

Высоцкий С.П., д.т.н.

АДИ ГВУЗ «ДонНТУ», г. Горловка

## ВЫБОР НАПРАВЛЕНИЙ СНИЖЕНИЯ ЭМИССИИ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА НА ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ТЭС

*Прогрессирующее повышение температуры приземного слоя атмосферы ученые связывают с влиянием эмиссии парниковых газов, в частности, углекислого газа. Во многих странах мира ведутся интенсивные поиски путей сокращения выбросов парниковых газов. Рассмотрены основные направления по очистке дымовых газов котельных установок от углекислого газа и проблемы, связанные с его захоронением. Приведены показатели, характеризующие специфические свойства двуокиси углерода, которые усложняют условия его транспортировки и измерения потоков. Показаны проблемы, сопутствующие внедрению биотоплива на тепловых электростанциях.*

### Состояние проблемы

По оценкам экспертов предполагается, что в ближайшие 20 лет произойдет удвоение потребления энергии. При этом более 50 % выработки энергии будет обеспечено за счет ископаемых источников энергии. Автор выполнил обработку статистических данных и показал, что рост удельного энергопотребления начиная с 1900 г. подчиняется экспоненциальному закону (рис. 1).

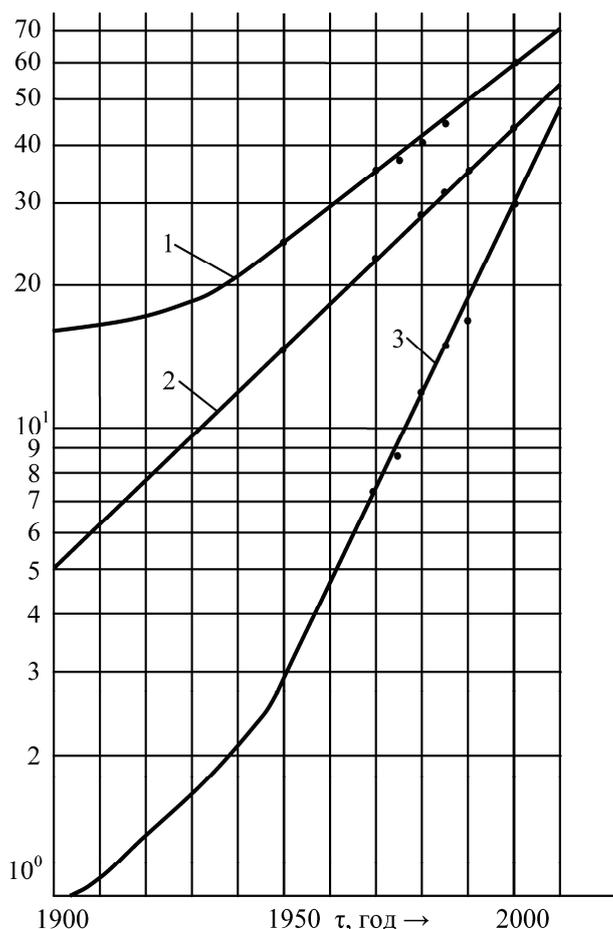


Рис. 1. Изменение численности населения Земли, потребления энергоресурсов и удельного энергопотребления:

1 — народонаселение, млрд. человек  $\cdot 10^{-1}$ ; 2 — удельное энергопотребление, т. у. т  $\cdot 10^1$ /чел; 3 — потребление ТЭС млрд. т. у. т.

Сжигание огромного количества ископаемых топлив приводит к выбросу в атмосферу такого количества углекислого газа, которое уже не ассимилируется в процессе фотосинтеза. Это приводит к губительному изменению климата планеты. Атмосфера планеты перегревается, что уже прослеживается на всех континентах. Увеличивается количество ураганов, торнадо. Каждый год становится теплее предыдущего. Возникает необходимость поиска путей сокращения выбросов основного компонента, обуславливающего парниковый эффект — углекислого газа.

Следует отметить, что кроме углекислого газа парниковый эффект обусловлен наличием в атмосфере целого ряда других газов. Влияние отдельных газов на создание указанного эффекта оценить достаточно сложно, поскольку их действие не аддитивно. Так, доля действия паров воды составляет от 36 до 70 %, углекислого газа от 9 до 26 %, метана от 4 до 9 % и озона от 3 до 7 %. При этом верхняя граница соответствует действию только данного газа, а нижняя — когда присутствует смесь газов [1, 2].

Из приведенных данных следует интересный вывод. Увеличение выработки электроэнергии на атомных станциях, с одной стороны, исключает эмиссию углекислого газа, а с другой стороны, увеличивает эмиссию паров воды. Это обусловлено меньшим термическим КПД атомных энергоблоков. Однако превышение эмиссии паров воды и обусловленное этим увеличение парникового эффекта все же меньше влияния эмиссии углекислого газа для традиционных тепловых электростанций.

Согласно оценке международной комиссии по изменению климата (IPCC) эмиссия углекислого газа к 2050 г. по отношению к уровню 2000 г. должна быть снижена на 50-85 %. На ряду с этим по оценкам международного энергетического агентства (IEA) применение мероприятий по очистке газов от  $\text{CO}_2$  и его захоронению обеспечит к 2050 г. снижение эмиссии  $\text{CO}_2$  на 26 % [3].

### ***Цель исследования***

Анализ путей сокращения эмиссии углекислого газа на основании данных зарубежных и отечественных публикаций.

### ***Изложение основного материала***

В современных условиях существует три направления снижения выбросов углекислого газа при использовании угля в качестве топлива. Первое направление — предварительная газификация угля с удалением  $\text{CO}_2$  из продуктов газификации. Синтетический газ, получаемый в процессе газификации, состоит в основном из окиси углерода,  $\text{CO}$  и водорода. В процессе очистки синтетического газа в скрубберах из него удаляется  $\text{CO}_2$ , который затем за счет сжатия переводится в жидкое состояние и направляется на захоронение. Процесс основан на внутрицикловой газификации. Предполагается, что в ФРГ на крупномасштабной установке мощностью 450 МВт можно будет проверить технико-экономические показатели в начале 2014 г. Преимуществом технологии является малое снижение эффективности цикла генерации. Недостатком является сложность технологического процесса [4].

Второе направление — сжигание твердого топлива в среде почти чистого кислорода. Дымовые газы в этом случае состоят в основном из  $\text{CO}_2$  и паров воды и практически не содержат соединений азота. При этом дымовые газы частично направляются на рециркуляцию. После охлаждения газов и конденсации паров воды в дымовых газах остается практически только  $\text{CO}_2$ . Эта технология пока не используется на крупномасштабных установках в энергетике, однако уже применяется в других отраслях промышленности. Преимуществом этой технологии является значительное снижение общей массы выбросов, получение высококонцентрированного потока  $\text{CO}_2$ . Недостатком является то, что получение чистого кислорода требует больших затрат энергии.

По третьему направлению  $\text{CO}_2$  удаляют из дымовых газов с использованием растворов химических сорбентов. После нагрева сорбента происходит удаление  $\text{CO}_2$  и восстановление поглотительной способности сорбента. Достоинством этого процесса является то, что сорбционная очистка дымовых газов является полностью отработанной технологией. Недостатком является то, что оборудование занимает много места, в связи с чем его сложно интегрировать в существующие системы генерации энергии. Кроме этого применение этой технологии связано с высокими эксплуатационными расходами до 1000 евро (1374 дол) на расход дымовых газов 1 млн  $\text{м}^3/\text{час}$  (примерно на один энергетический блок 300 МВт). При этом удельные затраты на улавливание 1 т  $\text{CO}_2$  оцениваются примерно в 30 евро (41 дол). Предполагается, что к 2030 г. этот показатель снизится до 20 евро/т (27 дол/т).

В соответствии с приближенными оценками экспертов глобальные «хранилища» для закачки  $\text{CO}_2$  составляют от 100000 до 200000 млрд тонн. По данным экспертов ФРГ геологические формации, включая выработанные месторождения природного газа и нефти, могут обеспечить захоронение  $\text{CO}_2$ , произведенного за 40-130 лет эксплуатации тепловых электростанций [1]. В Украине такие геологические формации, которые могут быть использованы для захоронения  $\text{CO}_2$ , расположены в Западной Украине, Харьковской и Полтавской областях. Следует отметить, что в настоящее время многие из этих «хранилищ» используются как буферные емкости накопления природного газа. Таким образом, существует конкурентное использование этих емкостей. Можно отметить также положительный эффект от закачки, состоящий в том, что это увеличивает дебит существующих нефтеносных скважин.

Риски, которые связаны с захоронением  $\text{CO}_2$  в геологических формациях, включают возможные утечки и прямое неблагоприятное влияние на окружающую среду, состоящие в воздействии на климат, нанесении ущерба персоналу и оборудованию. Как было отмечено в [4], закачка  $\text{CO}_2$  создает опасность образования водноуглекислотных смесей с возникновением угольной кислоты. Последняя может растворить вскрышные породные образования, привести к нарушению их сплошности и вызвать как неконтролируемые утечки  $\text{CO}_2$ , так и нарушение земной поверхности.

В любом случае применение систем улавливания  $\text{CO}_2$  на тепловых электростанциях связано со снижением эффективности генерации энергии и с необходимостью дополнительных капитальных вложений. Применение на ТЭС более высоких параметров пара (давление, температура), комбинированных циклов генерации энергии позволяет частично или полностью компенсировать потери экономичности при использовании систем очистки газов. Переоснащение существующей ТЭС мощностью 800 МВт системой очистки газов требует дополнительных капитальных вложений в 300-400 миллионов евро (404-539 млн долларов), т.е. увеличения капитальных вложений почти в 1,5 раза [5].

Дополнительные затраты включают: очистку дымовых газов от диоксида серы, захлаживание дымовых газов, абсорбцию  $\text{CO}_2$ , теплообменное оборудование, десорбцию  $\text{CO}_2$  и ее сжатие для ожижения перед транспортом.

По сравнению с другими веществами, которые транспортируются по трубопроводам, например, нефтью, природным газом и водой, углекислота ведет себя необычно вследствие того, что тройная точка в системе равновесия фаз расположена в области близкой к температуре окружающей среды. Таким образом, при небольших изменениях давления и температуры происходят существенные изменения физических свойств (переход в другую фазу, изменение плотности, сжимаемости). На рис. 2 приведена диаграмма равновесий фаз угольной кислоты при разных температурах, которая подтверждает указанные показатели [7].

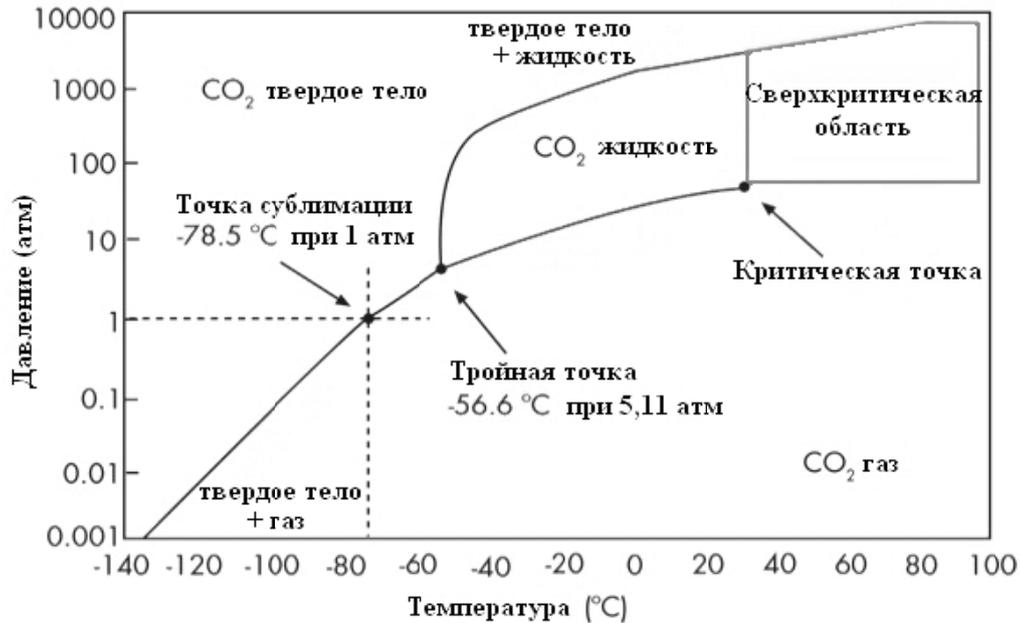


Рис. 2. Фазовая диаграмма равновесий углекислоты в зависимости от температуры и давления

При транспортировке углекислоты на дальние расстояния (несколько сот километров) вследствие изменений внешних условий возникает возможность образования многофазных потоков. Это затрудняет как транспорт, так и измерение расходов потоков, так как расходомеры могут измерять только однофазный поток.

Наиболее предпочтительным для снижения эмиссии CO<sub>2</sub> является широкое использование биомассы для генерации электрической энергии, теплоты и приготовления биогаза, его использования в двигателях внутреннего сгорания и бытовых условиях. В настоящее время в Англии и скандинавских странах биомасса уже широко используется на котельных установках тепловых электростанций. Начаты работы по применению древесных отходов на котельных установках и в Российской Федерации. В Англии биомасса (солома, отходы древесины и пр.) применяются в котельных установках при совместном сжигании с пылевидным углем [6].

Основные технические проблемы, которые существуют при совместном сжигании угля и биомассы, связаны с приемом, хранением, подготовкой биомассы к сжиганию и приготовлением топливных смесей. Многие зависят также от типа используемой биомассы.

Одной из основных особенностей биомассы является содержание в ней влаги. Последняя изменяется от нескольких процентов до 60 %. Высушенная биомасса обладает гидрофильными свойствами и способна активно сорбировать влагу из атмосферного воздуха даже в закрытых хранилищах.

Долговременное хранение увлажненной биомассы также связано с рядом проблем. При содержании влаги более 20 % резко увеличивается активность микроорганизмов, что вызывает разогрев буртов и куч, приготовленных к сжиганию биомассы. При этом происходит потеря сухой горючей массы и потеря физических параметров топлива. Кроме того, повышение содержания пыли и спор плесени в хранилищах создает опасность для здоровья обслуживающего персонала.

Существует четыре способа минимизации биологической деструкции биомассы во время ее длительного хранения. Во-первых — хранение древесной биомассы в виде больших кусков (чурок) для снижения поверхности контакта с атмосферой; во-вторых — пропитка чурок фунгицидами или другими химическими веществами для подавления бактериальной активности; в-третьих — предварительная сушка топлива, обеспечивающая снижение содержания влаги и соответствующее подавление активности микроорганизмов;

и в-четвертых — хранение биотоплива в холодном помещении, обеспечивающее также значительное снижение активности микроорганизмов.

В последние годы широко используется биомасса в форме таблеток (пеллет). Однако таблетки также являются гигроскопичными, покрываются плесенью и набухают.

Очевидно, более целесообразно отдельное сжигание биотоплива в специальных котлах. При этом в качестве резервного и растопочного топлива может использоваться природный газ. При отсутствии на данной территории природного газа растопочным топливом может быть дизтопливо или рапсовое масло[8].

Из экономических соображений территория доставки биотоплива должна быть ограничена радиусом нескольких десятков километров. Это, в свою очередь, накладывает ограничения на мощность ТЭС, работающей на биотопливе. Учитывая известную непредсказуемость поставки биоресурсов, целесообразно, чтобы владельцы малых ТЭС выращивали биотопливо сами. Это требует применения особого отношения государства к указанным владельцам в виде налоговых льгот или повышенной платы производителю за «зеленую» энергию. Последние методы практикуются в странах Европейского союза.

### **Выводы**

1. Анализ путей снижения эмиссии углекислого газа показывает, что внедрение технологий очистки дымовых газов требует увеличения капитальных вложений на сооружение нового энергетического оборудования более чем в 1,5 раза по сравнению с традиционными технологиями генерации энергии, применяемыми в стране.

2. В условиях дефицита инвестиций снижение эмиссии парниковых газов на отечественных ТЭС целесообразно осуществлять по пути когенерации и совместного сжигания биологического топлива и угля.

3. Выработку электрической энергии на установках с использованием биотоплива целесообразно осуществлять на установках небольшой мощности.

4. При захоронении углекислого газа в подземных горизонтах возможно использование отработанных нефтяных скважин. Это позволяет также увеличить дебит работающих скважин.

5. При транспортировке углекислого газа к местам его захоронения необходимо учитывать его особые свойства.

### **Список литературы**

1. Black Sean. Carbon capture the moment: A chilled ammonia pilot project / Sean Black // Power Engineering. — 2008. — Vol. 16, Issue 5, June.
2. H. van Veen. Water gas shift membrane reactor for CO<sub>2</sub> emission reduction and hydrogen production/H. van Veen, Y.C. van Delft, E.M. van Dorst, P.P.A.C. Pex. //Presented at the 6<sup>th</sup> Netherlands Process Technology Symposium (NPS6). — Veldhoven, the Netherlands, 24-25 October 2006. February 2007.
3. Jokenhövel T. Salt of the earth: carbon capture via amino acid flue gas scrubbing / Tobias Jokenhövel, Rudiger Schneider, Helmut Rode // Power Engineering. — 2010. — Vol. 18, Issue 5, May.
4. Высоцкий С.П. Проблемы эмиссии углекислого газа / С.П. Высоцкий // Экотехнологии и ресурсосбережение: Научно-технический журнал. — К., 2007. — № 2. — С. 47-50.
5. Schröder H.C. Integrating CCS technology into power plant / Hans Christian Schröder // Power Engineering/ — 2010. — Vol. 18, Issue 3, March.
6. Lacoursiere C. Biomass future. Funding bioenergy projects with carbon portfolios / Catherine Lacoursiere // Renewable energy world. — 2006. — № 3. — Vol. 9. — P. 124-129.
7. Hunter L. CO<sub>2</sub> flow measurement in CCS schemes / Lynn Hunter // Power Engineering. — 2010. — Vol. 18, Issue 4, April.
8. Высоцкий С.П. Применение биомассы как альтернативного источника энергоснабжения / С.П. Высоцкий, А.А. Чернюк // Вісті Автомобільно-дорожнього інституту: науково-виробничий збірник / АДІ ДонНТУ. — Горлівка, 2007. — № 2 (5). — С. 191-197.

Рецензент: к.т.н., проф., С.О. Воробйов, АДІ ДВНЗ «ДонНТУ»

Стаття надійшла до редакції 02.11.10

© Висоцький С.П., 2010