую среду от сжигания ископаемого топлива соответственно.

**Таблица 3.**  
**Факторы выделения загрязнителей от использования различного топлива, кг/т**

	Частицы	Углеводороды	NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>
Сжигание угля	10(10)	0,4(3)	10(2)	30(30)
Сжигание природного газа	0,1(2)	0,1(3)	10(2)	0,01(2)
Переработка нефти	1,0(3)	1,0(3)	0,2(2)	1(3)
Сжигание нефти в виде моторного топлива	4,0(2)	20(2)	30(2)	3,0(2)
Прочее сжигание нефти	1,0(2)	0,5(2)	10(2)	10(3)
Сгорание биомассы	10(4)	5,0(5)	2(3)	0,4(3)

Кроме того, при сжигании угля в атмосферу ежегодно выделяются большие количества тяжелых опаснейших элементов, содержащихся в летучей золе, в том числе: 60000 т свинца, 50000 т никеля, 30000 т мышьяка, 300 т ртути, 60 т кадмия.

В таблице 3 приведены расчеты удельных выделений традиционных атмосферных загрязнителей при сжигании различных видов топлива. В скобках указаны коэффициенты, определяющие диапазон возможных отклонений выбросов от средних значений. Из таблицы видно, что сжигание каждой тонны угля приводит к выделению значительно большего количества вредных веществ, чем любого другого органического топлива. Приведенные цифры получены в предположении, что какие-либо меры в части сокращения загрязнителей не приняты, и они полностью поступают в атмосферу. В действительности же технологии использования угля находятся в постоянном развитии. Создано большое число заслуживающих внимания высокоэффективных технологий, которые в той или иной степени считаются экологически чистыми. Описания принципиальных особенностей и характеристик таких технологий будут рассмотрены в последующих разделах. Однако с целью облегчения понимания сути действия процессов, предотвращающих попадание вредных угольных загрязнителей во внешнюю среду, рассмотрению ЭЧУТ предшествует раздел, раскрывающий основные аспекты образования загрязнителей.

#### **4. ВАРИАНТЫ УДАЛЕНИЯ ЗАГРЯЗНИТЕЛЕЙ**

Рис. 1 иллюстрирует имеющиеся возможности извлечения угольных загрязнителей с целью предотвращения их попадания в атмосферу. В их число входят:

- 1) Удаление минеральных частей и серы методами физической и химической очистки на подготовительных стадиях до сжигания или переработки;
- 2) Связывание загрязнителей (преимущественно оксидов серы) непосредственно на стадии сжигания путем добавления соответствующих щелочных поглотителей в камеру сгорания. Здесь же на стадии горения имеется возможность управления кинетикой сгорания, что позволяет в значительной степени подавить образование азотных оксидов;
- 3) Удаление минеральных частей и гетероатомов топлива путем его внутрициклового переработки: интегрированной газификации, пиролиза и ожижения;

4) Очистка отводимых дымовых газов от минеральных частиц, серы и оксидов азота традиционными и перспективными методами газоочистки.

Каждая из этих возможностей может быть осуществлена разными технологическими способами, различающимися эффективностью очистки, необходимыми капитальными и эксплуатационными затратами и технологической зрелостью.

Все экологически чистые технологии сжигания предусматривают очистку продуктов сгорания от частиц (пыль, летучая зола, сажа) с помощью электростатических и рукавных фильтров, а также мокрых скрубберов.

Во многих случаях при сжигании угля с высоким содержанием серы для обеспечения существующих сегодня высоких экологических требований по отношению к выбросам ее оксидов приходится применять очистку дымовых газов от оксидов серы.

Сегодня ни одна из существующих технологий сжигания не обеспечивает нормы на предельно допустимые выбросы (ПДВ)  $\text{NO}_x$ . Поэтому все экологически чистые технологии, как правило, должны включать в себя систему очистки дымовых газов от оксидов азота. Такая система изображена на правой стороне рис.1.

Во многих случаях выполнение экологических требований может быть достигнуто только оптимальной комбинацией нескольких методов очистки, применяемых одновременно, например: предварительного углеобогащения, мокрой промывки дымовых газов в скрубберах для удаления частиц пыли и сернистых соединений, а также избирательного каталитического восстановления оксидов азота.

Применение всех мер очистки, изображенных на рис.1, в принципе позволяет обеспечить приемлемую экологическую чистоту использования топлива. Реализация этих мер - непростая, но вполне осуществимая цель, которая достигнута на многих американских, японских и германских угольных электростанциях.

Комплексное использование всех систем очистки вызывает заметный рост стоимости угольных технологий. Так, сегодня удельная стоимость единицы мощности вновь вводимых в мире чистых угольных электростанций доходит до 2000 долларов/ кВт, причем более 25% капитальных затрат приходится на системы очистки дымовых газов от оксидов серы и азота.

На рис.2 представлена примерная оценка эффективности различных технологий сокращения загрязняющих выбросов (нитридных и сернистых соединений) в формате, предложенном Электроэнергетическим проектно-исследовательским институтом США (ЭПРИ), и на базе данных, скомпилированных автором на основе имеющейся в литературе

информации. Там же приведены примерные оценки необходимых дополнительных удельных затрат по очистке в расчете на 1 тонну использованного топлива и на 1 кВтч выработанной электроэнергии.

Технологии, получившие коммерческое применение, в частности, процессы углеобогащения, направленные на удаление золы и пиритной серы, сжигания в атмосферном кипящем слое с введением известняка, мокрая промывка (скруббирование) дымовых газов с целью удаления кислых газов показаны на рис.2 заштрихованными. Точками отмечены технологии, прошедшие успешно стадию демонстрации и уже проникающие на рынок, такие, как методы управления режимами сжигания для подавления образования  $\text{NO}_x$ , избирательное каталитическое восстановление  $\text{NO}_x$ , ЦКСД и др.

## **5. ОЧИСТКА ДО СЖИГАНИЯ**

Технологии предварительной очистки до сжигания могут быть основаны на методах физической и глубокой химической очистки. Физические методы очистки основаны на использовании различий в физических свойствах углеобразующих мацералов и минералов, позволяющих разделять органические и минеральные части топлива. Могут использоваться различия в таких физических свойствах, как твердость, плотность, поглощение излучений (света, рентгеновских лучей, радиоволн), магнитная восприимчивость, смачиваемость и др.

Традиционные методы физической очистки обеспечивают удаление до 30% серы. Для углей с большим содержанием пиритной серы это значение может достигать 50%. Химические методы очистки основаны на промывке угля реагентами и экстракции растворителями. Химическая десульфуризация достигается различными методами в зависимости от формы присутствия серы: пиритная, органическая или обе вместе.

К сожалению, большинство используемых реагентов воздействуют только на пиритную серу  $\text{FeS}_2$ . Органическая сера входит в число компонент угля преимущественно в гетероциклической форме:  $\text{—CH—S—CH—}$ . Требуется сильное реагентное воздействие для разрыва связей органической серы с углеводородными группами и ее последующего удаления. В этом процессе крайне важно обеспечить минимально возможное разрушение угольных макромолекул. Поэтому химическая реакция должна происходить в таком диапазоне температур и давлений, которые позволяют удалить серу без разрушения самой структуры угля. Так как процесс термического разложения для большинства углей

начинается при 350-400°C, очевидно, что эта температура должна рассматриваться как верхний допустимый предел диапазона протекания процессов химической очистки угля без существенной потери угольной массы, и, как следствие, без уменьшения количества тепла при сжигании.

Сегодня разработано несколько методов, обеспечивающих 40-50% удаление органической серы без значительной потери угольной массы. Наиболее эффективной является промывка в водных растворах NaOH и Ca(OH)<sub>2</sub> при 300-400°C, которая в сочетании с предварительным углеобогащением приводит к удалению пиритной серы и позволяет снизить содержание серы в угле до допустимого уровня в 15 кг на 1 т.т.

Хорошие результаты обеспечивает десульфуризация паром при 350-450°C с предварительным окислением угля воздухом при 300°C. Степень удаления серы, достигнутая в настоящее время с помощью данного метода, составляет 66%, хотя потенциально она должна достигать 90%. К сожалению, этот процесс сопровождается ощутимыми потерями топливно-органической массы.

## **6. ПОДАВЛЕНИЕ ОКСИДОВ АЗОТА НА СТАДИИ СЖИГАНИЯ**

Известны и широко применяются несколько методов уменьшения и подавления образования оксидов азота при сжигании топлива, среди них:

- ✓ *уменьшение нагрузки*
- ✓ *сгорание при недостатке воздуха*
- ✓ *ступенчатое сжигание*
- ✓ *рециркуляция отходящих газов*
- ✓ *дожигание топлива.*

**Уменьшение нагрузки.** Хорошо известно, что работа при пониженной нагрузке уменьшает теплоотдачу на единицу объема или площади, в результате чего снижается температура пламени и количество образующихся термических оксидов. Уменьшаются также скорости смешения топлива и воздуха, и это может привести к понижению выделения NO<sub>x</sub> из связанного в топливе азота.

Минимальная нагрузка зависит от конструкции горелки и топки и от состава топлива. Для топочных агрегатов с сжиганием пылевидного угля в спутном потоке типовой коэффициент снижения нагрузки лежит в пределах от 2:1 до 2,5:1 для всех применяемых на практике горелок. Дальнейшее снижение нагрузки достигается путем отключения некоторых горелок.

Следует отметить, что подавление  $\text{NO}_x$  путем снижения нагрузки обходится дорогой ценой. Снижение производительности котла на 50%, по существу, вдвое повышает капитальные затраты на производство тепла. Однако большинство энергетических компаний обычно работает при избытке установленной мощности, так что пиковые потребности удовлетворяются без получения энергии из сети. Один из подходов к регулированию образования  $\text{NO}_x$  в системе со многими котлами состоит в том, чтобы все котлы работали с постоянной недогрузкой вместо того, чтобы некоторые из них работали с полной нагрузкой, а другие были бы полностью отключены.

**Сжигание при недостатке воздуха.** Котлы обычно работают при избытке поступающего воздуха для того, чтобы обеспечить полноту сгорания и избежать сильного образования  $\text{CO}$  и сажи. С уменьшением доступа воздуха в зоне пламени уменьшается доля кислорода и благодаря этому сокращается образование как термических, так и топливных оксидов. Работа при недостатке воздуха часто соответствует такому соотношению между количеством топлива и кислорода, при котором интенсивно образуется дым. Помимо уменьшения образования  $\text{NO}_x$  при недостаточной подаче воздуха понижаются объемы газового потока, благодаря чему сокращаются потери энтальпии с дымовыми газами и повышается КПД котла. Следовательно, регулирование образования  $\text{NO}_x$  путем сокращения подачи воздуха потенциально уменьшает затраты.

При этом возникают, однако, следующие проблемы:

- ✓ Появление дыма, увеличение выделений  $\text{CO}$  и углеводородов и уменьшение эффективности сгорания, если подача воздуха тщательно не контролируется по всему циклу работы котла.
- ✓ Пламя прижимается к стенкам топки, поскольку при недостатке воздуха длина факела пламени удлиняются.
- ✓ При сжигании некоторых видов угля происходит зашлаковывание топки.

**Ступенчатое сжигание.** На первой стадии процесса в некоторых или всех котлах объем воздуха поддерживается на уровне меньшем, чем стехиометрический объем. На последующих стадиях процесса добавляется дополнительный воздух. В результате происходит снижение температуры сгорания и образование восстановительной среды, в которой подавляются вредные оксиды. Для полного окисления топлива дополнительный воздух вводится в зону повторного нагрева с помощью добавочных форсунок (рис. 3).

Такой же эффект достигается многоступенчатой подачей окислителя по всей протяженности зоны сжигания, в результате увеличивается время сгорания при более равномерном распределении температур вдоль газового потока.

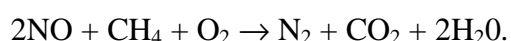
Ключевыми факторами, ограничивающими применение двухступенчатого сжигания, являются коррозия и зашлаковывание. Стенки, отделяющие нагреваемую воду от пламени, изготавливаются из стальных сплавов, которые при определенных условиях корродируют. В восстановительной среде не возникает оксидный слой металла, обычно покрывающий поверхность труб, из-за чего и возникают условия для их коррозии.

Зашлаковывание возникает из-за понижения температуры плавления золы в восстановительной атмосфере. Поэтому в топке, которая в нормальных условиях не зашлаковывается, проблемы шлакообразования возникают при работе с недостатком воздуха или при появлении в топке восстановительной атмосферы. Чтобы избежать зашлаковывания и коррозии в нижней части котла, компания "Фостер-Уиллер" предложила подавать дополнительный воздух через специальные вводы, примыкающие к стенкам топки. Иногда возникают также дополнительные проблемы, связанные с увеличением количества образующегося СО.

**Рециркуляция отходящих газов.** Выравнивание распределения температур и исключение высокотемпературных зон в топке также достигается рециркуляцией дымовых газов и впрыском в зону сгорания воды или пара (рис.4). Так как в горелки подается частично разреженный воздух, концентрация кислорода у основания пламени понижена, поэтому понижена и температура всего пламени. Это оказывает существенное влияние на образование термических оксидов, но мало воздействует на топливные. Поэтому рециркуляция дымовых газов дает более лучшие результаты применительно к топливу с низким содержанием азота, чем с высоким.

Применение рециркуляции газов для управления образованием NO<sub>2</sub> в модернизируемых котлах старой конструкции представляет сложную проблему. Стоимость вентиляторов, увлажнителей, коллекторов пыли, равно как и стоимость переделки элементов котла для установки нового оборудования может быть существенной.

**Дожигание топлива.** Известно, что образование NO<sub>x</sub> подавляется введением в зону конца пламени частиц углеводородов. На самом деле имеет место не подавление образования оксидов азота, а, скорее всего, их восстановления в присутствии метана на основе следующей реакции:





Данная реакция лежит в основе процесса "внутритопочного восстановления  $\text{NO}_x$ ", осуществляемого за счет ввода в конец зоны горения природного газа в количестве пропорциональном содержанию образовавшихся оксидов. В принципе помимо метана в зону пламени может вдуваться и пылевидный уголь, в случае если он содержит достаточное количество летучих соединений, включая метан и газообразные углеводороды, способные проявлять восстановительные свойства.

На рис.5 принцип показан принцип реализации дожигания топлива в большом котле. Топливо подается в котел через горелки двух типов. Две нижние горелки, через которые поступает до 90% топлива, могут быть обычной конструкции, хотя лучше, если они спроектированы так, чтобы контролировать образование  $\text{NO}$ . Верхний ряд горелок - специального типа для впрыска лишь одного топлива. Данная конструкция котла и расположение горелок обеспечивают восстановление образовавшихся в нижних горелках оксидов азота ( $\text{NO}$ ) в результате их взаимодействия с углеводородными частицами, введенными через верхние горелки. Недостающий для полного окисления воздух вводится над верхними горелками.

Опыт показывают, что в промышленных установках за счет ввода дожигающего топлива возможно снизить концентрацию  $\text{NO}_x$  в дымовых газах от 60 до 100 ppm в зависимости от вида угля.

## **7. СВЯЗЫВАНИЕ СЕРЫ В КАМЕРЕ СГОРАНИЯ**

Значительная часть (от 5 до 15%) диоксидов серы в отходящих газах обычно реагирует со щелочными элементами угля и золы, благодаря чему сера связывается и удаляется вместе с золой. Доля серы, удаляемой таким способом, зависит от степени щелочности угля и золы.

Степень связывания серы можно увеличить за счет подачи в топку дополнительного количества серосвязывающих веществ, как правило, гашеной извести или известняка.

Для введения связывающих материалов в топку и их последующего удаления естественно требуется дополнительное оборудование.

Чаще всего используется известняк, вводимый в топку вместе топливом. Тогда известняк попадает в зону пламени с температурой от 2000 до 2300 К, которая, помимо того, что она выше, чем требуется для разложения сульфата кальция, вызывает так называемое "мертвое горение" извести. Это связано с образованием эвтектической смеси окиси кальция с не кальцинированным углеродом. Эта смесь затем плавится и образует очень плотную

структуру без пор, которая останавливает диффундирование диоксида серы в твердые частицы.

Из-за такого неэффективного использования известняка и проблем загрязнения котлов, никогда не удавалось успешно использовать данный процесс в крупногабаритных котлах с подачей топлива методом распыления. Были достигнуты только очень низкие уровни удаления диоксида серы - от 20 до 40%.

Однако в топках с кипящим слоем (смотри ниже), где температура гораздо ниже (1000-1100 К) и время пребывания адсорбента в камере намного больше, достигалось удаление до 90%  $SO_2$ . Успешной оказывается и введение извести в топку при сжигании лигнитов, в которых максимальная температура пламени не превышает 1420 К и время пребывания газа в топке больше, чем при сжигании битуминозных углей. Неиспользованный СаО способствует также цементации золы.

Большая степень связывания серы может быть достигнута в котлах с многоступенчатым сгоранием, поскольку, благодаря многоступенчатой подаче воздуха в нижней части факела возникает восстановительная среда и устанавливается сравнительно невысокая температура. Поэтому введение поглощающего серу известняка в такую богатую топливом восстановительную зону, приводит к повышению эффективности его использования, благодаря образованию сульфида кальция как переходного соединения, преобразуемого затем в сульфит.

## **8. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ СЖИГАНИЯ**

Можно выделить три различающихся принципа организации процесса сжигания: в стационарном слое на колосниковой решетке, в кипящем слое и в спутном потоке. В верхней части рис. 6 изображены схемы, отражающие важные характеристики рассматриваемых процессов.

Важно отметить, что скорость движения газов в данных процессах (на рис.6 слева направо) возрастает от 0,5 м/сек для случая сжигания на колосниковых решетках до почти 25 м/сек при сжигании в спутном потоке. Скорость газов на рис. 6 увеличивается слева направо, тогда как размеры частиц подаваемого топлива уменьшаются (от 50-100 мм для стационарного слоя до значений менее 100 мкм для спутного потока).

Далее рассмотрим процессы сжигания в традиционном кипящем слое (КС) и в циркулирующем КС (ЦКС), которые меньше загрязняют окружающую среду, чем обычные топки с перемещающимися колосниковыми решетками. Будет рассмотрено также

сжигание с жидким шлакоудалением, направленное на удаление минерального остатка и серы, а также сжигание топлива в виде водоугольных и углемазутных суспензий.

Разработанные перспективные технологии сжигания в первую очередь различаются по организации сжигания. В частности внимания заслуживают следующие процессы сжигания:

- ✓ *пылевидного угля (ПУ) в спутном потоке при атмосферном или избыточном давлении*
- ✓ *в кипящем слое при атмосферном давлении (КСА)*
- ✓ *в кипящем слое под давлением (КСД)*
- ✓ *в циркулирующем кипящем слое (ЦКС)*
- ✓ *с жидким шлакоудалением (ЖШ)*
- ✓ *водо- и мазутоугольных суспензий в спутном потоке (ВУС)*

### **8.1 СЖИГАНИЕ ПЫЛЕВИДНОГО УГЛЯ В СПУТНОМ ПОТОКЕ**

Данная технология в своей значительной части является основным и наиболее традиционным видом сжигания угля для различных применений. Применительно к производству электроэнергии котлоагрегаты СП обычно сочетаются с паровым циклом с докритическими параметрами пара: обычно 16 атм и 538 °С (или 566 °С) основного парового потока и 538°С (или 566 °С) для вторичного пароперегрева. Такой цикл, как правило, реализуется для котлоагрегатов с единичной мощностью 300-600 МВт, для котлоагрегатов меньшей единичной мощности (100-200 МВт) применяется пар более низкого давления.

Говоря о перспективных технологиях КС, в первую очередь речь может идти о паровом цикле на сверхкритических параметрах, получившем распространение в ряде развитых стран. Стандартные параметры пара – 24 атм. и 538°С (или 566°С) для основного пара и 538°С (или 566°С) для вторичного пароперегрева. Последние достижения в создании новых металлах и сплавах позволили промышленным установкам несколько поднять температуру пара (до 593°С или 600°С) повысить КПД на 2-5%.

Что касается стоимости усовершенствованного цикла со сверхкритическими параметрами пара, то она всего на 2-5% выше, чем со стандартным докритическим циклом, в основном за счет большей толщины стенок трубок парового контура. Однако за счет более высоких

КПД и меньших габаритов котла, стоимость производства электроэнергии в сверхкритическом цикле сопоставима с производимой в традиционном цикле.

В последнее время ведутся разработки топок по сжиганию пылевидного угля при повышенном давлении с целью прямого использования энтальпии продуктов сгорания в высокотемпературной газовой турбине. Поэтому выбор давления подгоняется под требования турбины, превышая, как правило, 16 атм. Разработчики стремятся также иметь температуру дымовых газов на уровне 600-1700°C, с тем чтобы достичь условий жидкого шлакоудаления. С целью предохранения стенок топки от разрушения при столь высоких температурах и от агрессивного воздействия жидкого шлака поверхности они обкладываются жаропрочной керамикой.

Во многих элементах данная технология весьма схожа с технологией сжигания угля в кипящем слое под давлением, рассмотренной ниже. Что касается поведения жидкого шлака, то здесь наблюдается аналогия с топками с жидким шлакоудалением (см. ниже). В части технической зрелости данная технология находится на демонстрационном уровне, первые промышленные образцы появятся, скорее всего, после 2010 г.

## **8.2. СЖИГАНИЕ В КИПЯЩЕМ СЛОЕ**

Топки для сжигания в кипящем слое привлекли внимание специалистов в начале 60-х годов как эффективное средство для использования с высокой рентабельностью дешевых местных видов низкокачественного твердого топлива. Позднее были обнаружены другие преимущества сжигания угля в КС, связанные с возможностями сокращения выброса в атмосферу оксидов серы и азота. По этим причинам в последние годы во всем мире стала расти популярность топок, камер сгорания и котлоагрегатов с кипящим слоем.

В типовой топке КС (ТКС) жидкое или газообразное топливо или топливо вместе с инертным материалом поддерживается во взвешенном состоянии подачей воздуха в нижнюю часть камеры сгорания со скоростью 1,5-2 м/сек (схема В на рис.6).

Из-за высокой скорости смешивания тепловыделение происходит равномернее по объему камеры и при существенно более низких температурах, чем в топках с механической загрузкой или в топках с пульверизацией. При невысоких температурах (850-930°C) не возникает проблем, связанных со спеканием и ошлакованием. ТКС не требуют предварительной сушки и размола угля, предварительного подогрева дутья или использования поддерживающего топлива для возбуждения и стабилизации пламени.

Основное преимущество КС связано с возможностью непосредственной очистки продуктов сгорания в самой камере, чем обеспечиваются высокие экологические стандарты. Это в первую очередь касается оксидов серы. Для этого в кипящий слой вводятся добавки известняка, извести, доломита, которые связывают серу, содержащуюся в угле. Известняк ( $\text{CaCO}_3$ ) в топке сначала превращается в известь ( $\text{CaO}$ ), которая затем, вступая в реакцию оксидами серы, образует сульфат кальция ( $\text{CaSO}_4$ ). Степень связывания серы очень велика (достигает 90%) и остаточное содержание оксидов серы в дымовых газах не превышает 200-400 мг/м<sup>3</sup>. Степень связывания серы определяется следующими параметрами:

- ◆ молевым отношением Ca/S (обычно около 2-3)
- ◆ температурой (оптимальная температура 800-900°C)
- ◆ давлением
- ◆ временем существования газа
- ◆ размером частиц и
- ◆ типом связывающего реагента

Из-за низких температур в ТКС образуется очень мало термических оксидов азота. Для уменьшения образования топливных оксидов применяется многоступенчатое сжигание. При этом только часть требуемого для полного сгорания топлива воздуха подается в топку на первой стадии, последующие порции воздуха подаются на второй или третьей стадии в частично освободившуюся от топлива камеру.

Что касается топливных оксидов азота, то их образование может заметно подавляться организацией многоступенчатого сжигания. В результате двух процессов обычно концентрация оксидов азота в дымовых газах ТКС не превышает 200 мг/м<sup>3</sup>.

Однако помимо экологических, сжигание в КС имеет и другие преимущества. Как отмечалось, в КС скорость потока газа относительно твердых частиц очень высока, что способствует интенсификации процесса сгорания. В результате тепловая эффективность ТКС достигает высоких значений - до 3 МВт на единицу площади сечения топki. Во многих ТКС в камеру помещаются три слоя теплообменных труб, теплообмен с которыми происходит очень интенсивно. Единичная мощность современных промышленных ТКС уже 250 МВт(эл), в процессе освоения находятся и более крупные агрегаты.

Наконец, следует указать на преимущество ТКС, заключающееся в возможности использования углей низкого качества – слабо реактивных, высокозольных и

высоковлажных, а также практически любых горючих отходов. Поэтому ТКС получают широкое распространение для утилизации различных бытовых отходов.

К недостаткам ТКС относится необходимость значительной очистки уносимого потока от частиц (однако этот недостаток может быть устранен, например, установкой циклона на пути выноса газа). Другой недостаток - трудность создания и поддержания равномерного КС в больших топках. Поэтому имеются ограничения в размерах единичных агрегатов. Кроме того, абразивные свойства частиц в КС приводят к эрозии поверхности теплообменных труб.

### **8.3. СЖИГАНИЕ В КИПЯЩЕМ СЛОЕ ПОД ДАВЛЕНИЕМ**

Технология КС применима не только при атмосферном, но и при повышенном давлении. Имеются важные преимущества, связанные с повышением давления в камере. Концентрация кислорода повышается пропорционально росту давления, следовательно, растет интенсивность сгорания топлива и тепловая напряженность камеры. В более плотной среде увеличиваются коэффициенты теплообмена между газом и поверхностями нагрева. Это позволяет уменьшить размеры теплообменных поверхностей и сделать ТКС более компактными. Наконец, сжигая топливо в ТКС с повышенным давлением, можно направить продукты сгорания в газовую турбину для выработки дополнительной электроэнергии. После газовой турбины продукты сгорания сбрасываются в обычный паровой котел, вырабатывающий пар для паровой турбины. Такая комбинированная парогазовая установка может по сравнению с традиционной паровой турбиной повысить КПД на 25-30%. Правда, для реализации такой схемы надо очищать горячие газы, выходящие из ТКС, от пылевых частиц, что является сложной и до конца не решенной проблемой.

### **9.4. СЖИГАНИЕ В ЦИРКУЛИРУЮЩЕМ КИПЯЩЕМ СЛОЕ**

В котлах с циркулирующим кипящим слое (КЦКС) используются высокие скорости подачи воздуха, что вызывает разрыхление КС (схемы С и D на рис. 6). В КЦКС поддерживается высокая степень непрерывной рециркуляции большой массы топлива за счет разделения крупной и мелкой фракций топлива, сгорания последней в конвекционном потоке надслойного пространства, повторного использования несгоревшей крупной фракции. ЦКС по сравнению с КС характеризуется более высокой тепловой интенсивностью на единицу площади (до 8 МВт/м<sup>2</sup>) и большей производительностью единичного

парогенератора (до 100 т пара в час). Кроме того, ЦКС допускает сжигание твердого топлива с более широким фракционным составом.

При многоступенчатой подаче воздуха образуется плотный КС с восстановительной атмосферой в его нижней части, в которой в существенной степени подавляется образование  $\text{NO}_x$ .

В ТКС теплообменные поверхности размещаются обычно в самой камере, тогда как в ТЦКС они отделены от зон сгорания. Благодаря такой конструкции уменьшается эрозия поверхностей теплообменников.

В технологии ЦКС имеется четыре принципиальных компоненты (см. рис.7):

- 1) Камера сжигания, разделенная на две зоны разной поперечной площади, а именно:
  - ✓ нижнюю восстановительную зону, куда через решетку - распределитель подается воздух для первичного сжигания, в количестве меньшем, чем требуется для стехиометрического сгорания;
  - ✓ верхнюю окислительную зону, куда через соответствующие щели в стенках камеры поступает дополнительный вторичный воздух, необходимый для полного сгорания топлива.
- 2) Высокоэффективные циклоны горячего газа, облицованные огнеупорами и включенные последовательно с целью сепарации отходящих газов от горячих твердых частей выгорающего топлива и подачи их в выносной теплообменник.
- 3) Дополнительный выносной теплообменник, обеспечивающий конструктивное разделение процесса сжигания топлива от процесса теплопередачи, за счет чего достигается более согласованная тепловая нагрузка.
- 4) Традиционные конвективные теплообменные поверхности парогенератора на горячих газах из верхней части циклона, а также подогреватель воздуха.

В настоящее время на рынке известны четыре основных типа топок с ЦКС фирм Lurgi, Battele, Ahlstrom и Stone-Webster (рис.8).

Котлы, разработанные фирмами Lurgi и Battele, имеют определенное сходство, включая выносной теплообменник для получения теплоты за счет рециркуляции не полностью сгоревшего топлива. Подробная схема разработки фирмы Battele приведена на рис.8. Эта схема предусматривает возможность изменять соотношение количеств рециркулируемого холодного и горячего топлива, что позволяет регулировать температуру слоя и

стабилизировать пламя. В трех типах котлов пар генерируется в трубах, расположенных на стенках камеры (показаны жирными линиями).

Технология циркулирующего слоя обеспечивает высокие экологические показатели: дымовые газы содержат не более 200 мг/м<sup>3</sup> оксидов серы, 100 мг/м<sup>3</sup> оксидов азота и 20 мг/м<sup>3</sup> пыли. По сути дела ТЦКС не имеют ограничений по производительности единичных агрегатов. Фирма Lurgi с 1989 г. производит топки ЦКС тепловой мощностью 900 МВт с горячими циклонами и выносным зольным теплообменником. Агрегат имеет сдвоенные камеры сгорания с двумя циклонами на каждой. Широкое внедрение подобных агрегатов открывает новую главу технологии производства электроэнергии с высокой эффективностью и экологической приемлемостью.

#### **8.4. ТОПКА С ЖИДКИМ ШЛАКОУДАЛЕНИЕМ**

Подобная топка является перспективным устройством, обеспечивающим удаление нежелательной серы и минеральных веществ из угольного топлива до того, как оно введено в котлы или нагреватели. Несмотря на то, что топки данного типа преимущественно предназначены для реконструкции существующего старого оборудования, они также могут быть пригодными для создания новых средств переработки угля благодаря своей компактности и гибкости использования сырья. Уголь (либо в виде сухого пылевидного потока, либо в виде жидкостной пульпы) подается в топку обычными способами или в виде суспензии нагнетается под давлением через форсунки.

Топливо вводится радиально из центрального инжектора, тогда как воздух подается по касательной вдоль периферии топки. Взаимодействие воздуха, движущегося по окружностям, и частиц топлива, перемещающихся в радиальном и осевом направлениях, создает в итоге непрерывный воздушный поток вокруг горящих частиц. Этим достигается более быстрое и эффективное сгорание угля. В топке автоматически регулируется количество выделяемой золы, так как часть ее переплавляется в шлаки, которые удаляются вместе с сульфитами и сульфатами до поступления газов в котел или в зону теплопереноса.

#### **8.5. СЖИГАНИЕ ВОДОУГОЛЬНЫХ И УГОЛЬНО-МАЗУТНЫХ СУСПЕНЗИЙ**

Пылевидный уголь может подаваться в топку, как в сухом виде, так и в форме жидкостных суспензий на основе воды, масел (мазута) метанола и др.

Главные преимущества использования суспензий связаны с их текучестью, что обеспечивает возможность сжигания в топках, первоначально предназначенных для сжигания топливных масел (нефти). Именно поэтому интерес к сжиганию угля в виде



суспензий зависит от уровня цен на мировом рынке нефти: он растет с ростом цен на нефть и наоборот.

Важно, что водоугольная суспензия (ВУС) может быть закачена непосредственно в топку с повышенным давлением. Напротив, для загрузки в топку с избыточным давлением сухой угольной пыли требуются сложные питающие устройства. Наконец, еще одно преимущество использования суспензий состоит в технической возможности экономичной транспортировки суспензий по трубам на большие расстояния, например, непосредственно из лавы шахты к электростанции. В этом случае обычно подразумеваются ВУС, хотя во многих проектах обсуждаются возможности трубопроводной транспортировки угольно-метанольных суспензий.

В рассматриваемых процессах сжигания суспензий отсутствуют проблемы воспламенения и стабилизации пламени. Суспензии горят хуже, чем чистая нефть, но гораздо лучше, чем просто уголь. Могут возникнуть некоторые трудности с зольными остатками, если суспензии сжигают в котлах, спроектированных для сжигания мазута.

Так как для частиц угля необходимо более продолжительное нахождение в камере для полного сгорания, чем для капель мазута, летучая зола может содержать большее количество несгоревшего угля. Такие проблемы не возникают при сжигании углемазутных суспензий в хорошо сконструированных мазутных котлах.

Благодаря присутствию в ВУС воды температура адиабатического горения снижается, что приводит к уменьшению образования  $\text{NO}_x$ . Некоторый дополнительный эффект подавления  $\text{NO}_x$  создается благодаря уменьшению скорости сгорания из-за присутствия избыточной воды.

Ясно, что котел, питаемый суспензией, имеет потенциально меньшую тепловую эффективность. Но, тем не менее, можно ожидать расширения его применения в электроэнергетике, в особенности при модернизации существующих энергоагрегатов.

Положительный опыт транспортировки ВУС по трубопроводам уже имеется в США, Китае, России и Италии. В частности, в США в штате Огайо, с 1957 г. функционирует угольный трубопровод длиной 195 км и пропускной способностью 1,3 млн. т угля в год. С 1973 г. в эксплуатации находится угольный трубопровод длиной 493 км в местечке Black Mess. В России в эксплуатации находился трубопровод длиной 300 км из шахты в г. Белово, Кузбасс, на сопряженную электростанцию в Новосибирске.

## **9. КОМБИНИРОВАННЫЕ ПАРОГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ**

Ужесточение экологических требований как в части традиционных, так и парниковых атмосферных загрязнителей, а также необходимость обеспечения конкурентоспособности угольных энергетических технологий вызывают повышенный интерес к комбинированным угольным технологиям, характеризующимся повышенными значениями термического КПД, а тем самым и меньшим удельным потреблением топлива при производстве тепловой и электрической.

В основе концепции всех комбинированных технологий лежит идея сочетания двух циклов производства электроэнергии. Первый цикл осуществляется на продуктах газификации или сжигания углей, энтальпия которых срабатывается в газовой турбине. Второй - традиционный паросиловой цикл, осуществляется паром, генерируемым остаточной теплотой энергии продуктов сгорания.

Внимания заслуживают две принципиально различающиеся концепции комбинированного цикла, привлекающие перспективами достижения высоких значений КПД с одновременным уменьшением выброса загрязнителей, а именно:

✓ *КОМБИНИРОВАННЫЙ ПАРОГАЗОВЫЙ ЦИКЛ СО СЖИГАНИЕМ В КИПЯЩЕМ СЛОЕ ПОД ДАВЛЕНИЕМ*

✓ *КОМБИНИРОВАННЫЙ ПАРОГАЗОВЫЙ ЦИКЛ С ГАЗИФИКАЦИЕЙ УГЛЯ.*

**КПГЦ КСД.** В комбинированном парогазовом цикле с кипящим слоем под давлением (КПГЦ с КСД) уголь сжигается в кипящем/циркулирующем слое, рассмотренном выше. Пар вырабатывается в пучке труб, располагаемых непосредственно в кипящем слое, либо на стенках котла или в выносном теплообменнике. Пар генерирует электроэнергию в обычном паросиловом цикле, тогда как продукты сгорания под давлением направляются в газовую турбину, где, расширяясь, производят дополнительную электроэнергию, благодаря чему повышается КПД теплоэлектростанции (рис. 9).

Образование  $\text{NO}_x$  на таких станциях достаточно низкое, примерно такое же, как на обычных станциях, имеющих топку, снабженные горелками с низкой эмиссией  $\text{NO}_x$ . Более того, добавкой в кипящий слой известняка или доломита можно достичь 90% поглощения серы.

Можно отметить следующие особенности КПГЦ с КСД:

- перед поступлением продуктов сгорания в газовую турбину необходима их горячая очистка от пылевидных частиц;

- за счет повышенного давления и высокой степени турбулентного перемешивания достигаются высокая интенсивность сгорания и снижение габаритов камеры сгорания;
- станции могут комплектоваться стандартизированными модулями, что упрощает конструкцию и удешевляет их стоимость;
- модульность допускает постоянное наращивание мощности небольшими ступенями, что также сокращает время и стоимость ввода новых энергоустановок в эксплуатацию;
- отходы производства - сухие и твердые, поэтому они легко захораниваются или утилизируются.

Так как температура сжигания в котле ограничивается 850°C, то температура газов на входе в турбину не превышает 830°C. Это обстоятельство не дает возможности применять существующие более эффективные газовые турбины, позволяющие доводить температуру входящих газов до 1300-1500°C.

Проблема высокотемпературной очистки газов при 850°C – это другой камень преткновения. Применяемые сегодня для этой цели керамические фильтры (либо трубчатые, либо свечеобразные) ненадежны и не характеризуются длительным сроком службы.

В мире можно выделить шесть демонстрационных установок КППЦ с ЦКСД, промышленного масштаба, информация о которых сведена в Таблицу 4.

**Таблица 4.**  
**Характеристики установок КППЦ с ЦКСД промышленного масштаба**

Установка	Мощность, КПД	Место	Разработчик	Состояние	Технические детали
ТЭЦ Vartan	135 МВт(э) + 224 МВт(т)	Швеция, Стокгольм	ААВ Carbon	Пущен в 1989г.	Два модуля, когенерация
Escatron	80 МВт(эл).	Испания	ААВ Carbon		Модернизация, котел P200
Wakamatsu	71 МВт(эл), 37,5%	Япония	Н.д	Пущен в 1994	Котел P200
Tidd	70 МВт(эл)	Огайо, США	Н.д	Прошел тесты, законсервир.	Модернизация,
Охсаки	250 МВт(э) 41,5	Япония	Чугоки* Электрик Пауэр	1998	
Karita	360 МВт(эл), 42,8%	Япония	Harima Heavy* Industries (ИИ)	Пущен в 2001	Котел P800, ГТ-ГТ140Р, доб. известняка

Cottbus	48 МВт(эл) + 230 МВт(теп)	ФРГ, Котбус	ABB Carbon	1998	Котел Р200, турбина GT35P, когенерация
*По лицензии ABB Carbon					

Пока можно говорить об удельных капитальных затратах на уровне \$1150-1350/кВт, хотя можно ожидать снижение до \$ 800/кВт, если возрастут объемы реализации.

**Комбинированный парогазовый цикл с газификацией угля.** Комбинированный парогазовый цикл с газификацией угля (КПГЦ с ГУ) основан на частичном сжигании (окислении) угля в газификаторе под давлением при нехватке окислителя. В результате уголь превращается в топливный газ<sup>1</sup> - преимущественно водород и монооксид углерода, который после очистки может использоваться в парогазовом цикле, как обычное газообразное топливо (рис.10).

Процесс внутрицикловой газификации угля считается ключевым компонентом КПГЦ. Несмотря на то, что это давно освоенная технология, в течение последних десятилетий она переживает новое рождение в связи с растущими потребностями в синтетических моторных топливах и необходимостью использования углей в получающем широкое промышленное распространение парогазовом цикле. Поэтому в настоящее время в мире в процессе разработки и промышленного освоения находится целый ряд новых высокоэкономичных и экологически приемлемых газификационных процессов, отличающихся такими ключевыми признаками, как:

- системой подачи угля и окислителя;
- выбранным типом окислителя (воздух или кислород);
- температурой и давлением;
- продолжительностью пребывания угля в газификаторе;
- системой очистки газов;
- средствами удаления золы.

Как и в камерах сгорания, организация подачи топлива и окислителя в газогенераторах осуществляется различными способами: в стационарном (движущем слое), кипящем слое или в спутном потоке, если речь идет о ПУ. Принципы организации прохождения потоков здесь такие же, как для соответствующих по наименованию систем сжигания (см. рис. 6).

<sup>1</sup> Альтернативные названия: синтетический газ, синтез-газ, городской газ

В газификаторе стационарного слоя кусковой уголь, загружаемый в верхнюю часть камеры реактора, перемещается противотоком по отношению к потоку дутья, состоящему из смеси воздуха (или кислорода) и пара, подаваемого в нижнюю часть камеры. Толщина слоя угля поддерживается на уровне около 3 м, а общая продолжительность нахождения угля в реакторе варьируется в зависимости от реакционности угля от 1 до 10 часов, причем это время обычно с увеличением рабочего давления сокращается.

Соотношением объемов вдуваемого воздуха и пара регулируется уровень максимальной температуры в газификаторе. Этим определяется состояние золы - она может быть сухой или расплавленной.

Кроме вариантов с сухой или расплавленной золой, с одно- или двухступенчатой газификацией, газификаторы стационарного слоя могут отличаться давлением (атмосферное или повышенное), дутьем кислорода или воздуха, наличием или отсутствием обработки агломерированной золы. Примером перспективного газификатора стационарного слоя является газификатор Бритиш-Газ/Лурги с жидким шлакоудалением (БГ/Л). В 1994-2004 демонстративный образец БГ/Л прошел успешное тестирование на электростанции в Кентукки (США).

Газификатор с кипящим слоем (как атмосферного, так и повышенного давления), как камеры сгорания с аналогичными названиями, использует поддув воздуха или кислорода для организации кипящего слоя, образованного частицами топлива и золы. Температура процесса поддерживается в пределах 800-900°C, что ниже температуры плавления золы. Умеренная рабочая температура, большее время пребывания потока в реакторе и эффективное перемешивание обеспечивают 85-90% удаление из кипящего слоя серы в твердом виде путем добавления известняка или доломита так же, как в одноименных камерах сгорания. Примером газификатора с кипящим слоем является высокотемпературный газификатор Винклера.

В газификатор со спутным потоком уголь подается либо в виде сухой пыли либо водной суспензии. В зависимости от температуры в газогенераторе вывод минеральной части угля может быть осуществлен либо в форме сухой золы, либо расплавленного шлака. Горячий топливный газ вначале охлаждается в котле-утилизаторе для выработки пара, а окончательно охлаждается в системе холодной промывки, где он очищается от пыли, аммиака, сульфидов водорода и различных щелочных солей, вредных для газовых турбин. К сожалению, необходимость в охлаждении газа приводит к заметному снижению КПД цикла. Газификация в спутном потоке реализована в процессах «Техасо», «Доу» и «Шелл». Еще в 1987 г. в Хьюстоне, Техас, на комплексе компании «Шелл Ойл» была запущена

демонстрационная станция с ежедневным расходом 250-400 т угля. С 1994 года процесс Шелл применяется в Голландии на промышленной электростанции Демколек БВ мощностью 225 МВт (эл).

Останавливаясь на процессах газификации, применимых для внутрициклового работы в составе комбинированного парогазового цикла, можно выделить пять перспективных технологий, собранных вместе с их описаниями в таблице 5.

**Таблица 5.**

**Характеристики важнейших процессов внутрициклового газификации угля**

Процесс	БГ/Лурги	Винклер	Тексако	Доу	Шелл
Состояние	Полупромышленный	Полупромышленный	Промышленный	Промышленный	Промышленный
Достигнутая производительность: по углю, МВт (т) по газу, МВт (т) Общая для КППЦ ГУ, МВт (эл)	170	160	300	460	583
	153	132	1655	359	637*
	30	-	95	161	225**
Тип процесса	Движущийся/стационарный слой	Кипящий слой	Спутный поток ВУС	Спутный поток ВУС	Спутный поток ПУ
Дутье: Потребность в паре Потребность в кислороде	Пар и кислород	Пар, кислород	Кислород	Кислород	Кислород
	Малая	Умеренная	Не требуется	не требуется	малая
Вывод золы/шлака Температура выходн. газа, С° Давление, МПа	Очень малая Жидкий шлак	Умерен. Сухая зола	Максимальн. Жидкий шлак	Высокая Жидкий шлак	Высокая Жидкий шлак
	538	982	1316	1038	1427
	2-3	1-4	4,2		25-30
* Тяжелые остатки; ** - Установка Демколек					

Важный элемент всех КППЦ ГУ - это теплообменники с радиационными и конвективными поверхностями, в которых горячий топливный газ, охлаждаясь, генерирует насыщенный пар высокого давления.

Как следует из вышеприведенной таблицы, во всех технологиях газификационный блок, как правило, включает систему очистки газа от различных загрязнителей, в первую очередь твердых частиц и серы, причем последняя преобразуется в основном в сульфиды водорода, которые, в конечном счете, превращаются в чистую серу в установках Клауса.

Очищенный газ сжигается в газовой турбине. Отходящие из газовой турбины газы, направляются в паровой котел, питающий паровую турбину, которая вырабатывает дополнительную электроэнергию. В результате КПД комбинированного цикла с внутрицикловой газификацией угля достигает 43 и более процентов.

Подытоживая, следует указать на следующие специфические особенности КППЦ с ГУ:

- нечувствительность к качеству угля, возможность использования широкого класса топлив различного качества и фракционного состава;
- необходимость предварительной (горячей или холодной) очистки газов от частиц и серы перед газовой турбиной;
- высокая степень удаления оксидов серы (99%) и азота (40%);
- отсутствие необходимости в очистке дымовых газов перед их выбросом в атмосферу;
- возможность блочной комплектации станции стандартными модулями (100-200 МВт(эл)), что упрощает и удешевляет проектирование, установку и ввод в эксплуатацию новых мощностей;

Первая опытная установка КППЦ с ГУ, получившая наименование «Кул-Вотер», с газификатором типа «Техасо» (кислородное дутье, 4,2 МПа и температура в реакторе 1100°C) находилась в эксплуатации в 1984-1889 гг. в Калифорнии. Мощность установки - 94 МВт(эл), при мощности паровой турбины в 55 МВт(эл).

По-видимому, можно утверждать, что именно процесс «Техасо» получил наибольшее распространение для работы в составе КППЦ, будучи реализованным в 9 из 14 действующих в мире промышленных электростанциях на угле или тяжелых нефтяных остатках. В частности, «Техасо» установлен на самой крупной электростанции в мире использующей остатки вакуумной переработки нефти производительностью по синтез-газу 1654 МВт(теп), введенной в строй в Испании в 2004 г.

На сегодня в мире в эксплуатации находятся 14 электростанций КППЦ с внутрицикловой газификацией угля (5 установок) или нефтяных остатков (9 установок) для производства электроэнергии, а также в качестве побочного продукта - синтез-газа или теплоты. Суммарная производительность всех установок по газу составляет 9825 МВт (теп.), что

позволяет генерировать около 5300 МВт(эл) электроэнергии. Информация о пяти, представляющих для нас интерес промышленных угольных электростанциях, просуммирована в Таблице 6. Процессы КППЦ с ГУ весьма перспективны для реализации в теплофикационном режиме с целью когенерированной выработки тепловой и электрической энергии.

Таблица 7 дает сравнительную картину показателей пяти крупных действующих угольных электростанций промышленного масштаба. Цена электроэнергии рассчитана для условий США и ЕС при цене на уголь в 1,0 и 1,7 долл./ГДж, соответственно. Как видно из приведенных данных, в сопоставительном анализе КППЦ ГУ демонстрирует наилучшие экономические и экологические показатели, в частности применительно к ПГ. Перспективы внедрения на КППЦ ГУ системы горячей очистки и поднятия температуры газа перед газовой турбиной, по-видимому, позволят и далее улучшить показатели ЭЧУТ с внутрицикловой газификацией. Расширение масштаба строительства таких установок будет, безусловно, способствовать снижению капитальных затрат.

**Таблица 6.**  
**Характеристики промышленных установок с КППЦ с ГУ**

Название владелец	Страна, место	Технология газификации	Произ. по газу, МВт(т)	Мощность МВт(эл)	Год пуска
Демколек БВ	Нидерланды	Шелл	466	225	1994
Муниципалитет Индианы	США, шт.Индиана	Дестек	591	н.д.	1995
Элек.компания Тампа	США	Шеврон Тексако	455	250	1996
SUV& EGT	Чехия	Лурги, сухая зола	636	250	1996
Элкогаз	Испания, Пуэртоллано	Пренфло	599	317	1998
Источник: (WEC, 2000)					

**Таблица 7.**  
**Технические и экономические показатели чистых угольных электростанций**

Технология/ параметр	КПД, %	Удельные капзатраты, \$/кВт	Цена электр., \$/МВтч*		Удаление, %		Выбросы CO <sub>2</sub> , г/кВтч
			США	ЕС	SO <sub>x</sub>	NO <sub>x</sub>	
ПС: докритический и сверхкритический пар	35-42	1000-1150	32	39,4-43	90**	-	200-238
КСА	34-37	1000-1150	н.д.	н.д.	90-95	60	228-250
ЦКСА: докритический и сверхкритический пар	37-39	1000-1200	н.д.	н.д.	90-95	60	196-228



КПГЦ КСД: до- и сверхкритический пар	39-41	1150-1500	32-36	39-45	90-95	70	196
КПГЦ ГУ	40-43	1100-1500	31- 35	37-42	98-99	98-99	190-210
*При угле для США и ЕС 1 и 1,7 долл/ГДж; ** с сероочисткой Источник: (WEA, 2000) и IEA, 1997 с уточнениями автора							

## 10. ГИБРИДНЫЕ ЦИКЛЫ

Комбинированный гибридный цикл, называемый также "надстроечным" (по английски - topping cycle от слова top - верх, топтинг-цикл), объединяет в себе черты установок, основанных на газификации и сжигании угля. В основе гибридного цикла лежит принцип частичной газификации угля с целью превращения части его наиболее реакционной органики в топливный газ. При этом непрореагировавший и отсепарированный от газового потока коксозольный остаток направляется на дожигание в камеру сгорания с циркулирующим кипящим слоем либо атмосферного, либо повышенного давления. Интересно указать на то достоинство процесса, что поскольку при газификации отсутствует необходимость полного выгорания коксового остатка, то продолжительность пребывания угля в реакторе может быть существенно меньше, а уровень температуры ниже.

В настоящее время гибридные (надстроечные) циклы еще находятся на стадии исследований и разработок. Однако блоки, из которых они строятся (газификаторы, установки ЦКСА либо ЦКСД, оборудование комбинированного парогазового цикла) уже находятся в промышленной эксплуатации. Поэтому сегодняшняя задача состоит в интегрировании этих блоков в единый процесс для демонстрации технической зрелости и экономической конкурентоспособности всего цикла.

Схема гибридного цикла с камерами ЦКСА либо ЦКСД показана на рис. 11. В цикле выделяются четыре узловых блока, предназначенные для:

- 1) газификации сырого угля, состоящий из газификатора и соответствующих устройств загрузки угля и сорбента, а также удаления коксового остатка;
- 2) сжигания коксового остатка, состоящий из топки ЦКСА/ЦКСД и соответствующих устройств загрузки угля и сорбента, устройств удаления золы и обработки котельного оборудования;
- 3) производства электроэнергии в газотурбинном цикле;
- 4) производства электроэнергии в паросиловом цикле.

Воздух сжимается в компрессорной секции газовой турбины. Часть воздуха из компрессорной секции газовой турбины через дополнительные подкачивающие компрессоры направляется в газификатор с повышенным давлением, а в варианте с ЦКСД еще и в камеру сгорания. Остальной воздух используется для охлаждения лопаток турбины и затем поступает в камеру сгорания газовой турбины. Помимо угля в газификатор загружается еще известняк.

Горячий отходящий газ отделяется от кокса и золы с помощью огнеупорных циклонов и поступает в керамические свечные фильтры для окончательной очистки. Чистые горячие отходящие из фильтров газы направляются в камеру сгорания турбины, куда для частичного восполнения кислорода, необходимого для полного сгорания топливного газа подается дополнительное количество воздуха от компрессора. Горячие продукты сгорания из камеры сгорания турбины расширяются в газовой турбине для выработки электроэнергии. Теплота отработавшего газа регенерируется в котле-утилизаторе, после чего газы выбрасываются в атмосферу. Часть потока отходящих газов используется для сушки угля и дополнительно подаваемого сорбента.

Кокс и угольная пыль из системы газификации и угольная пыль из керамических фильтров подаются в топку ЦКСД (либо ЦКСД) вместе с дополнительным сорбентом. Теплота от сгорания кокса извлекается посредством теплообменников в ЦКС, а также в котле-утилизаторе на дымоходе отходящих дымовых газов.

Теплота, регенерируемая в котле-утилизаторе и теплообменных поверхностях КЦКС, используется для производства пара, генерирующего дополнительную электроэнергию.

## **12. ВАРИАНТЫ МОДЕРНИЗАЦИИ ДЕЙСТВУЮЩИХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

В настоящее время имеются реальные технические возможности для модификации существующих угольных теплоэлектростанций с целью значительного повышения их экономической эффективности с одновременным снижением выбросов загрязняющих веществ. Рассматриваемые ниже два варианта модернизации различаются по степени усовершенствования и модернизации оборудования станции.

Первый вариант предполагает переоборудование устаревших станций с установкой на них устройств, обеспечивающих сокращение вредных выбросов и удовлетворение экологических стандартов. При этом переоборудование станции осуществимо независимо, либо параллельно в трех ее секциях, именно: топливоподготовки, сжигания и очистки продуктов сгорания.

Оборудование, устанавливаемое для углеподготовки, обеспечивает углеобогащение путем обычной промывки, а также прогрессивными методами физической, химической и микробиологической очистки.

Предварительная подготовка угля перед сжиганием (промывка, приготовление суспензий) приводит к небольшому повышению эффективности непосредственно самой станции за счет уменьшения количества обрабатываемой минеральной части в цикле. При этом, однако, увеличивается стоимость загружаемого топлива. Переоборудование секции углеподготовки в основном направлено на расширение диапазона качества используемых углей.

В случае переоборудования секции очистки газа возникают определенные дополнительные потери в КПД станции (от 3 до 10%). Это, в частности, справедливо применительно к установке системы мокрой промывки газа с целью удаления оксидов серы.

Обычно установка очистных сооружений обходится дороже, чем переоборудование и переналадка самой секции сжигания с целью контролирования образования поллютантов в камере сгорания, а также применения жидкого шлакоудаления.

В основном, находят распространение методы переоборудования, не требующие больших производственных площадей, как, например, в случае установки известковой скрубберной сероочистки.

Второй вариант преследует цель существенного улучшения технико-экономических и экологических характеристик станции и предполагает коренную реконструкцию станции с заменой значительной части старого оборудования на более совершенные и эффективные технологии, среди которых наибольшие перспективы связываются с КППЦ ГУ, КППЦ КСД и топками КСА, ЦКСА, а также КСД и ЦКСД.

Все эти технологии были рассмотрены выше и, как отмечалось, за исключением атмосферных котлов кипящего типа КСА пока не получили коммерческого распространения, хотя некоторые прототипы КППЦ ГУ и КППЦ КСД реализованы в масштабе промышленного назначения. Котел с ЦКСД мощностью 265 МВт(эл) был успешно применен для переоборудования одного блока электростанции «Northside» во Флориде в начале 2003 г. Общая стоимость модернизации котла составила 310 млн. долларов.

При реконструкции действующей угольной станции существующий котел заменяется новым угольным газификатором или камерой сгорания с КС. В случае применения камеры сгорания повышенного давления перед газовой турбиной требуется установить также

системы очистки газа и регенерации теплоты. Желательно, чтобы остальное оборудование (устройства подачи угля, паровая турбина, генераторы электроэнергии) было также обновлено.

Внимания заслуживает опыт модернизации одного из старых блоков на угольной электростанции Wabash River в шт. Индиана. Обычный паровой блок был переоборудован на комбинированный парогазовый цикл на продуктах газификации угля. В качестве газификатора был применен процесс «Destec». Установка была введена в эксплуатацию в 1995 г., ее мощность - 250 МВт(эл).

Опыт модернизации установки был использован для разработки проекта новой КППЦ ГУ мощностью 1155 МВт(эл). По расчетным данным удельные капитальные затраты на рассматриваемую 1500 МВт установку составят 1066 долл., что почти на 500 долл. меньше, чем у прототипа. При этом установка будет удовлетворять всем экологическим требованиям, более того по удельным выбросам она будет заметно превосходить имеющийся прототип.

В целом можно утверждать, что, реконструкция действующих угольных блоков станции в конфигурации с парогазовым циклом и газификацией угля (газификатор - газовая турбина) потребует дополнительных инвестиций от 1100 до 1300 долларов США на каждый киловатт электрической мощности. Однако реконструкция с внедрением парогазового цикла с газификацией может повысить КПД угольной станции с 35% до более чем 40% и увеличить ее производительность на 50-150%. Поэтому, благодаря повышению производительности и КПД обновленной станции по сравнению со старой, цена электроэнергии повысится не более, чем на 0,2 цента за кВтч. Дополнительно эти затраченные средства позволят почти на 99% снизить выбросы оксидов серы, а также существенно сократить выбросы оксидов азота.

Если применить технологию с повышенным давлением в топке КС, то можно ожидать повышения КПД от 35 до 38% и повышения мощности на 50%. Капитальные затраты при этом несколько ниже (800-1000 долларов на кВт), но ввиду того, что производительность увеличивается в меньшей степени, чем при парогазовом цикле с газификацией, электроэнергия удорожается несколько больше - примерно на 0,4-0,6 центов за кВтч.

Реконструкция с применением сжигания в кипящем слое при атмосферном давлении не приводит к заметному повышению КПД станции, но зато достигается 10-15% возрастание мощности. Капитальные затраты не выше 700-900 долларов/кВт, но из-за относительно малого увеличения мощности повышение цены электроэнергии составляет 0,6-0,8 центов за кВтч (см. таблицу 8).



Таблица 8.

**Примерные технико-экономические и экологические характеристики модернизации традиционных угольных электростанций с пылеочисткой (цены в \$ 2000г.)**

Технология	КПД	Снижение выбросов SO <sub>x</sub> /NO <sub>x</sub> , %	Выходная мощность	Срок службы	Доп. затраты, \$/кВт	Удорожание цены электр \$/МВтч
<b>ТРАДИЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ</b>						
Обогащение угля	Малое увеличение	>30; Не влияет	Одинакова	Малое увеличение	Цена доп. топлива	2 - 3
Скрубберная сероочистка	Уменьш.	90 – 95,; Не влияет	Умерен. уменьшен.	Не влияет	180 - 200	9 - 11
<b>ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ</b>						
Перспект. очистка дымовых газов	Уменьш.	>90; Высокое	Малое уменьш.	Не влияет	175 - 190	10 - 12
Многоступенчатое сжигание с известняком	Уменьш.	50 – 60; Умерен.	Малое уменьш.	Не влияет	80 - 110	5 - 8
Топка предварительного сжигания с шлакоудалением	Малое уменьшение	50 – 90; Умерен.	Малое уменьш.	Малое увеличение	50 - 60	1 - 2
С дожиганием газа	Такой же	Не влияет; Умеренное	Не влияет	Малое увеличение	10 - 20	Зависит от цены газа
Водоугольная суспензия	Малое уменьш.	10 – 60; Не влияет	Малое уменьш.	Не влияет	20 - 50	11 - 23
Комбинированный парогазовый цикл с газификацией	Умеренное увеличение	95 – 99; Умеренное	50 - 150% увеличение	Умеренное увеличение	1100-1300	1 - 2
Циркулирующий кипящий слой под давлением	Не влияет	90 – 95; 60	50 - 70% увеличение	Умеренное увеличение	800-1000	2 - 4
Атмосферный (циркулирующий) кипящий слой	Не влияет	90 – 95; 60	10 - 15% увеличение	Умеренное увеличение	700 - 900	6 - 8

## Приложение 1

### Использование угля в Центральной Азии на рубеже веков

Центральная Азия как регион в целом является угле избыточной. При этом превышение объема производства угля над объемом его потребления за рассматриваемый период имело тенденцию к снижению. Если в 1992 г. оно составляло 37 %, то к 2000 г. его величина снизилась почти до 15 %.

За период с 1992 по 2000 гг. угольная индустрия стран ЦАР постоянно испытывала сокращение объемов производства, что нашло отражение в табл. П1. Добыча угля в целом по региону за эти годы сократилась со 134,1 млн. т. до 62 млн. т., т.е. более чем в 2 раза. Основная часть этого падения (почти 95 %) пришлось на республику Казахстан. По сути дела, кроме Казахстана лишь в Узбекистане осуществляется более-менее серьезная добыча угля. В Туркменистане уголь практически не используется.

**Таблица П 1**

**Добыча угля в Центральной Азии в 1992-2000 гг., млн. т.**

Страна, регион	1992	1995	1998	2000*	2005#	2010#	2015#	2020#
Казахстан	127	83,3	74,2	74,8	87,5	97,0	100	100
Кыргызстан	2,2	0,5	0,4	0,42		1,8		3,7
Таджикистан	0,2	0,03	0,02	0,02		1,8		2,2
Туркменистан	0	0	0	0	0	0	0	0
Узбекистан	4,7	3,1	2,5	2,5	5	7	7	7
Центральная Азия	134,1	87	73	78,2		105		110
Источник: До 2000 г. – данные национальных экспертов и оценки авторов; #- Гидроугольный сценарий проекта СПЕСА								

**Казахстан:** Республика является основным производителем и потребителем угля. Центрами угледобычи в республике являются Карагандинский и Экибастузский угольный бассейны. В Карагандинском угольном бассейне сконцентрировано 13 крупных угледобывающих предприятий, на которых осуществляется подземная добыча высококачественного угля.

Экибастузский бассейн является третьим по величине на территории бывшего СССР. На шахтах, расположенных на его территории добывается в основном суббитуминозный уголь, используемый затем на электростанциях. Экибастузские угледобывающие предприятия уже в основном приватизированы. В течение времени, прошедшего с обретения независимости, на долю угля в Казахстане приходится около половины суммарного объема потребления первичной энергии.

Несмотря на падение объемов добычи угля, Казахстан продолжает оставаться крупным экспортером твердого топлива на внешние рынки. Россия является одним из крупнейших импортеров казахстанского угля. Российские компании «Свердловскэнерго» и «Челябэнерго» являются главными потребителями суббитуминозных углей, поставляемых из Экибастуза.

Основными потребителями продукции угольной промышленности внутри республики являются тепловые электростанции. В структуре генерирующих мощностей, общая величина которых увеличилась за 1990 – 2000 гг. на 1,4 ГВт. (табл. П2) ведущую роль играют ТЭС на твердом топливе. На угольных ТЭС суммарной мощностью 12,44 ГВт производится сегодня более 70 % всего объема вырабатываемой в республике электроэнергии. Уголь для котельных используется в основном в Северном Казахстане.

**Таблица П 2**

**Установленная мощность электростанций Казахстана, ГВт (эл)**

Тип электростанций	Годы							
	1990	1995	1999	2000	2005	2010	2015	2020
Электростанции всех типов	16,77	17,94	18,13	18,13	19,14	21,52	22,81	25,77
В том числе ТЭС	14,04	15,72	15,91	15,91	17,75	18,67	19,62	22,26
Из них на: угле	10,76	12,44	12,44	12,44	12,44	13,52	14,19	16,35
мазуте	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
природном газе	3,04	3,04	3,23	3,23	4,07	4,91	5,19	5,67
ГЭС	2,1	2,1	2,22	2,22	2,3	2,76	2,96	3,14



В перспективе планируется довести мощности угольных электростанций до 13,52 ГВт к 2010 году и до 16,35 МВт к 2020 г.

**Республика Кыргызстан:** Несмотря на значительные балансовые (и разведанные) запасы угля на территории Кыргызстана, степень их вовлечения в хозяйственный оборот продолжает оставаться очень низкой. За период с 1992 по 2000 гг. объем добычи угля в республике снизился с 2,2 до 0,42 млн. т., т.е. более чем в 5 раз, а потребности в угле удовлетворялись за счет внешних закупок угля.

Угольная промышленность республики находится в настоящее время в сложном финансовом и технологическом положении. Практически все угледобывающие предприятия находятся на грани убыточности. Вместе с тем, вопросы повышения цен на другие виды энергоносителей (электроэнергии, мазут и т.д.), постоянное возрастание спроса на ТЭР определяют необходимость оживления работы и развития угледобывающих предприятий, вовлечения в разработку крупного месторождения Кара-Кече.

В республике функционирует Бишкекская ТЭЦ мощностью 50 МВт(эл), базовым топливом для которой являлся уголь. В настоящее время ТЭЦ переведена на мазут.

**Республика Таджикистан:** Объем добычи угля в Таджикистане на протяжении периода с 1992 по 1999 гг. был незначителен. При этом согласно статистическим данным внутренний спрос на уголь со стороны отраслей экономики и населения удовлетворялся в основном за счет твердого топлива, добытого на отечественных месторождениях. Важно отметить, что угольные электростанции в республике отсутствуют, и уголь главным образом потребляется котельными и населением для бытовых нужд.

**Республика Туркменистан:** В республике практически отсутствуют как сферы добычи, так и потребления угля.

**Республика Узбекистан:** За период с 1990 по 2000 гг. объем добычи угля в республике снизился с 6,5 до 2,5 млн. т., т.е. более чем в 2,5 раза. Запасы угля на территории республики сконцентрированы на Ангренском, Байсунском и Шаргунском месторождениях. Ангренское месторождение является крупнейшим в республике и обеспечивает основную часть потребности в угле, в частности полностью покрывает нужды электроэнергетики.

Согласно статистическим данным Узбекистан, несмотря на относительно большие объемы внутреннего производства угля, до 1997 г. включительно являлся его нетто-импортером, а в последние годы полностью удовлетворяет свои потребности в твердом топливе за счет собственной добычи.

Суммарная установленная мощность всех электростанций в 2000 г. составляла 11,7 ГВт, из которых 9,8 ГВт приходились на тепловые станции. Электрический сектор в основном ориентирован на использование природного газа (84,5%) при доле угля всего в 4,7%. В стране в эксплуатации находится единственная угольная электростанция – Ангренская ТЭС мощностью 484 МВт, характеристики которой приведены ниже в Таблице П3.

#### **Характеристики Ангренской угольной электростанции в Узбекистане**

Название	Мощность, МВт	КПД, %	Удельный расход топлива, г/кВтч	Выбросы, кг/ту.е.				
				CO <sub>2</sub>	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Пыль	Всего
Ангренская	484	35,6	345	1970	40,8	1,9	27,1	69,8

Помимо Ангренской ТЭС в строительстве находится еще один угольный блок мощностью 250 МВт, который будет установлен на действующей мазутной Новоангренской электростанции. Это позволит в 2005 г. поднять долю угольных ТЭС в тепловых электростанциях с нынешних 4,7% до 6,5%.

Согласно данным «Узбекэнерго», по-видимому, до 2010 г. года можно ожидать строительства еще одного угольного блока (Таблица П4). Дальнейшие планы по использованию угля в электроэнергетике связываются с переводом части существующих газовых электростанций на уголь (см. Таблица П4). Рост числа угольных блоков предполагает увеличение потребления угля до 5 млн. т к 2005 г. и далее до 12 млн. т к 2020 г. Поскольку прогнозная добыча угля к 2020 г. оценивается в 7 млн. т, для удовлетворения внутренних потребностей Узбекистан будет вынужден импортировать уголь.

**Таблица П4**

#### **Перспективы роста доли угля в электроэнергетике Узбекистана**

Годы	2000	2005	2010	2015	2020
Мощность ТЭС, млн. кВт	9888	11020	11555	11555	11555
Доля угольных ТЭС, %	4,7	6,5	9	12,06	17,5
Доля газовых ТЭС, %	84,2	83,2	80	72,2	71,2
Мощность угольных ТЭС, млн. кВт	463	716	1040	1395	

**МЕХАНИЗМЫ ОБРАЗОВАНИЯ АТМОСФЕРНЫХ ЗАГРЯЗНИТЕЛЕЙ**

Ниже кратко рассматриваются основные механизмы образования традиционных основных загрязнителей, в том числе:

- ✓ *летучей золы*
- ✓ *сернистых оксидов*
- ✓ *азотистых оксидов*
- ✓ *полициклических ароматических углеводородов и сажи*

**Минеральные частицы и летучая зола.** При сжигании и переработке твердого топлива его минеральные компоненты превращаются в золу и шлаки, которые выводятся из печей и камер сгорания. Прежде чем попасть в окружающую среду, преобразовавшиеся минеральные части достаточно долгое время находятся в топке и в газовом тракте парогенератора. Поведение золы в топке определяется не только исходным содержанием минеральных компонентов в топливе, но и условиями процесса сжигания. Например, при высоких температурах происходит плавление золы и образование жидкого шлака. В топке может происходить агломерация золы (слипание в вязкую массу), при этом стенки топки и газоходы покрываются шлаками, что резко ухудшает теплообмен в парогенераторе. Для управления этими процессами необходимо понимать механизм трансформации золы, который в полной мере еще не изучен.

Минеральная часть топлива существует в разных формах. В одной из них минерал полностью отделен от углерода и по существу представляет собой постороннее включение, которое легко может быть удалено при обогащении. В другой форме размеры частиц минеральных включений равны 2-5 мм. Они равномерно распределены по массе топлива и не могут быть отделены обычным раздроблением золы. Наконец, минералы могут быть представлены частицами на атомарном уровне либо в виде катионов, либо карбоксильных цепочек. Таким образом, говоря о поведении минеральных включений, необходимо иметь в виду, что оно сильно зависит от формы их существования в массе топлива.

При сжигании и высокотемпературной переработке топлива минеральные включения обычно разлагаются и плавятся. Они могут прилипать к поверхности частиц топлива или существовать отдельно в виде частиц микронных размеров. В время коксования и расщепления частиц топлива зольные частицы агломерируются и вырастают в размерах, сохраняя при этом в себе остатки углерода. В процессе выгорания имеет место также

трансформация коксовых фрагментов в частицы золы. Размеры и состав частиц золы зависит от золы, содержащейся в упомянутых фрагментах. Таким образом, можно утверждать, что размеры и состав летучей золы определяются фрагментированными образцами золы.

Во время сгорания коксовой частицы внутри ее объема выделяется большое количество теплоты, ее температура возрастает и даже может превысить температуру окружающих газов на сотни градусов. При высоких температурах зола плавится и даже частично испаряется. В частности, происходит испарение более летучих веществ, таких, как кремний, магний, кальций, железо.

Обнаружено, что такие летучие соединения, как соли натрия, цинка, мышьяка и сурьмы концентрируются преимущественно на частицах золы малых размеров, причем их концентрация обратно пропорциональна их диаметру или квадрату диаметра. В течение этого процесса летучие минеральные элементы концентрируются, в основном, на поверхностях частиц золы. Это может быть объяснено тем, что частицы золы практически не содержат углерода, а потому не горят. Поэтому их температура значительно ниже температуры горящих частиц и их более холодные поверхности служат центрами конденсации испаряющихся минеральных компонент.

Испарение менее летучих оксидов, таких как  $\text{FeO}$ ,  $\text{SiO}_2$ ,  $\text{MgO}$ ,  $\text{CaO}$  и других может быть в какой-то степени обусловлено локальными процессами восстановления, которые могут иметь место в многочисленных внутренних порах угольных частиц. В результате происходит образование более летучих компонент, например  $\text{SiO}$ , или полностью восстановленных железа, магния, кальция, покидающих частицу. Далее происходит их повторное окисление в объеме и последующая быстрая объемная конденсация, а позднее - коагуляция, в результате чего образуются мельчайшие субмикронные аэрозоли.

Субмикронные частицы особенно нежелательны, поскольку в них концентрируется больше всего вредных тяжелых элементов, и они практически не улавливаются современным фильтрующим оборудованием. Попадая в атмосферу, они могут глубоко проникать в дыхательную систему и вызывать серьезные легочные заболевания.

Накопленные в настоящее время данные свидетельствуют о том, что размеры зольных частиц, образующихся при сгорании пылевидного топлива, уменьшаются при повышении тонкости помола и уменьшении содержания золы.

На рис. П2/1 изображены преобразования минеральной массы угля при высокотемпературной переработке (сжигании, газификации).

**Оксиды серы.** Сера в топливе присутствует обычно в неорганической форме, часто в качестве компоненты  $\text{FeS}_2$  (пириты). Сера в органической форме является частью макромолекулы топлива и связана либо с углеродом коксового остова, либо с компонентами мобильной летучей фазы, покидающей углеродную структуру при термическом разложении угля. Эти формы изображены на рис. П2/2.

Чтобы понять возможности удаления серы до использования топлива, необходимо изучить эти формы. В левой части рис.П2/2 представлена пиритная сера, ее молекула изображена свободной, не связанной органическим веществом. Это означает, что если размеры кристалла пиритной серы не слишком малы, то ее можно сравнительно просто удалить, используя методы механического обогащения угля. Удаление органической серы гораздо труднее. В этом случае надо использовать химические методы десульфуризации. Наиболее трудно удалять серу из плотных гетероциклических структур. Чтобы разрушить такую структуру и выделить молекулы серы, используют очень крепкие и реактивные растворители. К сожалению, большая часть органической серы (около 70%) содержится в гетероциклической форме.

Существующие методы химической обработки в восстановительной среде не обеспечивают полного удаления серы. Поэтому наиболее эффективные сегодняшние методы удаления серы состоят в ее связывании непосредственно в процессе сгорания топлива. При избытке кислорода происходит окисление серы и переход ее в газовую фазу преимущественно в виде диоксида  $\text{SO}_2$  и в незначительных количествах в виде  $\text{SO}_3$ . Равновесные условия при температуре пламени способствуют образованию  $\text{SO}_2$ . Образование  $\text{SO}_3$  имеет место благодаря взаимодействию с моноатомным кислородом (О-радикалы), присутствующим в зоне горения, но его время жизни невелико. Большая часть  $\text{SO}_3$  образуется в результате каталитического окисления  $\text{SO}_2$ . Наиболее активные катализаторы - соли железа. Обычно только 2-5% серы окисляется до  $\text{SO}_3$ . Растворимость  $\text{SO}_3$  в воде, приводящая к образованию серной кислоты, велика.

Упомянутые оксиды серы могут быть связаны с помощью специальных реагентов, например, с помощью соединений щелочных и щелочноземельных металлов. Например, для этой цели используются недорогие известняк ( $\text{CaCO}_3$ ) или известь ( $\text{CaO}$ ). Они перемальваются и загружаются непосредственно в топку. Продуктами взаимодействия между  $\text{CaCO}_3/\text{CaO}$  и  $\text{SO}_x$  являются сульфат кальция ( $\text{CaSO}_4$ ) или его сульфит ( $\text{CaSO}_2$ ).

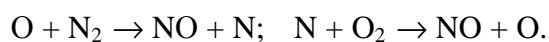
Надо заметить, что данный метод связывания серы эффективен лишь при использовании известняка тонкого помола. Если частицы известняка крупные, то образование сульфата

ведет к закупориванию пор известняка, что препятствует доступу  $\text{SO}_2$  к остальной поверхности, остающейся пассивной.

В случае недостатка окислителя продуктом связывания серы является сульфид кальция  $\text{CaS}$ , который может быть удален вместе со шлаками в циклонных устройствах.

Минеральные фракции некоторых видов твердого топлива содержат значительные количества оксидов щелочноземельных металлов, прежде всего кальция и магния. Во время сгорания эти оксиды совместно с добавленными компонентами, содержащими кальций, связывают серу. Поэтому топливо с такой формой содержания серы требует меньше реагентов для ее связывания.

**Оксиды азота.** На сегодня известны два основных механизма образования оксидов азота при сжигании ископаемого топлива. В результате окисления атмосферного азота при высоких температурах образуются так называемые термические оксиды азота. Механизм этого был впервые представлен Я.Б.Зельдовичем:



Специфика этих реакций состоит в том, что они являются цепными. Это означает, что продукт каждого предыдущего шага является исходным для следующего шага. Например, если в системе имеется один атом кислорода, то, взаимодействуя с молекулярным азотом, он производит атом азота. Последний в свою очередь, вступая в реакцию с молекулярным кислородом, производит атом кислорода. Таким образом, имеет место циклическое повторение реакций и самовоспроизводство необходимых реагентов.

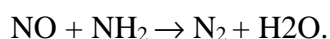
Образование термических оксидов  $\text{NO}_2$  становится заметным, начиная с  $1200^\circ\text{C}$ , и резко растет при дальнейшем повышении температуры. Поэтому эффективным методом предотвращения образования термических оксидов является ограничение температуры в камере сгорания. Температура может быть снижена разными способами, например ступенчатой подачей воздуха или топлива, рециркуляцией холодных продуктов сгорания (подачей их в факел), подачей в пламя водяного пара и др.

Другой источник образования оксидов азота - азот, содержащийся в самом топливе. Такие оксиды обычно называются топливными. Они образуются, начиная с  $750^\circ\text{C}$ , т.е. при значительно более низких температурах, чем термические оксиды.

Поэтому, если топливо сжигается при умеренных температурах, например, в кипящем слое, то преобладают топливные оксиды. Но их доля может быть заметной и при высокотемпературном сжигании, потому что содержание азота в угле весьма значительно (1-2%) и он трансформируется в оксиды.

Механизм образования топливных оксидов до конца не изучен. Согласно имеющимся представлениям, образование ряда азотосодержащих компонент с последующим переходом их в газовую фазу происходит на стадии пиролиза частиц. К этим компонентам относятся  $N_2$ ,  $NH_3$ ,  $HCN$  и различные жидкие вещества: амины и гетероциклические соединения. Часть азота остается связанной в кристаллической решетке образующегося полукокса. Освобождение до 20% топливного азота, преимущественно в виде  $HCN$ , происходит на начальных стадиях пиролиза при относительно низких температурах.  $HCN$  образуется также и на высокотемпературной стадии пиролиза из-за разложения высокомолекулярных соединений.

Количество азота, сохраняющегося в коксовых остатках, зависит от вида угля. Оно уменьшается с ростом температуры и согласно некоторым данным при температурах выше  $1900^{\circ}C$  происходит почти полное выделение азота из коксовых частиц. При температурах ниже  $1200^{\circ}C$  азот преимущественно концентрируется в смоляных остатках. Массовая доля азота, переходящая в летучие соединения, пропорциональна количеству образующейся смолы, то есть, зависит от качества угля и естественно уменьшается с ростом углефикации. Механизмы дальнейшего окисления азота, содержащегося в летучих соединениях и смоле, представляются различными. Летучие соединения подвержены параллельно последовательным превращениям, в процессе которых азот распределяется между молекулярной  $N$  и оксидной  $NO$  формами. Причина этого состоит в том, что одновременно с окислением азота в летучих соединениях кислородом и различными  $OH$ -радикалами происходит восстановление  $NO$  в реакциях с производными аммония  $NH_2$ :



Одновременно с реакциями в газовой фазе происходит гетерогенное окисление азота в коксе. Углерод кокса вступает в реакцию с образовавшимися оксидами азота, которые проникают в пористую структуру частиц, восстанавливая оксиды в молекулярный азот. Таким образом, коксовые остатки с одной стороны являются источником образования оксидов азота, а с другой стороны вызывают обратное превращение оксидов в молекулярный азот. Процесс восстановления окисленного азота углеродом представляется следующими реакциями:



Основные пути преобразования угольного азота представлены на рис.П2/3. Можно сделать вывод, что судьба топливного азота, в конце концов, также определяется условиями сжигания (температурой процесса, количеством окислителя, скоростью смешивания и др.).

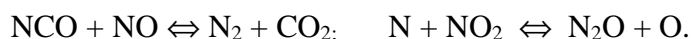
Таким образом, управляя условиями сжигания, можно в значительной степени регулировать образование оксидов азота.

Для решения этой проблемы необходимо иметь достоверные данные о кинетике отдельных стадий преобразования топливного азота и о процессах тепло- и массообмена в камере сгорания.

Например, в процессе многоступенчатого сжигания топлива важно, чтобы максимальное количество азота выделялось на первой стадии, когда топливо в избытке. Азот, сохраняющийся в коксовых остатках, будет далее окисляться на второй, более богатой кислородом стадии, наиболее благоприятной для образования  $\text{NO}_x$ .

Эта точка зрения подтверждается следующим. С уменьшением размеров частиц топлива в процессе многоступенчатого сжигания образование  $\text{NO}_x$  сокращается, так как при малых размерах частиц уменьшается время высвобождения связанного азота.

В настоящее время большую озабоченность исследователей вызывает выделение другого азотистого загрязнителя  $\text{N}_2\text{O}$ , образование которого происходит при следующих реакциях в газовой фазе:



Особенностью этого загрязнителя является большое время жизни в атмосфере, так как он не вымывается дождем. В то же время он не только представляет угрозу для здоровья, но разрушает озоновый слой и как  $\text{CO}_2$ , способствует развитию парникового эффекта.

**Полициклические ароматические углеводороды и сажа.** Существует широкий класс соединений, называемых полициклическими ароматическими углеводородами (ПАУ), в число которых входят такие загрязнители, как дибензантрацен, диметилбензантрацен, бензапирен, дибензапирен и др. Их нельзя вдыхать и их содержание в воздухе должно быть как можно меньшим. Сажа - менее вредный продукт сжигания и переработки топлива. Образование данных загрязнителей сильно зависит от условий сжигания и переработки. Так, если в плохо спроектированных установках с колосниковыми решетками для сжигания кускового угля нарушилась тяга, то летучие продукты, покидая горячую зону решеток, поступают в объем над решетками, где недостаток кислорода. Здесь они преобразуются во вредные соединения, которые, быстро охлаждаясь, закаляются и образуют ПАУ.

В основном, механизм образования ПАУ и сажи может быть объяснен так. Главным источником ПАУ являются высокомолекулярные соединения в летучих веществах, высвобождаемых из топлива при термическом разложении. При недостатке кислорода



происходит дальнейшее разложение продуктов пиролиза, в результате чего и низкомолекулярные соединения могут привести к дополнительному образованию ПАУ. Кроме того, в результате пиролиза некоторые летучие вещества образуют специфические соединения с кольцевой структурой, которые являются центрами образования сажи.

Дальнейшая судьба ПАУ и сажи может быть различной. Например, взаимодействуя с кислородом при высоких температурах, эти соединения окисляются и "погибают". Поэтому, окончательные концентрации ПАУ и сажи в продуктах сгорания зависят от условий смешивания топлива и окислителей, от времени нахождения частиц топлива в камере сгорания, от продолжительности соприкосновения их со стенками камеры, где они подвергаются охлаждению и закалке.

Содержание ПАУ в отходящих газах также сильно зависит от типа сжигаемого топлива. Для низкосортных видов топлива (торф, лигниты) оно невелико, достигает максимума для высоколетучих битуминозных углей и вновь снижается до малых количеств для антрацитов. Это объясняется конкуренцией скоростей двух основных процессов: образования ПАУ и их окисления.

## **ВЫВОДЫ**

Уголь является наиболее распространенным и доступным видом органического топлива широко применяемого во многих странах для производства электроэнергии.

Развитие чистых угольных технологий с низкими выбросами в атмосферу как традиционных атмосферных загрязнителей, таких как оксиды серы и азота, пылевидные частицы и др., так и парниковых газов, отвечающих за глобальное потепление климата, - открывает широкие перспективы расширению использования угля в глобальном и региональном масштабах.

Внедрение ЭЧУТ в странах Центральной Азии позволит углю занять достойное место в оптимальной структуре энергетического баланса, способствуя при этом повышению энергетической безопасности и разрешению проблем охраны качества атмосферного воздуха на локальном, региональном и глобальном уровнях.

Использование заложенных в Киотском протоколе Механизма Чистого Развития и Совместного Осуществления открывает новые возможности финансирования инвестиций в строительство высокоэффективных и высокоэкологичных чистых угольных технологий в ЦАР.

## **ЛИТЕРАТУРА**

Г.С.Асланян. Развитие чистых угольных технологий в США. Известия АН СССР, Энергетика и транспорт, No. 46, 1987 г., стр. 111-119.

Г.С.Асланян, Э.Э.Шпильрайн, В.А.Кузьминов. Твердое солнце земли. М., Наука, 1990 г., 176

Г.С. Асланян, С.Д. Молодцов, В.Л. Лихачев, Рациональное и эффективное использование энергетических ресурсов в Центральной Азии. Проект ЕЭК ООН «СПЕКА», 2002.

Г.С. Асланян, С.Д. Молодцов, Е.В. Надеждин Рациональное и эффективное использование энергетических ресурсов ЦАР, Энергетическая политика №3 и №4, 2004

Aslanian, G.S. Status report on clean coal technologies, Conf. on Clean Coal technologies, Cottbus, Germany, 1-5 April, 1991, pp. 140-204.

Aslanian, G.S. and Kouzminov, V.A. Clean Coal technologies: Options and State-of-the Art. International Conference on Environmentally Sound Coal technologies: Policy Issues and Options, Beijing, 2-6 Dec., 1991.

Aslanian, G.S. and Kouzminov, V.A. Clean coal in the world energy scene: promises and constraints. Perspectives in Energy, Vol. 1, pp. 319-328, 1991.

Takahashi, Masaki/ Technologies for reducing Emissions in Coal-Fired Power Plants. Energy issues. The World Bank, №14, 1999.508 p.

World Energy Assessment, UNDP, 2000

World Energy Council, Survey of Energy Resources, 2002.

## **СПИСОК ОБОЗНАЧЕНИЙ**

БР/Л – Бритиш газ/Лурги

ВУС- водо-угольные суспензии

ЖШ –жидкое шлакоудаление

КС- кипящий слой

КСА – атмосферный кипящий слой

КСД - кипящий слой под давлением

МЭС – Мировой Энергетический Совет

ЦАР - Центрально Азиатский регион

ЦКС – циркулирующий кипящий слой

ЦКСА – атмосферный циркулирующий кипящий слой

ЦКСД – циркулирующий кипящий слой под давлением

КПГЦ – комбинированный парогазовый цикл

КПГЦ ГУ - комбинированный парогазовый цикл с газификацией угля

КПГЦ КСД - комбинированный парогазовый цикл с кипящим слоем под давлением

ПГ - парниковые газы

ПАУ- полициклические ароматические соединения

ПС - пылевидное сжигание

ПУ – пылевидный уголь

ТКС – топка с кипящим слоем

ЭЧУТ – экологически чистые угольные технологии

## **Список рисунков**

Рис. 1 Возможные варианты предотвращения попадания в окружающую среду атмосферных загрязнителей, образующихся при сжигании угля

Рис.2 Примерная оценка эффективности различных технологий сокращения загрязняющих атмосферных выбросов азотных и сернистых соединений

Рис 3. Схематическое изображение возможностей подавления образования оксидов азота на стадии сжигания

Рис 4. Схема организации рециркуляции отходящих газов с целью подавления образования оксидов азота

Рис 5 . Схема реализации дожигания топлива с целью восстановления оксидов азота

Рис. 6 Различные принципы организации процесса сжигания угля

Рис.7 Схематическое представление компоновки топок с ЦКС

Рис.8 Детальная схема топки ЦКС конструкции Ваттелле

Рис 9. Схема комбинированного парогазового цикла с кипящим слоем под давлением

Рис. 10 Схема комбинированного парогазового цикла с газификацией угля

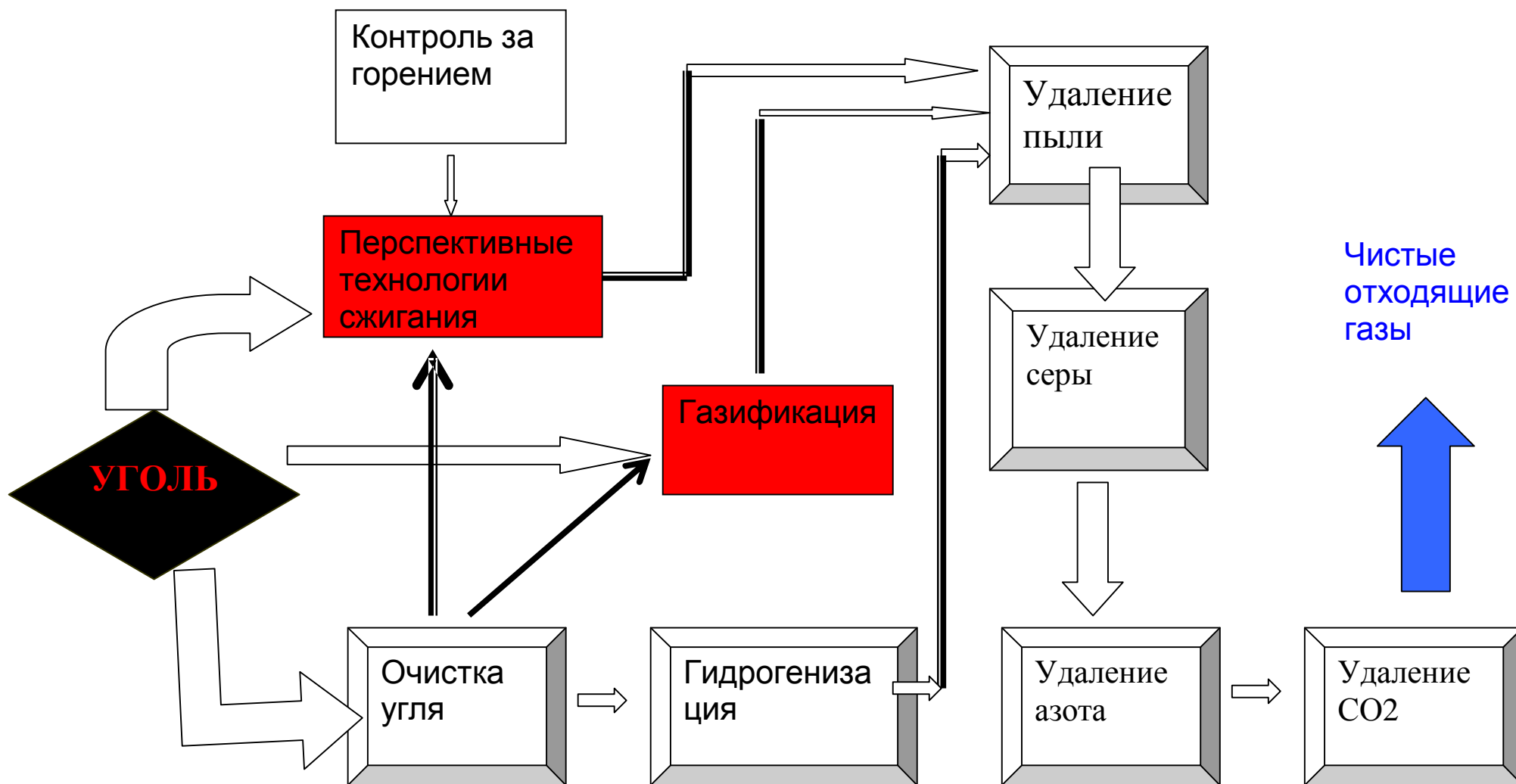
Рис. 11 Схема гибридного цикла с камерами ЦКСА либо ЦКСД

Рис. П2/1 Преобразования минеральной массы угля при высокотемпературной переработке угля (сжигании, газификации).

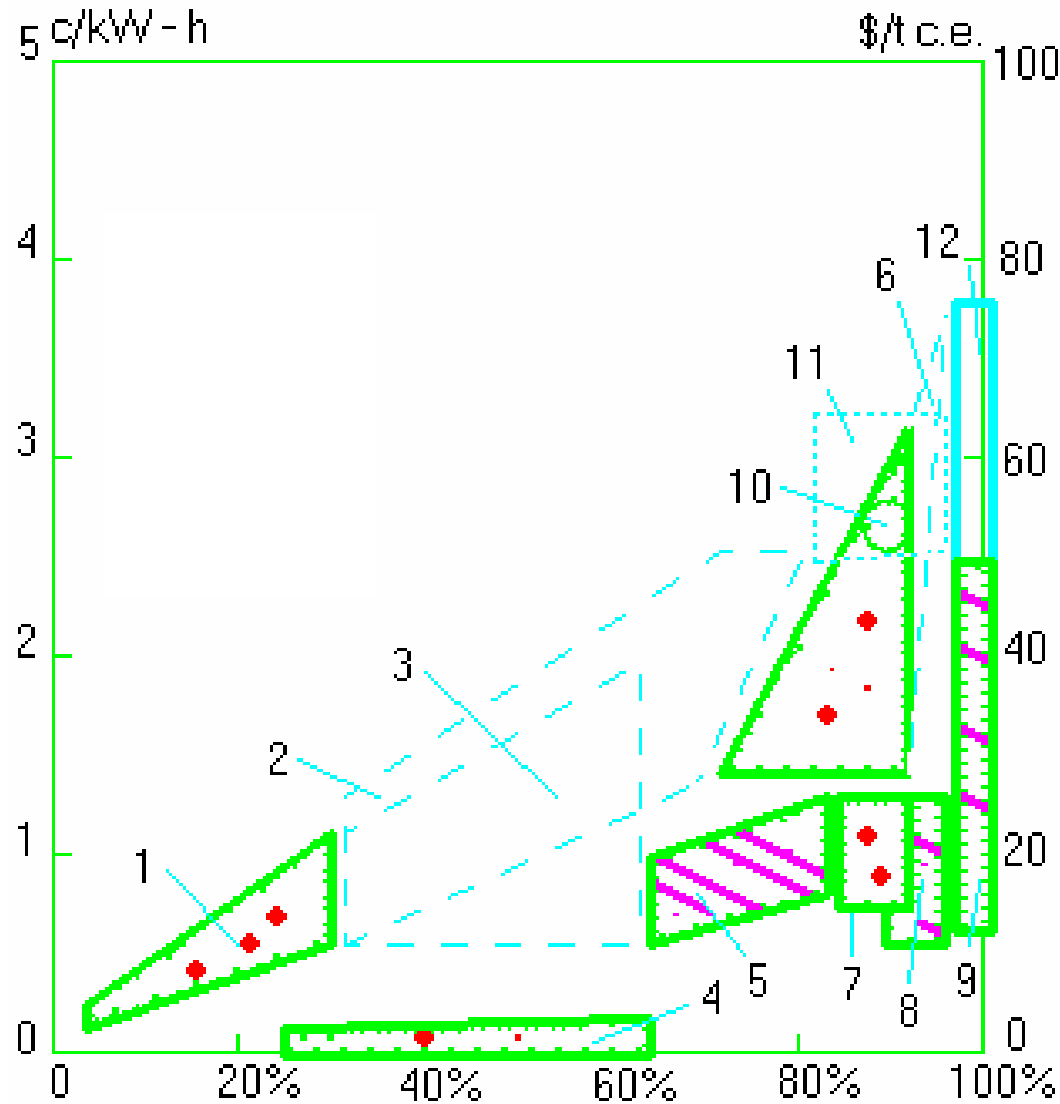
Рис. П2/2 Форма присутствия серы в угле

Рис. П2/3 Основные пути преобразования угольного азота

Рисунок 1. Возможные варианты предотвращения попадания в окружающую среду атмосферных загрязнителей, связанных с использованием угля



Примерная оценка эффективности различных технологий сокращения загрязняющих атмосферных выбросов азотных и сернистых соединений



1. Физическая очистка
2. Перспективная физическая и химическая очистка
3. Инжекция сухого абсорбента
4. Подавление образования Nox
5. Селективное каталитическое восстановление NOx
6. Сероочистка дымовых газов
7. КСА
8. КСД
9. КПГЦ ГУ
10. Электронно-лучевая очистка
11. СКВ Nox, + сероочистка дымовых газов
12. КПГЦ на природном газе

Схематическое изображение возможностей подавления образования оксидов азота на стадии сжигания

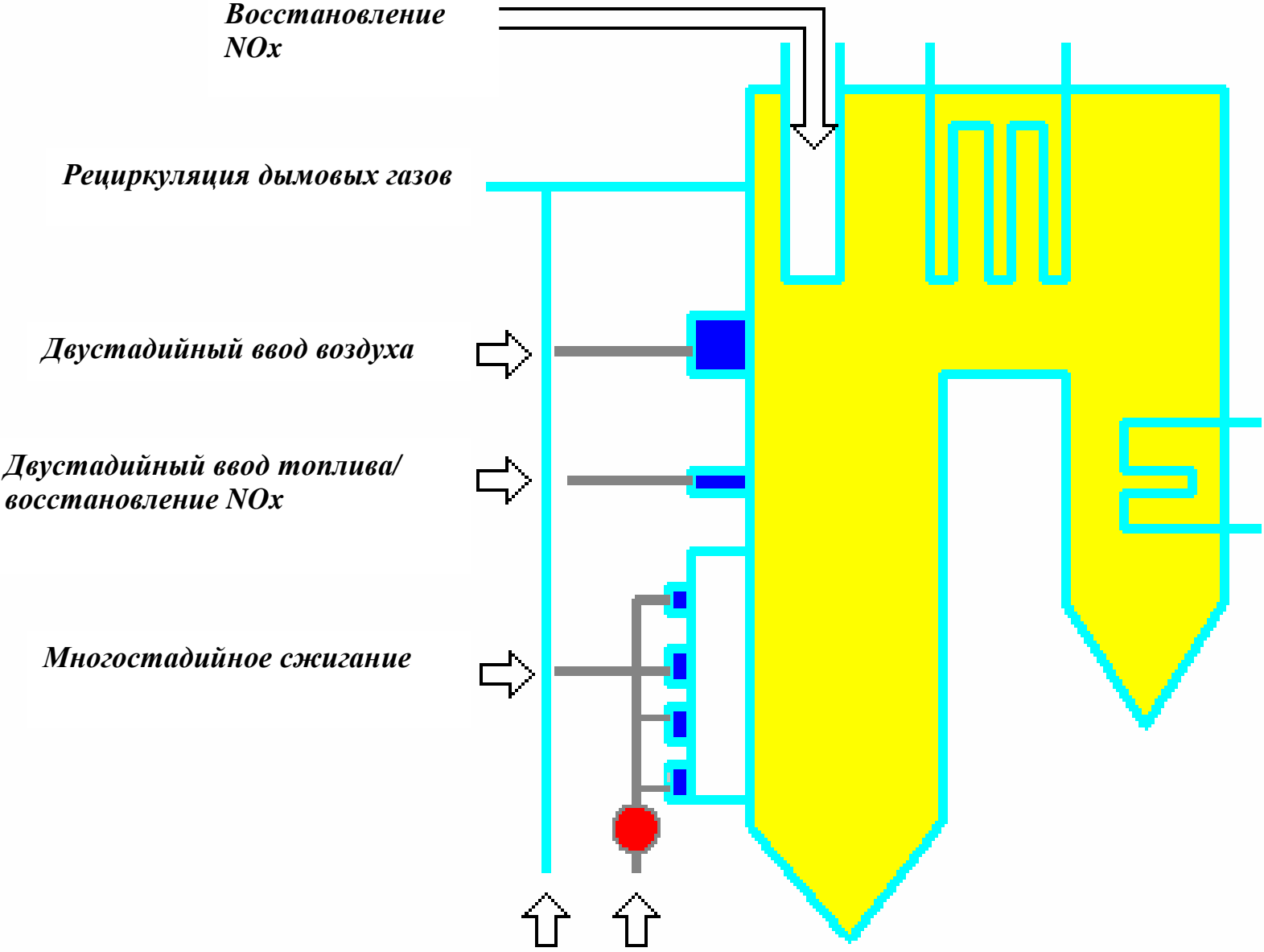


Схема организации рециркуляции отходящих газов с целью подавления образования оксидов азота

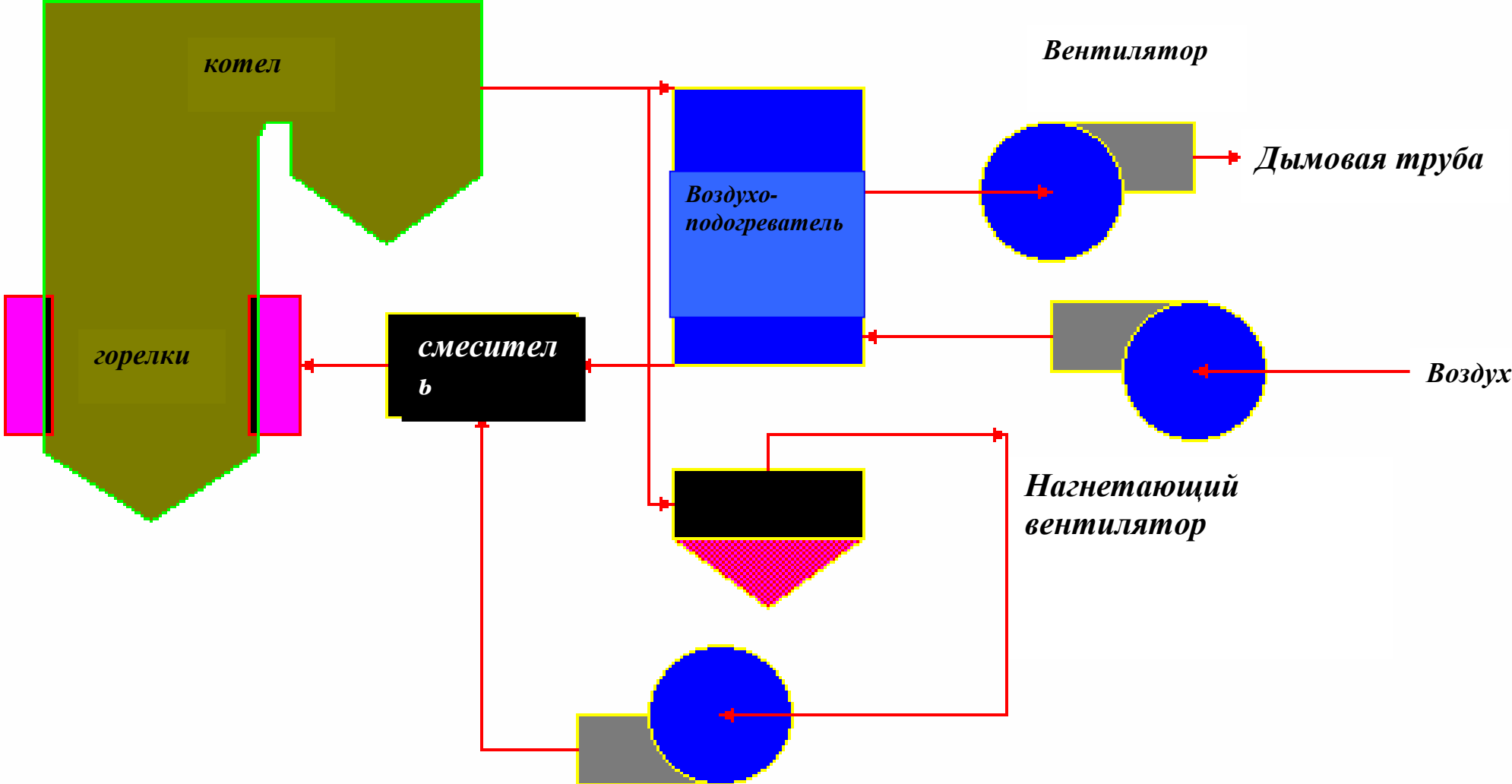
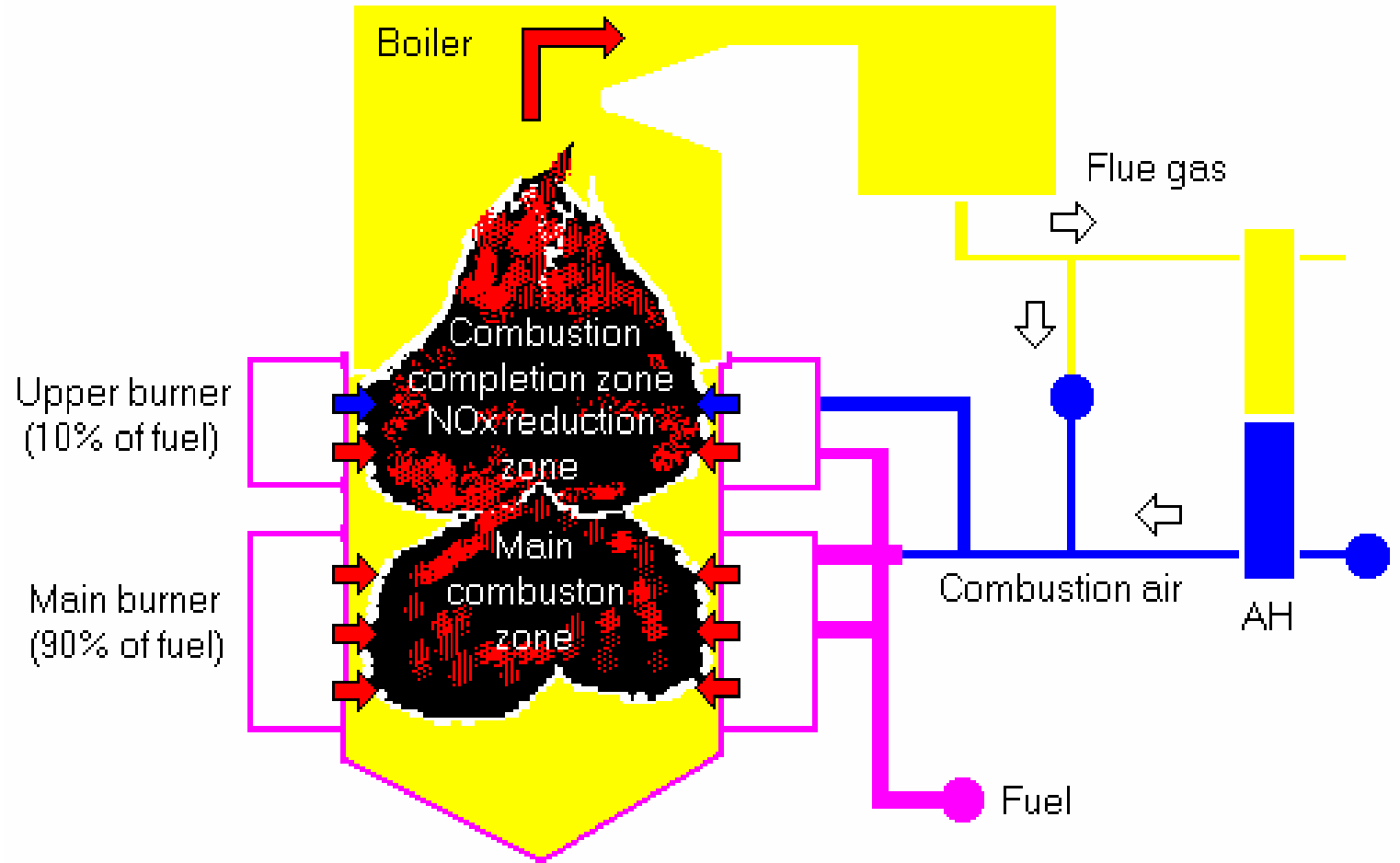




Схема реализации дожигания топлива с целью восстановления оксидов азота



### Различные принципы организации процесса сжигания угля

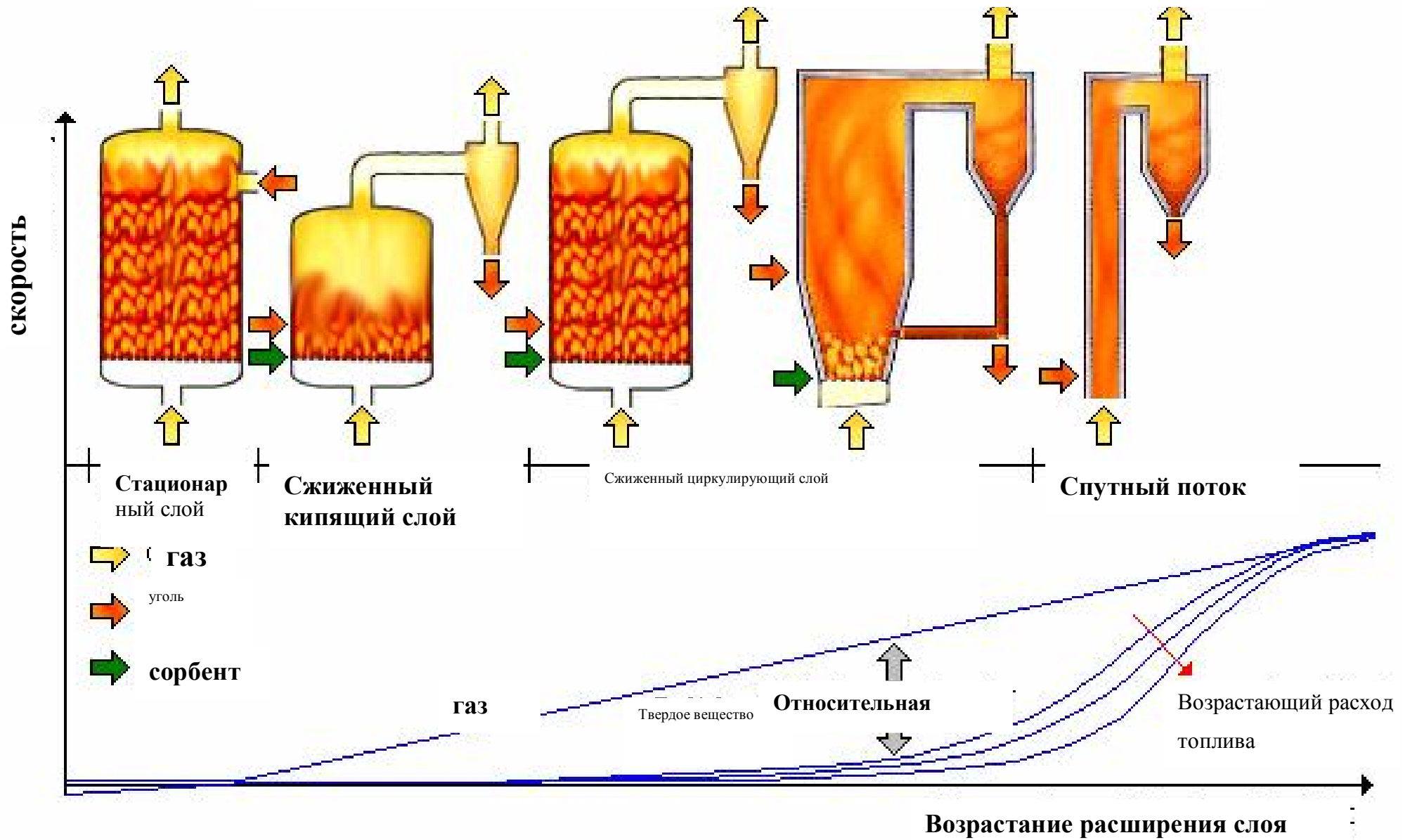
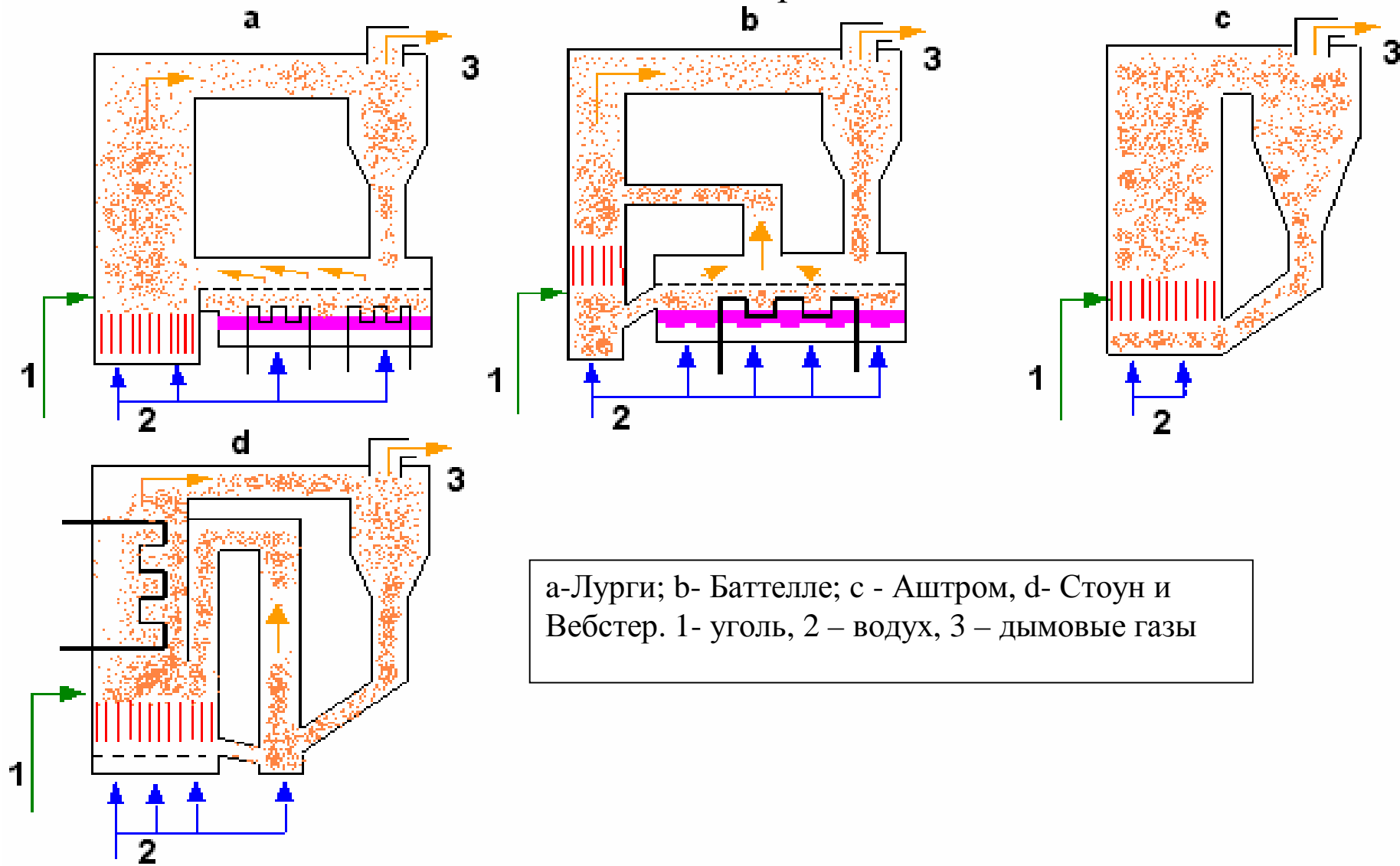


Рис.7 Схематическое представление компоновки топок с ЦКС



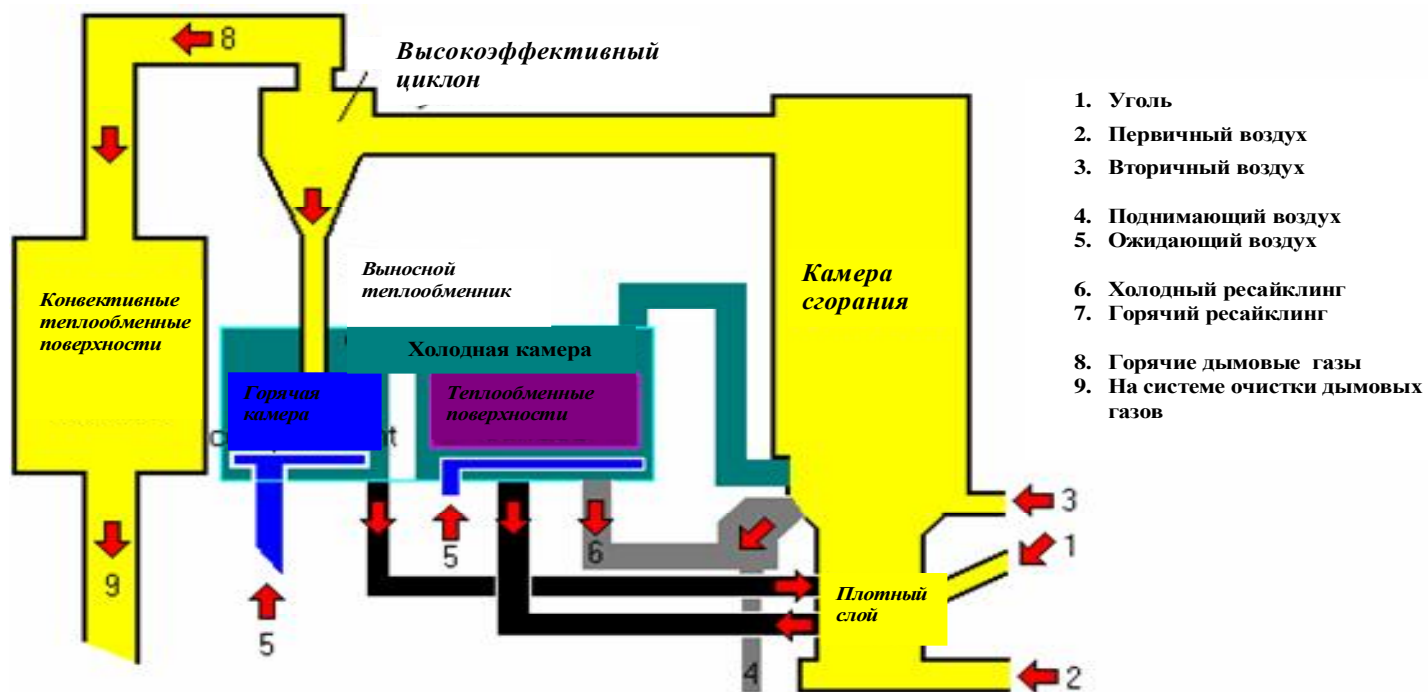


Схема комбинированного парогазового цикла с кипящим слоем под давлением

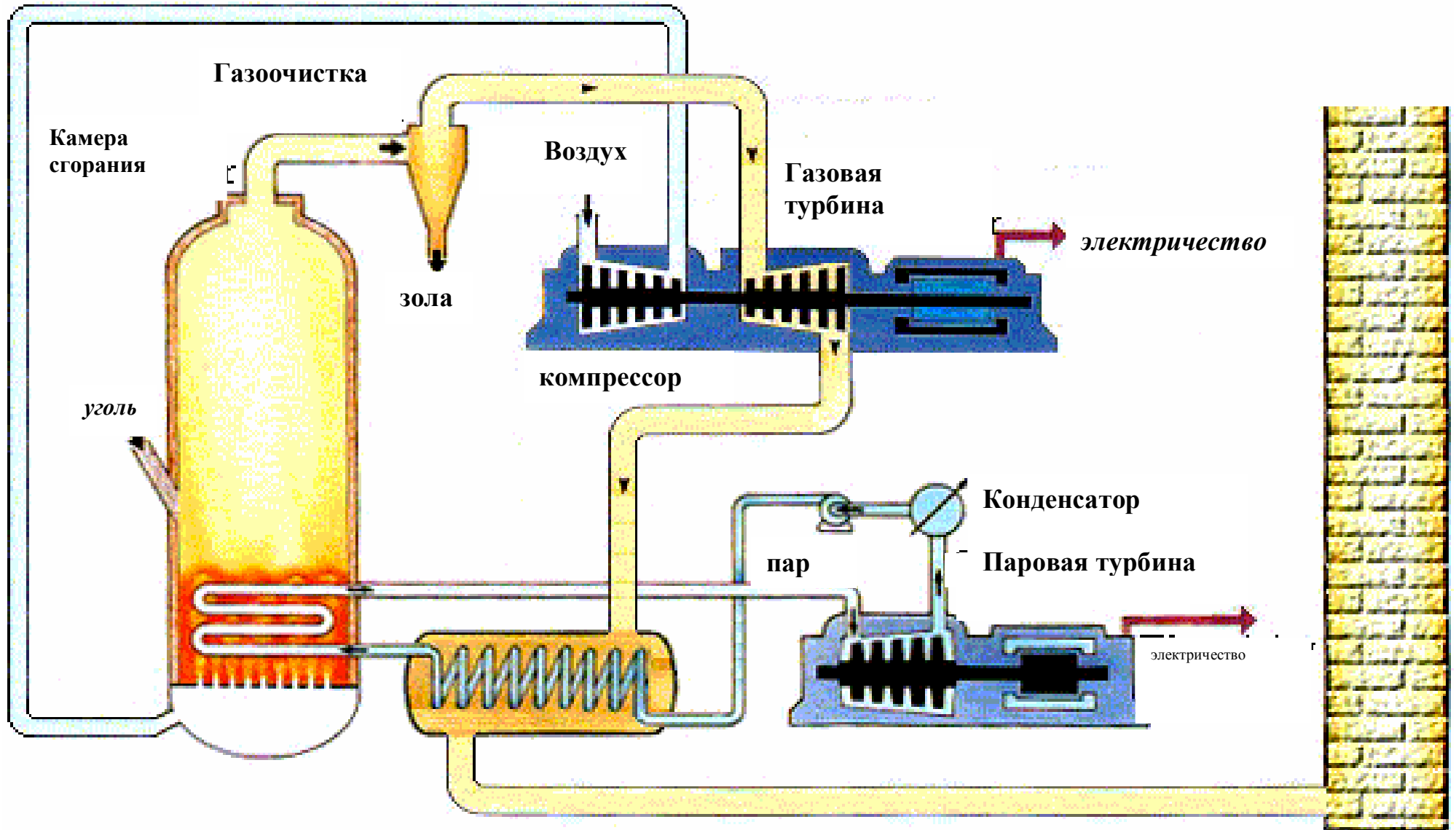
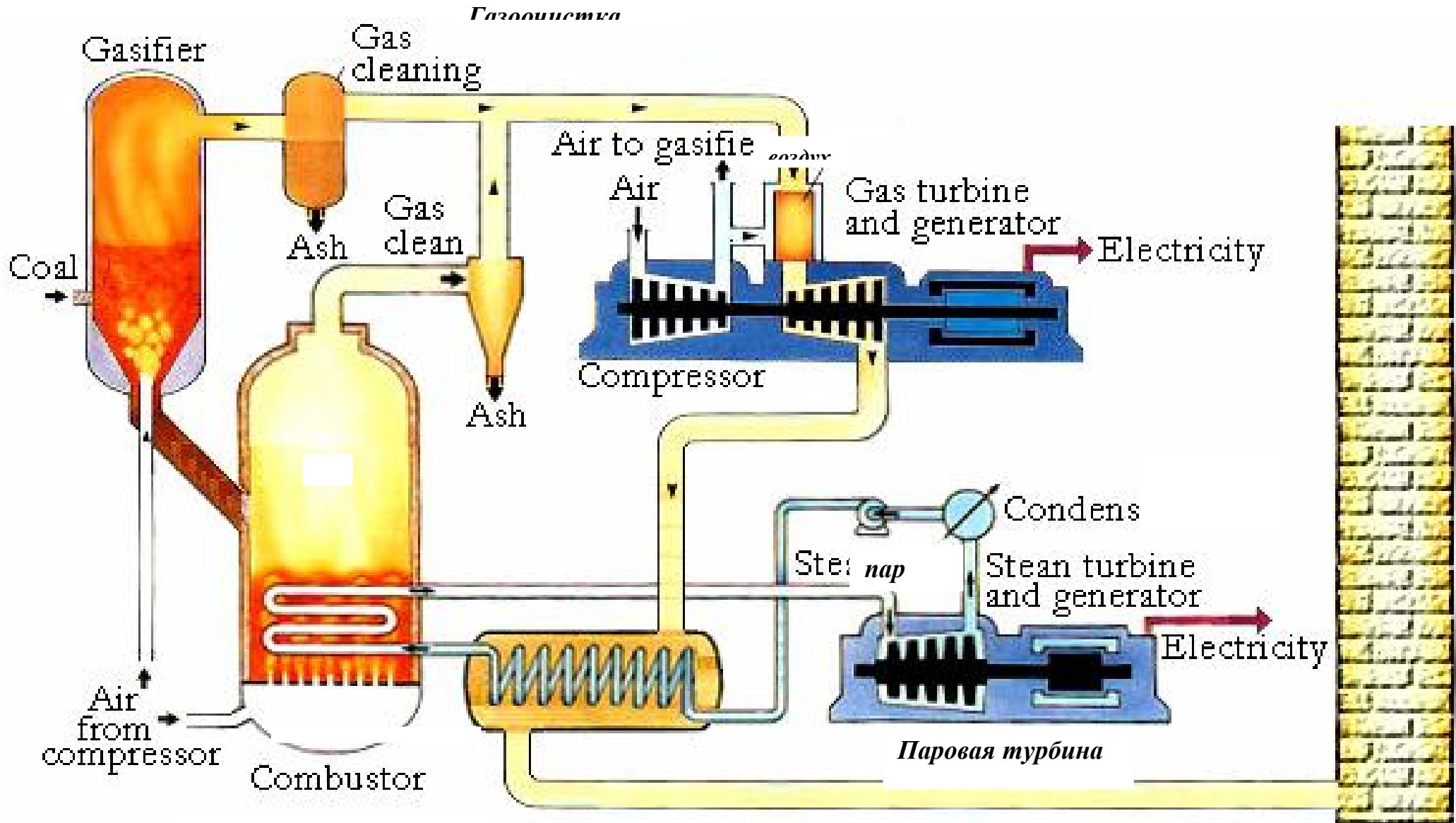


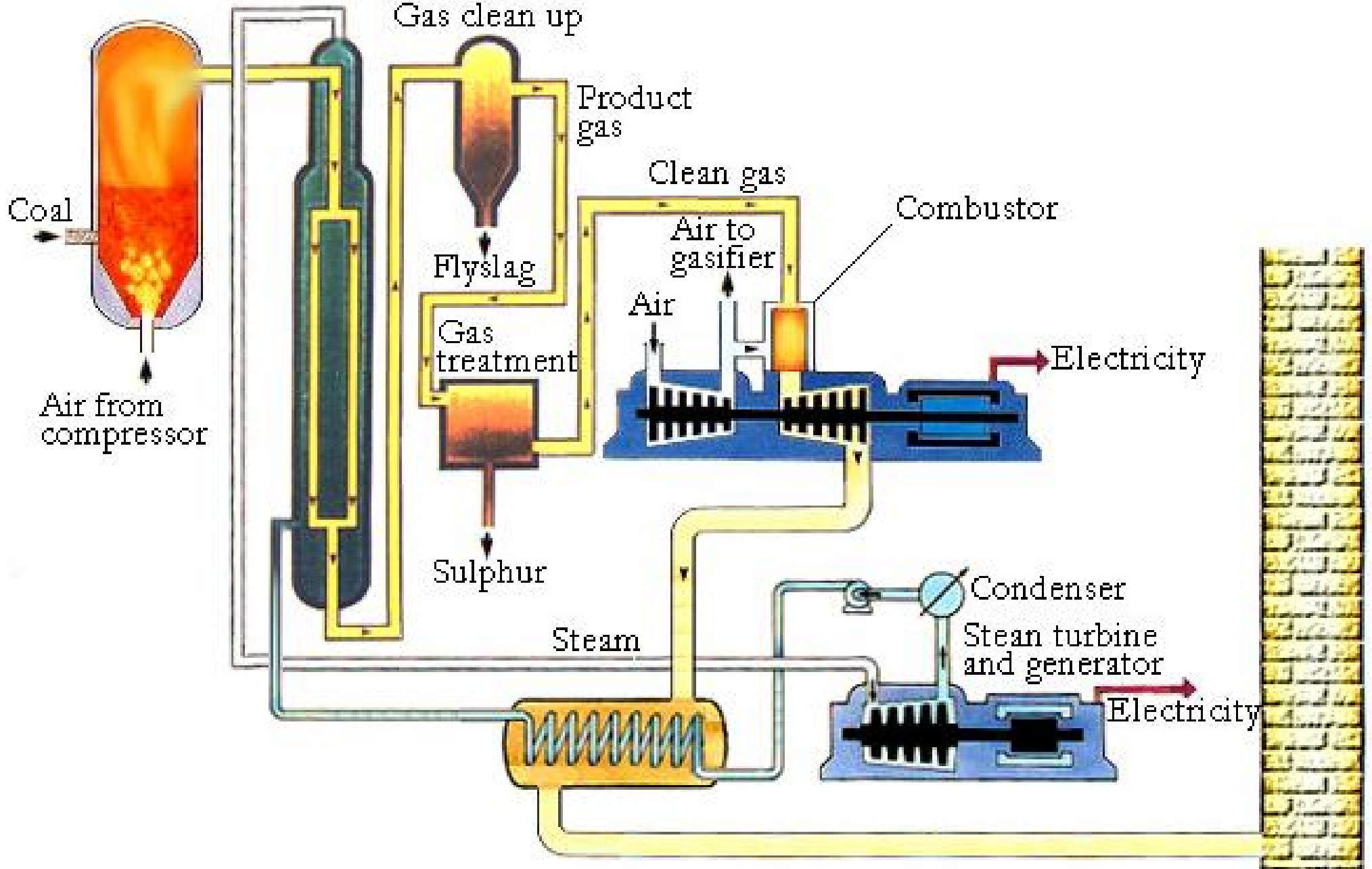
Схема комбинированного парогазового цикла с газификацией угля



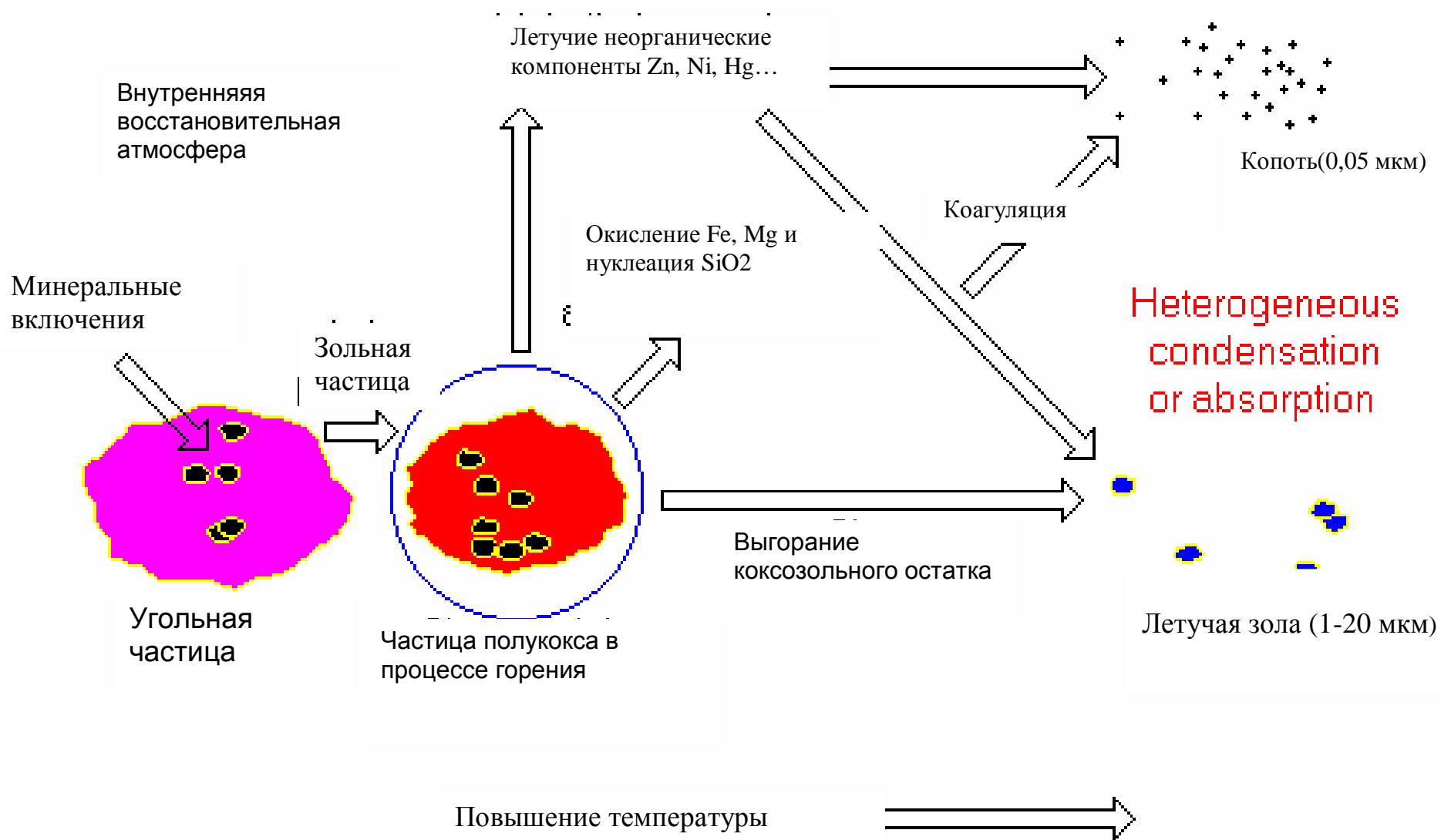
*Камера сжигания  
коксового остатка*

*Отходящие от  
газовой турбины  
газы*

Схема гибридного цикла с камерами ЦКСА либо ЦКСД

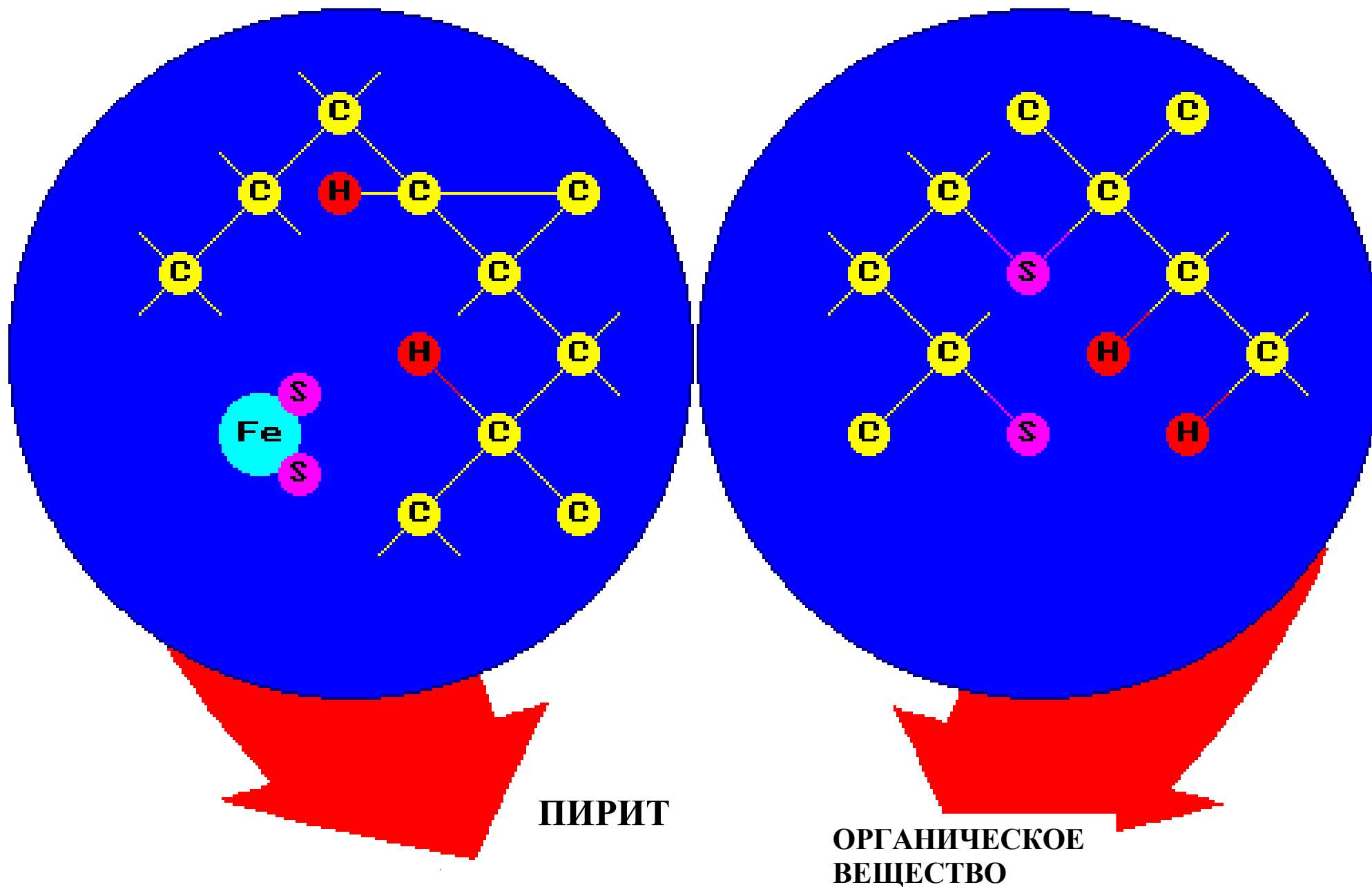


Преобразования минеральной массы угля при высокотемпературной переработке угля (сжигании, газификации)





Форма присутствия серы в угле



Основные пути преобразования угольного азота

