

**Проект ЕЭК ООН**

**«Создание возможностей по управлению качеством атмосферного воздуха  
и применение чистых технологий сжигания угля в Центральной Азии»**

**Отчет**

**«Энергоэффективные мероприятия по внедрению чистых  
угольных технологий в Центральной Азии»**

**Исполнитель: Е.А. Зенютич,  
международный эксперт.**

## СОДЕРЖАНИЕ.

1. Введение.....	3
2. Экономически эффективные чистые технологии сжигания угля.....	7
2.1. Сжигание пылевидного угля в спутном потоке.....	8
2.2. Сжигание угля в кипящем слое при атмосферном давлении.....	8
2.3. Сжигание угля в кипящем слое под давлением.....	9
2.4. Сжигание угля в циркулирующем кипящем слое.....	10
2.5. Сжигание угля в топках с жидким шлакоудалением.....	11
2.6. Сжигание водо- и мазутоугольных суспензий.....	11
2.7. Комбинированные парогазовые технологии.....	13
3. Технологии улавливания и хранения углерода.....	16
4. Экономический анализ реализации энергосберегающих чистых угольных технологий.....	19
4.1. Технологии, повышающие технологическую эффективность угольных котельных установок.....	19
4.2. Технологии, повышающие экологическую эффективность угольных котельных установок.....	23
4.3. Техничко-экономические и экологические характеристики технологий по модернизации традиционных угольных электростанций.....	27
5. Примеры проектов по внедрению чистых угольных технологий в странах Центральной Азии.....	31
6. Выводы и предложения.....	32
7. Список источников информации.....	33

## 1. Введение.

После нефти уголь вносит наибольший вклад в мировой баланс производства первичных энергетических ресурсов. Уголь более всего используется при производстве электроэнергии: около 40% производимой в мире электроэнергии вырабатывается путем сжигания угля.

Разведанные мировые запасы угля составляют 6 668 млрд. т.у.э., из которых 799,8 млрд. т.у.э. классифицируются как пригодные для. В отличие от нефтяных и газовых месторождений география мировых залежей угля очень обширна, при этом 96% общего объема угольных запасов расположено в 15 странах. Уголь можно получить практически в любом месте планеты на относительно близком расстоянии.

Совершенно ясно, что мировая экономика не может обойтись без угля. Основное направление использования угля – производство тепловой и электрической энергии, на которое затрачивается почти 60% от всей мировой добычи угля.

Но уголь считается экологически неприемлемым топливом, поскольку его отрицательное воздействие на окружающую среду может превосходить все стратегические и экономические преимущества его использования (табл. 1).

Табл.1. Факторы выделения загрязнителей от использования различного топлива, кг/т

	Частицы	Углеводороды	NOx	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)	20,0 (2)	30,0 (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)

В настоящее время в отношении "стандартных" и традиционных загрязнителей (сернистые оксиды, азотистые оксиды, летучая зола и полициклические ароматические углеводороды, сажа) существует множество апробированных технологий сокращения их выбросов в окружающую среду при достаточно приемлемых затратах, и существующие в ряде стран тепловые электростанции уже сегодня обеспечивают допустимые уровни по выбросу загрязняющих веществ.

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 отличающиеся возможности.

Первая – предполагает относительное снижение выбросов  $\text{CO}_2$  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.

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 реализована в демонстрационных вариантах, хотя и не получила пока серьезного 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 и электрическую. Именно такие технологии следует

рассматривать как экологически чистые угольные технологии (ЧУТ).

Обобщая, можно сказать, что ЧУТ - это 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.

По данным Международного Энергетического Агентства (МЭА) на угольные станции в США и Германии приходится более половины вырабатываемой электроэнергии, а в Австралии, Индии и Китае эта доля подтягивается к 80% или даже превышает ее. Причина проста, во всем мире газ дороже угля (среднее соотношение 1,25:1,0), причем в некоторых странах, таких как США, использование газа еще и законодательно квотируется государством.

Для обеспечения энергобезопасности западные страны стали искать не только альтернативных поставщиков энергоносителей, но и всерьез занялись собственным технологическим перевооружением энергетики. Были приняты национальные программы по повышению энергоэффективности промышленности в целом, и энергетики в частности. Тогда же многими странами были приняты программы развития угольной энергетики. В результате в США и Западной Европе небогатенный уголь в традиционных пылеугольных факельных топках сейчас практически не используется. Была создана и транспортная инфраструктура для удешевления доставки угля до потребителей.

Во второй половине 80-х годов доля угля в энергетике в развитых странах стала снижаться. Особенно это было заметно в Западной Европе, где спад угольной энергетики, по данным МЭА, к середине 90-х составил 36%. Главная причина – появились более дешевые и чистые электростанции, работающие на природном газе, доля которого увеличилась (кроме Франции, где практически весь рост пришелся на АЭС) за счет поставок из Великобритании, Ливии, Норвегии и СССР. За последние 10 лет (1993-2003) западные энергетические компании инвестировали в электростанции на природном газе 100 млрд. долл. (было введено примерно 70. тыс. МВт) и всего около 2 млрд. в электростанции,

работающие на угле.

Второй всплеск развития угольных технологий произошел, когда под давлением экологических движений был принят ряд законов, карающих предприятия, выбросы которых превышали предельно допустимые концентрации выбросов окислов азота и серы. В пылеугольных котлах снижение вредной эмиссии шло, в том числе, и за счет применения разработанной в Японии и широко используемой теперь технологии селективного каталитического восстановления (СКВ). Ее суть в том, что соединения азота при высокой температуре в присутствии аммиака и катализаторов разлагаются до молекулярного азота и воды. Кроме внедрения инновационных технологий очистки, там сразу стала активно внедряться технология сжигания низкосортных твердых топлив в кипящем слое – из-за низкой температуры сгорания того же угля количество образующихся оксидов азота в таких топках уменьшалось в несколько раз, а серные выбросы можно уменьшить за счет несложных связывающих добавок.

По данным Всемирного энергетического совета (ВЭС), на начало 2005 г. эта технология использовалась более чем на 610 электростанциях с установленной тепловой мощностью около 60 тыс. МВт. Необходимо заметить, что речь идет именно о тепловой мощности, на долю выработки электрической энергии приходится совсем немного – менее четверти от этих мощностей.

Спад не коснулся Индии и Китая, где наоборот спрос на угольный киловатт рос последние два десятилетия (в 80-х годах рывок был сделан за счет советских технологий) и сейчас велик как нигде в мире. Большую активность проявляет Китай – крупнейший потребитель энергетического угля в мире, для которого ввод угольных станций – единственная возможность удовлетворить спрос на энергию со стороны быстро растущей промышленности. Причем в последние годы упор в этой стране делается на пуске классических пылеугольных станций, работающих на высококалорийном обогащенном энергетическом угле, для чего в стране построено около 400 обогатительных фабрик, что больше чем в Соединенных Штатах. По данным МЭА, на долю Китая и Индии будет приходиться до трети прироста мирового энергопотребления и 90 процентов уве-

личения использования угля в мире в ближайшие 15 лет.

Американские эксперты считают, что уголь еще долго останется конкурентоспособным по сравнению с другими видами топлива благодаря низким издержкам добычи и тарифам на его транспортировку. Американский департамент энергетики сообщил о планах строительства 100 угольных электростанций в ближайшие 15 лет. Часть из них будет представлять собой химико-энергетические комплексы, в которых уголь будет перерабатываться в газогенераторах в газ и ряд других углеводородных продуктов, часть из которых будет сжигаться в газотурбинных блоках парогазовых установок.

Ожидается увеличение потребления энергетического угля и в Канаде, где после 2010 года из-за окончания срока эксплуатации реакторов остановят несколько блоков АЭС, которые заменят угольными ТЭС. Ожидается также заметный прирост угольной энергетики в ряде других стран в Южной Америке (Бразилия) и в Азии (Вьетнам, Южная Корея).

## **2. Экономически эффективные чистые технологии сжигания угля.**

Разработанные экономически эффективные технологии сжигания угля, которые могут быть внедрены в секторе генерации электрической энергии и тепла в странах Центральной Азии с целью реализации Конвенции Европейской комиссии ООН по масштабному трансграничному загрязнению воздуха (LRTAP) и уменьшению выбросов парниковых газов, в первую очередь различаются по организации технологии сжигания угля. В частности, внимания заслуживают следующие технологии:

1. Сжигание пылевидного угля в спутном потоке.
2. Сжигание угля в кипящем слое при атмосферном давлении.
3. Сжигание угля в кипящем слое под давлением.
4. Сжигание угля в циркулирующем кипящем слое.
5. Сжигание угля с жидким шлакоудалением.
6. Сжигание водо- и мазутоугольных суспензий.

## 7. Использование комбинированных парогазовых технологий.

### **2.1. Сжигание пылевидного угля в спутном потоке.**

Данная технология в своей значительной части является основным и наиболее традиционным видом сжигания угля для различных применений. При производстве электроэнергии котлоагрегаты 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.

В последнее время ведутся разработки топок по сжиганию пылевидного угля при повышенном давлении с целью прямого использования 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°С, с тем чтобы достичь условий жидкого шлакоудаления.

### **2.2. Сжигание угля в кипящем слое при атмосферном давлении.**

В типовой топке кипящего слоя (ТКС) жидкое или газообразное топливо или топливо вместе с инертным материалом поддерживается во взвешенном состоянии подачей воздуха в нижнюю часть камеры сгорания. 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°С) не возникает проблем, связанных со спеканием и ошлакованием. Такая топка не требует предварительной сушки и размола угля, предварительного подгрева, дутья или использования поддерживающего топлива для возбуждения и стабилизации пламени.

Основное преимущество кипящего слоя связано с возможностью непосред-

ственной 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. Степень связывания серы очень велика (достигает 90%) и остаточное содержание оксидов серы в дымовых газах не превышает 200-400 мг/м<sup>3</sup>.

Однако помимо экологических, сжигание в кипящем слое имеет и другие преимущества. 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 топки. Во многих топках с кипящим слоем 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, которое заключается в возможности использовании углей низкого качества, высокосольных и высоковлажных, а также практически любых горючих отходов. Поэтому ТКС получают широкое распространение для утилизации различных бытовых отходов.

### **2.3. Сжигание угля в кипящем слое под давлением.**

Имеются важные преимущества, связанные с повышением давления в камере сгорания котла. 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 топку более компактной и направить продукты сгорания в газовую турбину для выработки дополнительной электроэнергии. Такая комбинированная парогазовая установка может по сравнению с традиционной паровой турбиной повысить КПД на 25-30%. Эта технология обладает преимуществами и технологии сжигания в ки-

пящем слое и выгодами бинарного цикла. В установках, осуществляющих сжигание угля в кипящем слое под давлением (КСД), происходит полное (с КПД около 99%) сгорание различных сортов угля при высоких коэффициентах теплопередачи. Благодаря низким температурам горения (до 850°C) выбросы NOx небольшие (менее 200 мг/м куб.), практически отсутствует шлакование.

Как и в классических топках с кипящим слоем в уголь можно добавлять сорбенты (известняк, доломит) и связывать в них до 90-95% содержащейся в серы. Кроме того, технология парогазовых установках с КСД проще и более привычна для энергетиков, чем газификационные установки, представляющие собой сложное химическое производство.

Технологии с КСД перспективны прежде всего для технического перевооружения угольных ТЭЦ, располагающихся на стесненных площадках, так как для этого не нужно громоздкого природоохранного оборудования. Замена старых котлов на такие установки существенно улучшит экономичность ТЭЦ и увеличит на 20% их электрическую мощность.

#### **2.4. Сжигание угля в циркулирующем кипящем слое.**

В котлах с циркулирующим кипящим слое (ЦКС) используются высокие скорости подачи воздуха, что вызывает разрыхление. В таких котлах 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 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.

ЦКС-технология позволяет существенно улучшить экономические и экологические показатели котлоагрегатов. Кроме того, котлы с ЦКС малочувствительны к колебаниям качества угля. Технология ЦКС особенно эффективна при использовании топлив, требующих в классических пылевидных котлах систем

серо- и азотоочистки, а также при использовании низкокалорийных топлив. При сжигании многих твердых топлив, добываемых в Центральной Азии, котлы с ЦКС могут быть вполне конкурентоспособными по сравнению с традиционными угольными станциями – в первую очередь это касается блоков 200 МВт и меньших по мощности. Капитальные затраты на реконструкцию действующих ТЭС по технологии ЦКС в несколько раз ниже, чем на новое строительство.

### **2.5. Сжигание угля в топках 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.

### **2.6. Сжигание водо- и мазутоугольных 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 может быть закачена непосредственно в топку с повышенным давлением. Наконец, еще одно преимущество использования суспензий состоит в технической возможности экономичной транспортировки суспензий по трубам на большие расстояния.

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.

К инновационным технологиям в угольной энергетике можно отнести и технологию прямого сжигания водо-угольного топлива (ВУТ) – по сути нового вида экологического энергоносителя на основе угля. В США также используют водо-дисперсионную смесь, но в большей степени в транспортных целях: доставив смесь в район ТЭС, они высушивают уголь и уже после этого сжигают.

Водо-угольное топливо представляет собой дисперсную систему, состоящую из тонко измельченного угля, воды и реагента-пластификатора. Это топливо выгодно отличается высокой экологичностью, стабильностью и пластичностью. Экономические преимущества при использовании ВУТ: стоимость одной тонны условного топлива снижается в 2 и более раз; на 15-30% падают эксплуатационные затраты на хранение, транспортировку и сжигание топлива. Кроме того в три раза снижаются капитальные затраты при переводе ТЭС и ГРЭС со сжигания природного газа и мазута на водо- угольное топливо. При этом окупаемость затрат на внедрение ВУТ составляет 2-2,5 года.

ВУТ способен эффективно заменить природный газ и мазут в большой электроэнергетике. При сжигании водо-угольной суспензии вместо мазута и сухого угля выбросы вредных окислов азота снижаются в 1,5 раза, оксидов углерода в 2 раза, а бензопирена в 5 раз. По сравнению с топливным мазутом экономия затрат, по данным академика РАН К.Н.Трубецкого, достигает 8 долл./т.у.т. при одновременном снижении транспортных издержек (по сравнению с железнодорожным транспортом) в 1,5 раза.

Основной способ сжигания ВУТ – камерное сжигание. Единственное условие, затрудняющее его реализации – необходимость обеспечения температуры газов в зоне воспламенения не менее 800-900° С (при антраците – 1000°С). Тепловая стабилизация зоны воспламенения во время розжига может быть обеспечена мазутным или газовым факелом, дугой плазматрона или другими

методами.

## **2.7. 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 энергии.

В основе концепции всех комбинированных технологий лежит идея сочетания двух циклов производства электроэнергии. Первый цикл осуществляется на продуктах газификации или сжигания углей, второй – традиционный, паросило-вой цикл, осуществляется паром, генерируемым остаточной теплотой энергией 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.

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.

Образование  $\text{NO}_x$  на таких станциях достаточно низкое, примерно такое же, как на обычных станциях, имеющих топки, 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 КППЦ 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  $850^\circ\text{C}$ , то температура газов на входе в турбину не превышает  $830^\circ\text{C}$ . Это обстоятельство не дает возможности применять существующие более эффективные газовые турбины, позволяющие доводить температуру входящих газов до  $1300\text{-}1500^\circ\text{C}$ .

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

Процесс внутрициклового газификации угля считается ключевым компонентом КППЦ. Несмотря на то, что это давно освоенная технология, в те-

чение 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 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.

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.

### **3. Технологии улавливания и хранения углерода.**

Совокупность методов, которые можно использовать в энергетике для предотвращения попадания CO<sub>2</sub> в атмосферу, называют улавливанием и удержанием CO<sub>2</sub> (CO<sub>2</sub> capture and storage, CCS) или геологическим секвестром углерода. CCS включает в себя отделение большей части углекислого газа, образующегося в ходе преобразования угля в полезную энергию, и транспортировку CO<sub>2</sub> в места, где его можно хранить глубоко под землей в пористых средах, в основном в истощенных месторождениях нефти и газа или в проницаемых геологических пластах, насыщенных соленой водой.

Все технологические компоненты, необходимые для осуществления CCS на угольных электростанциях, производятся промышленностью и уже оправдали себя в приложениях, не связанных с борьбой за уменьшение климатических изменений, однако законченных систем необходимого масштаба пока не создано. Технологии улавливания CO<sub>2</sub> широко внедряются в химической промышленности, например, в производстве удобрений. Большой опыт удержания CO<sub>2</sub> накоплен на предприятиях по очистке природного газа (в основном, в Канаде) и при использовании его для увеличения добычи нефти (в основном, в США). В старые нефтяные месторождения ежегодно закачивается около 35 млн. тонн CO<sub>2</sub>, благодаря чему извлекается около 4% нефти, добываемой в США.

Предварительные исследования показывают, что существующие технологии получения электроэнергии позволяют улавливать 85-95% CO<sub>2</sub>, выделяющегося при сжигании угля.

Применительно к электростанциям с обычным циклом сжигания пылевидного угля и электростанциям с более современным комбинированным циклом с

внутренней газификацией (integrated gasification combined cycle, IGCC) будут рассматриваться два принципиально разных подхода. Хотя сегодня в цикле IGCC (с выбросом CO<sub>2</sub> в атмосферу) получается несколько более дорогая энергия, чем в традиционном, он является наиболее эффективной и наименее дорогой возможностью применения технологий CCS.

Углекислый газ можно извлекать из топочных газов после отделения от них обычных загрязнителей. Так как топочные газы содержат много азота (уголь сжигается в воздухе, который на 80% состоит из азота), CO<sub>2</sub> приходится извлекать при невысоких концентрациях и температурах из больших объемов газа — а это энергоемкий и дорогой процесс. Отделенный CO<sub>2</sub> затем сжимают и транспортируют в места захоронения по трубам.

В системах, где уголь не сжигается, а частично окисляется в газогенераторе в ходе реакции с водяным паром при высоком давлении в условиях недостатка кислорода (получаемого в специальных установках из воздуха), получают так называемый синтез-газ, не разбавленный азотом и в основном состоящий из CO и водорода. В специальных установках из синтез-газа удаляют большинство обычных загрязнителей и затем сжигают его в газовых турбинах, выхлопные газы которых используют для получения пара, приводящего в действие паровые турбины.

На электростанциях, где предусматривается улавливание CO<sub>2</sub>, синтез-газ, выходящий из газогенератора, после охлаждения и очистки от твердых частиц реагирует с водяным паром, в результате чего получается газовая смесь, состоящая в основном из CO<sub>2</sub> и водорода. Двуокись углерода отделяется от нее, осушается, сжимается и транспортируется к месту захоронения. Оставшаяся смесь, богатая водородом, сжигается для получения электроэнергии.

Анализ показывает, что улавливание CO<sub>2</sub> на электростанциях, потребляющих высококачественный битуминозный уголь, потребует значительно меньших энергетических и финансовых затрат, так что в итоге стоимость получаемой электроэнергии будет меньше, чем на электростанциях с обычным циклом и улавливанием CO<sub>2</sub>. При этом CO<sub>2</sub> извлекается из газового потока при высоких

концентрациях и давлениях, что сильно упрощает процесс по сравнению с традиционными паровыми электростанциями. Удаление обычных загрязнителей, включая ртуть, до сжигания позволяет снизить их выброс в атмосферу до очень низкого уровня при значительно меньших затратах и гораздо меньшем потреблении энергии, чем в случае очистки топочных газов на обычных электростанциях.

Давления, возникающего при улавливании CO<sub>2</sub>, достаточно для транспортировки газа по трубам к местам подземного захоронения, удаленным на сотни километров. Однако для передачи на большие расстояния могут потребоваться насосные станции, чтобы компенсировать потери давления на газодинамическом сопротивлении.

В целом при внедрении CCS на угольных электростанциях количество угля, сжигаемого для получения одного киловатт-часа электроэнергии, увеличивается примерно на 20-30%. Однако общее потребление угля может и не возрасти, поскольку удорожание энергии, получаемой на станциях с улавливанием CO<sub>2</sub>, снизит спрос на нее и сделает предпочтительным для потребителей использование электроэнергии, получаемой из возобновляемых источников, и продуктов, изготавливаемых по энергосберегающим технологиям.

Затраты на внедрение CCS будут зависеть от типа электростанции, расстояния до места захоронения, свойств пласта, в который закачивается углекислый газ, и возможности продажи последнего (например, для увеличения добычи нефти). Недавно были проведены исследования, в результате которых были получены оценки увеличения стоимости выработки электроэнергии для двух случаев использования CCS на электростанциях с типичными условиями улавливания, транспортировки и захоронения CO<sub>2</sub>. В случае закачки в пласт, насыщенный соленой водой и расположенный в 100 км от электростанции, стоимость выработки киловатт-часа увеличивается на 1,9 цента по сравнению со случаем выброса всего CO<sub>2</sub> в атмосферу (4,7 цента), т. е. на 40%. В случае же использования уловленного CO<sub>2</sub> для увеличения извлечения нефти на месторождении в 100 км от электростанции чистые затраты на выработку электроэнер-

гии вообще не возрастут, если цена добываемой нефти будет не меньше \$35 за баррель, что гораздо ниже нынешнего уровня.

Исследования показали, что в случае оснащения всех угольных электростанций системами CCS и использования других мер, содержание CO<sub>2</sub> в атмосфере можно будет удержать на уровне  $4,5 \cdot 10^{-4}$  в течение ближайших 50 лет. Для этого потребуется к 2020 г. оснастить системами CCS новые угольные электростанции суммарной мощностью 36 ГВт (7% новых мощностей угольных электростанций, строительство которых ожидается во всем мире в 2011-2020 гг. при условии неизменности экономических условий).

#### **4. Экономический анализ реализации энергосберегающих чистых угольных технологий.**

##### **4.1. Технологии , повышающие технологическую эффективность угольных котельных установок.**

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 варианты модернизации различаются по степени усовершенствования и модернизации оборудования станции. Первый вариант предполагает частичное переоборудование устаревших станций с установкой на них устройств, обеспечивающих сокращение вредных выбросов. 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.

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 рассмотренными в разделе 2 технологиями (топки КСА, ЦКС, КСД и др.).

При реконструкции действующих угольных станций 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.

Для энергетического сектора стран Центральной Азии могут быть рекомендованы чистые угольные технологии, не требующие больших финансовых вложений и предусматривающие модернизацию теплоэлектростанций с заменой части старого оборудования на более совершенное. Оценка эффективности планируемых мероприятий осуществляется по результатам энергоаудита теплоэлектростанций. Для оценки эффективности использования топлива и энергии при проведении энергетических обследований применяются показатели

удельных потерь эффективности при отпуске тепла теплоэлектростанции ( $\Delta b_{mэ}^{nom}$ , кг у.т./Гкал):

$$\Delta b_{mэ}^{nom} = \frac{(\Delta B_{эксп+рем}^{mэ} + \Delta B_{рек} + \Delta B_{учет}) \cdot 10^3}{Q_{отт}} \quad (4.1)$$

где  $\Delta B_{эксп+рем}^{mэ}$ ,  $\Delta B_{рек}$ ,  $\Delta B_{учет}$  - величины возможного снижения расхода условного топлива в годовом разрезе (т у.т.) соответственно за счет:

- повышения уровня эксплуатации и ремонта оборудования,
- реконструкции и модернизации элементов технологического цикла,
- совершенствования технического учета и отчетности, энергетического анализа;

$Q_{отт}$  - отпуск тепла, Гкал.

Величина  $\Delta b_{mэ}^{nom}$  характеризует выявленный при обследовании топливный эквивалент потенциала энергосбережения  $\Delta B_{эн.сб.}^{nom}$  в пересчете на условное топливо (т у.т.):

$$\Delta B_{эн.сб.}^{nom} = (\Delta b_{mэ}^{nom} Q_{отт}) \cdot 10^{-3}. \quad (4.2)$$

Показатель  $\Delta B_{эксп+рем}^{mэ}$  рассчитывается на основе отчетных данных за последний календарный год.

Значение  $\Delta B_{эксп+рем}^{mэ}$  в пересчете на условное топливо (т у.т.) соответствует превышению фактических удельных расходов топлива на отпускаемую тепловую  $\Delta b_{mэ}^{omn}$  (кг у.т./Гкал) энергию над их номинальными значениями  $\Delta b_{mэ(ном)}^{omn}$  (кг у.т./Гкал):

$$\Delta B_{эксп+рем}^{mэ} = (b_{mэ}^{omn} - b_{mэ(ном)}^{omn}) Q_{отт} \cdot 10^{-3}. \quad (4.3)$$

При техническом перевооружении находящихся в эксплуатации угольных ТЭЦ в странах Центральной Азии целесообразно внедрять малозатратные мероприятия, направленные на повышение эффективности тепловой схемы, энергетического оборудования и их надежности, в том числе:

- совершенствование тепловой схемы котла в соответствии с оптимальной тепловой схемой энергоблока;

- газоплотное исполнение ограждений топочной камеры и конвективной шахты;
- совершенствование аэродинамики топочной камеры для обеспечения равномерного тепловосприятия экранных поверхностей нагрева и бесшлаковочного режима, включая расширение зоны активного горения и оптимальное размещение на стенках топки - устройств наружной очистки;
- использование малотоксичных горелочных устройств с применением, преимущественно для каменных углей, подачи пыли в горелки с высокой концентрацией; оптимизация гидравлической схемы парогенерирующей и пароперегревательной части тракта для уменьшения теплогидравлических разверток и гидравлических потерь;
- применение полнопроходных пусковых сепараторов или встроенных с верхним выходом пара, смягчающих теплосмены в пароперегревательных поверхностях нагрева при пусках;
- применение оребренных водяных экономайзеров;
- использование интенсифицированных и коррозионно-стойких поверхностей нагрева для воздухоподогревателей;
- рациональное размещение средств наружной очистки конвективных поверхностей нагрева;
- применение тягодутьевого оборудования высокой экономичности с частотным регулированием;
- применение мельниц-вентиляторов с электрическим торможением для бурых углей и среднеходных с динамическим сепаратором для каменных углей;
- оснащение энергоблоков цифровыми автоматическими системами управления тепловыми процессами для оптимальной эксплуатации всех элементов блока вне зависимости от режимов работы и достижения за счет оптимизации экономичности энергоблоков;
- применение АСУ ТП, что в целом приводит к сокращению издержек производства за счет уменьшения износа оборудования, увеличения его ресурса и периодов между ремонтами и сокращения количество обслуживающего персонала.

Эти мероприятия позволяют увеличить экономичность угольных энергоблоков на 10–12%, а их КПД – на 4,5-6,7% и довести КПД с 37-38% до 42-44 процентов, обеспечить выбросы NOX на уровне 220—300 мг/м<sup>3</sup> и выбросы SO<sub>2</sub> не более 400 мг/м<sup>3</sup>.

#### **4.2. Технологии , повышающие экологическую эффективность угольных котельных установок.**

Рассмотренные выше технологии сжигания углей 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 внутрицикловой 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. Рекомендуемые технологии и их влияние на уровень вредных выбросов приведены в таблице 2.

В условиях энергетического комплекса стран Центральной Азии предпочтительны технологические мероприятия, не связанные с значительными финансовыми затратами и не требующие значительной реконструкции существующих станций. К числу таких технологий, позволяющих снизить выбросы NOx и CO относится технология ступенчатого сжигания топлива (позволяет снизить выход NOx до 400 м/нм<sup>3</sup> при содержании CO в дымовых газах 50-100 мг/нм<sup>3</sup> и обеспечивает снижение выбросов оксидов азота на 20 - 35 %) и рециркуляция отходящих газов (в среднем обеспечивается снижение выбросов оксидов азота на 5 - 15 %).

Таблица 2.

Направление повышение эффективности	Содержание мероприятия	Назначение	Эффективность
Ступенчатое сжигание топлива	На первой стадии процесса сжигания топлива в котлах объем воздуха поддерживается на уровне меньшем, чем стехиометрический объем. На последующих стадиях процесса добавляется дополнительный воздух. В результате этого происходит снижение температуры сгорания и образование восстановительной среды, в которой подавляются вредные оксиды.	Подавление оксидов азота на стадии сжигания	В настоящее время технология ступенчатого сжигания топлива с подачей нижнего третичного дутья позволяет снизить выход NOx до 400 м/нм <sup>3</sup> при содержании CO в дымовых газах 50-100 мг/нм <sup>3</sup> В среднем обеспечивается снижение выбросов оксидов азота на 20 - 35 %.

Рециркуляция отходящих газов	Выравнивание распределения температур и исключение высокотемпературных зон в топке котлов достигается рециркуляцией дымовых газов и впрыском в зону сгорания воды или пара. В горелки подается частично разреженный воздух, концентрация кислорода у основания пламени понижена, в связи с этим понижена и температура всего пламени. Это оказывает существенное влияние на образование термических оксидов.	Подавление оксидов азота на стадии сжигания	В среднем обеспечивается снижение выбросов оксидов азота на 5 - 15 %.
Дожигание топлива	Образование NO <sub>x</sub> подавляется введением в зону конца пламени частиц углеводородов. Данная реакция лежит в основе процесса "внутритопочного восстановления NO <sub>x</sub> ", осуществляемого за счет ввода в конец зоны горения природного газа в количестве пропорциональном содержанию образовавшихся оксидов. Помимо метана в зону пламени может вдуваться и пылевидный уголь, в случае если он содержит остаточное количество летучих соединений, включая метан и газообразные углеводороды, способные проявлять восстановительные свойства.	Подавление оксидов азота на стадии сжигания	В промышленных установках за счет ввода дожигающего топлива возможно снизить концентрацию NO <sub>x</sub> в дымовых газах от 60 до 100 ppm в зависимости от вида угля.

Сжигание топлива в кипящем слое	В типовой топке с кипящим слоем 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 В кипящий слой вводятся добавки известняка, извести, доломита, которые связывают серу, содержащуюся в угле.	Подавление оксидов азота и серы на стадии сжигания	В среднем концентрация оксидов азота в дымовых газах не превышает 200 мг/м <sup>3</sup> , концентрация оксидов серы не превышает 200-400 мг/м <sup>3</sup> .
Сжигание топлива в кипящем слое под давлением	При использовании данной технологии происходит увеличение концентрации кислорода пропорционально росту давления в топке. В следствии этого происходит рост интенсивности сгорания топлива и тепловой напряженности камеры.	Повышение КПД установки	Повышение КПД установки в среднем на 1-4 %
Сжигание в циркулирующем кипящем слое	В котлах с циркулирующим кипящим слоем (КЦКС) используются высокие скорости подачи воздуха, что вызывает разрыхление кипящего слоя. В КЦКС поддерживается высокая степень непрерывной рециркуляции большой массы топлива за счет разделения крупной и мелкой фракций топлива.	Подавление оксидов азота и серы на стадии сжигания	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.

Сжигание водоугольных и угольно-мазутных суспензий	Пылевидный уголь может подаваться в топку, как в сухом виде, так и 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).	Повышение эффективности функционирования системы.	Снижается стоимость 1 ТУТ в среднем в 1,5 - 3 раза. На 15-30% снижаются эксплуатационные затраты при хранении, транспортировании и сжигании топлива; Окупаемость затрат при внедрении ВУТ составляет 1-3 года.
Топка с жидким шлакоудалением	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.	Повышение эффективности функционирования системы.	В среднем обеспечивается снижение выбросов оксидов на 5 - 20 %.
Уход от подсветки факела мазутом	Совместное сжигание угольной пыли и мазута приводит к существенному увеличению (в полтора-два раза) уровня выбросов SOx и NOx.	Подавление оксидов азота на стадии сжигания	Ожидается снижение уровня NOx до 500 мг/нм <sup>3</sup> при механическом недожеге топлива 2,5%

#### **4.3. Технико-экономические и экологические характеристики технологий по модернизации традиционных угольных электростанций.**

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 повыше-

нию 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.

Примером реализации такой технологии является проект модернизации теплоэлектроцентрали г. Бишкека (Республика Кыргызстан), предусматривающий установку котлоагрегата паропроизводительностью 420 тонн/час, т.е. замену трех котлов БКЗ-160 на один котел паропроизводительностью 420 тонн/час с автоматизированной системой управления и соответствующей турбиной. Новый предлагаемый котел с циркулирующим кипящим слоем обладает способностью сжигания углей низкого качества, высокозольных, влажных, с большим содержанием серы, смесей углей ухудшенного качества без снижения параметров котла. При подаче в топку сорбента (известняка), либо за счет собственного кальция, содержащегося в золе, удается связать 90-92 % серы топлива. Достигаются низкие выбросы оксидов азота, не более 200 мг/нм<sup>3</sup>. Исключается шлакование стен топки и поверхностей нагрева котла. Осуществляется сжигание дробленного топлива крупностью до 10-25 мм. По предварительной оценке экономия топлива в результате реализации проекта составит - природного газа 65-70 млн. м<sup>3</sup>, угля - 50-60 тыс.т., или - в стоимостном выражении -

около 8-9 млн. долларов США, обеспечив тем самым сокращение выбросов продуктов сгорания топлива в окружающую среду, в том числе выбросов CO<sub>2</sub> на 15-20% и условного топлива на 20-25% при выработке тепла и электроэнергии на прежнем уровне.

Сегодня ни одна из существующих технологий сжигания не обеспечивает нормы на предельно допустимые выбросы (ПДВ) NO<sub>x</sub>. Поэтому все экологически чистые технологии, как правило, должны включать в себя систему очистки дымовых газов от оксидов азота. 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.

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.

Экономические показатели рекомендуемых чистых угольных технологий приведены в таблице 3.

Таблица 3.

Технология	КПД	Снижение выбросов SO <sub>x</sub> /NO <sub>x</sub> , %	Выходная мощность	Срок службы	Доп. затраты \$/кВт	Удорожание цены электроэнергии, \$/МВтч
Обогащение угля	малое увеличение	>30; не влияет	одинакова	малое увеличение	цена доп. топлива	2-3
Скрубберная сероочистка	уменьшение	90-95; не влияет	умеренное уменьшение	не влияет	180-200	9-11
Перспект. очистка дымовых газов	уменьшение	>90; высокое	малое уменьшение	не влияет	175-190	10-12
Многоступенчатое сжигание с известняком	уменьшение	50-60; умеренное	малое уменьшение	не влияет	80-110	5-8
Топка предварительного сжигания со шлакоудалением	малое уменьшение	50-90; умеренное	малое уменьшение	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 уменьшение	10-60; не влияет	малое уменьшение	не влияет	20-50	11-23
Комбинированный парогазовый цикл с газификацией	умеренное увеличение	95-99; не влияет	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	90-05; 60	10-15% увеличение	умеренное увеличение	700-900	6-8

## **5. Примеры проектов по внедрению чистых угольных технологий в странах Центральной Азии.**

В рамках Проекта ЕЭК ООН «Создание возможностей по управлению качеством атмосферного воздуха и применение чистых технологий сжигания угля в Центральной Азии» были разработаны бизнес-планы проектов, направленных на повышение эффективности действующих угольных станций и снижение уровня вредных выбросов.

5.1. Проект "Проведение модернизации электрофильтров на одном энергоблоке Ново-Ангренской ТЭС" (Республика Узбекистан). Целью проекта является с низжение выбросов Ново-Ангренской ТЭС, которая расположена в центральной части Республики Узбекистана и вырабатывает более 15 % электроэнергии республики. Доля угля в топливном балансе станции к 2010 году должна составлять более 47%, в сравнение с 2006 годом – 4,4%. Снижение выброса золы при достижении КПД электрофильтров паспортного значения 98% составит 52 452 тонны.

Стоимость проекта: 559 104 долл.США, ожидаемая экономия - 132 749 долларов США в год .

5.2. Проект "Повышение эффективности сжигания высокочольного бурого угля Ангренского месторождения на Ангренской ТЭС" (Республика Узбекистан). . Цель проекта является повышение эффективности сжигания угля посредством установка вихревых пылеугольных горелок, разработанных «КазНИИэнергетики» (Казахстан). Преимущества - повышение эффективности сжигания высокочольного угля, исключение подсветки факела мазутом, снижение эксплуатационных расходов, снижение выхода окислов азота на 40-50 %.

Стоимость проекта: 615 000 долларов США, ожидаемая экономия - 604 276 долларов США в год.

5.3. Проект "Наращивание потенциала в области управления качеством воздуха и применения чистых технологии сжигания угля (ЧУТ) в Центральной Азии" (Республика Таджикистан). Цель проекта является внедрение в котельных и ТЭЦ технологий сжигания композиционного водо-угольного топлива,

что позволит значительно снизить затраты на выработку тепловой и электрической энергии, а также сократить уровень вредных выбросов в атмосферу.

Стоимость проекта: 634,3 тыс. долл. США, ожидаемая экономия - 132,7 тыс. долларов США в год

5.4. Проект "Реконструкция теплоэлектроцентрали г. Бишкека с внедрением котлоагрегата производительностью 420 тонн пара в час" (Республика Кыргызстан). Цель проекта является замена трех котлоагрегатов БКЗ-160 на один БКЗ-420 (в комплекте с турбогенератором) и внедрение АСУ ТП сгорания топлива. Замена физически устаревшего оборудования и установка АСУ ТП позволит реализовать полную автоматизацию функций контроля и управления котлоагрегата во всех эксплуатационных режимах, значительно улучшить эффективность работы котлоагрегата и уменьшить (на 10-15%) вредные выбросы. Стоимость проекта: 67,5 млн. долл. США, ожидаемая экономия - 14,2 млн. долларов США в год.

## **6. Выводы и предложения.**

Для стран Центральной Азии предпочтительны технологические мероприятия, не связанные с значительными финансовыми затратами и не требующие значительной реконструкции существующих станций, в том числе малозатратные мероприятия, направленные на повышение эффективности тепловой схемы, энергетического оборудования и их надежности. В состав таких малозатратных энергоэффективных мероприятий целесообразно отнести следующие:

1. Газоплотное исполнение ограждений топочной камеры и конвективной шахты.
2. Использование малотоксичных горелочных устройств с применением, преимущественно для каменных углей, подачи пыли в горелки с высокой концентрацией; оптимизация гидравлической схемы парогенерирующей и пароперегревательной части тракта для уменьшения теплогидравлических разверток и гидравлических потерь.

3. Применение полнопроходных пусковых сепараторов или встроенных с верхним выходом пара, смягчающих теплосмены в пароперегревательных поверхностях нагрева при пусках.
4. Применение оребренных водяных экономайзеров.
5. Использование интенсифицированных и коррозионно-стойких поверхностей нагрева для воздухоподогревателей.
6. Применение тягодутьевого оборудования высокой экономичности с частотным регулированием.
7. Применение мельниц-вентиляторов с электрическим торможением для бурых углей и среднеходных с динамическим сепаратором для каменных углей.
8. Оснащение энергоблоков цифровыми автоматическими системами управления тепловыми процессами для оптимальной эксплуатации всех элементов блока вне зависимости от режимов работы и достижения за счет оптимизации экономичности энергоблоков.

В число рекомендуемых технологий извлечения угольных загрязнителей с целью предотвращения их попадания в атмосферу 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.
3. Удаление минеральных частей и гетероатомов топлива путем его внутрицикловой переработки: интегрированной газификации, пиролиза и ожижения.
4. Очистка отводимых дымовых газов от минеральных частиц, серы и оксидов азота традиционными и перспективными методами газоочистки.

## **7. Список источников информации.**

1. Аналитические материалы, текущая и прогнозная статистическая информация, предоставленная национальными экспертами Казахстана, Кыргызстана и Таджикистана.

2. Госкомстат СНГ. Краткий справочник. 1998, 1999, 2000 гг.
3. Energy Balances of non-OECD countries 1997-1998. OECD. 2000
4. Материалы межправительственного комитета СНГ по нефти и газу.
5. Материалы РАО «ЕЭС России». 2000 г.
6. Материалы международного консультативного совещания «Энергетическая безопасность Содружества Независимых Государств».
7. Energy Balances of OECD countries 1997-1998. OECD- 2000.
8. Информация о состоянии энергетики стран ЦА, приведенная в бюллетене Министерства энергетики США, выпущенном в июле 2000 г.
9. Г.С. Асланян, С.Д. Молодцов, В.Л. Лихачев, Рациональное и эффективное использование энергетических ресурсов в Центральной Азии. Проект ЕЭК ООН «СПЕКА», 2002.
10. Г.С. Асланян, С.Д. Молодцов, Е.В. Надеждин Рациональное и эффективное использование энергетических ресурсов ЦАР, Энергетическая политика, №3 и №4, 2004
11. World Energy Council, Survey of Energy Resources, 2002.
12. IPCC Special Report on Carbon Capture and Storage, 2005.
13. Avoiding Dangerous Climate Change. Edited by Y.J. Schellnhuber, W. Cramtr, N. Nakicenovic, T. Wigley and G. Yohe. Cambridge University Press, 2006.
14. Сайт Института окружающей среды при Пристонском университете: [www. Princeton. Edu/-cmi](http://www.Princeton.Edu/-cmi)
15. How to Clean Coal. C. Canine in OnEarth. Natural Resources Defense Council, 2005.