

ОЦЕНКИ ЭКОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОСЛЕДСТВИЙ ИЗМЕНЕНИЯ ТОПЛИВНОГО БАЛАНСА СИБИРИ

Н.М. Журавель, А.В. Меркульев

Топливо-энергетический комплекс Сибири – крупнейший источник загрязнения окружающей среды. На его долю приходится от общепромышленных объемов свыше половины вредных выбросов в атмосферу, до четверти вредных отходов и сброса загрязненных сточных вод в водоемы, а также до 70% выброса парниковых газов. Несмотря на это, в Энергетической стратегии России до 2020 года намечено уменьшение доли природного газа в общем энергопотреблении с 52% в 2005 г. до 46% в 2020 г., в том числе и за счет увеличения потребления угля. При этом сохраняется диспропорция в потреблении угля и газа между Сибирью, Россией и миром. Хотя мировая тенденция состоит в преобладающем по сравнению с газом росте потребления угля, в Сибири в перспективе ожидается увеличение и так существенно большей доли угля в структуре потребления первичных ресурсов. К 2020 г. она прогнозируется на уровне 53,5% (напомним: в 2005 г. – 52%) по сравнению с 35% в мире и 20% в России при прогнозе доли газа на уровне 9,5, 25 и 45,5% соответственно [1, 2].

В настоящей статье представлена оценка эколого-экономических последствий увеличения доли угля в топливно-энергетическом балансе, от которых зависит ускорение процессов инвестирования в «чистые» угольные технологии. Оценка эколого-экономического ущерба на перспективу до 2020 г. выполнена для угольной теплоэнергетики и угледобычи по методике определения предотвращенного экологического ущерба, утвержденной в 1999 г. Госкомитетом РФ по охране окружающей среды.

Потребность в угле для теплоэнергетики России определена в Энергетической стратегии до 2020 г. в следующих размерах: 2010 г. – от 112,6 до 121,0 млн туг; 2015 г. – от 127,8 до 136,0; 2020 г. – от 158,3 до 170,0 млн туг. Уже к 2010 г. прогнозируется, что 70% угля будет добываться в Кузнецком и Канско-Ачинском бассейнах. Прогноз потребления газа и угля тепло-

Таблица 1

Прогноз потребления газа и угля теплоэнергетикой, % от общего потребления топлива по региону

Регион	Природный газ		Уголь	
	2005	2020	2005	2020
Европейская часть России	81,1	74,2	10,8	17,8
Сибирь	13,3	11,4	78,0	83,7
Дальний Восток	18,6	43,4	47,1	49,6
Россия	65,5	59,2	25,9	33,5

энергетикой в региональном разрезе представлен в табл. 1. Из приведенных в ней данных следует, что прирост тепло- и электроэнергии в Сибири по-прежнему будет осуществляться за счет угольных технологий.

Результаты расчетов ущерба от вредных выбросов при сжигании угля в Сибирском федеральном округе показали, что при сохранении существующих технологий использования угля в энергетике можно ожидать почти пятикратного роста потерь от ущерба, причиняемого народному хозяйству и окружающей среде: к 2020 г. по сравнению с 2005 г. в России потери увеличиваются с 2,8 до 13,6 млрд руб., в Сибирском федеральном округе – с 1,9 до 9,0 млрд руб.

По оценкам Сумского филиала Харьковского политехнического института [3], потери от заболеваемости населения увеличиваются в 3 раза, а потери коммунального хозяйства – в 3,5 раза при росте среднегодовой концентрации в воздухе: золы – с 0,3 до 1,65 мг/куб. м, окислов серы – с 0,1 до 0,55, окислов азота – с 0,17 до 0,935 мг/куб. м.

Для справки: предельно допустимая концентрация (максимально разовая) в воздухе населенных мест равна для окиси азота 0,06 мг/куб.м, для двуокиси азота – 0,085, для сажи – 0,15, для пыли – 0,5, для окислов серы – 0,5, для окислов углерода – 5, для метана – 50 мг/куб. м. При этом для окислов серы, азота и углерода характерна суммация воздействия, и их безразмерная суммарная концентрация не должна превышать 1: $\sum_i \frac{C_i}{\text{ПДК}_i} \leq 1$.

В Кузбассе при росте среднегодовой индивидуальной концентрации выбросов золы, окислов серы и азота с 0,02 до 0,3 мг/куб.м ущерба возрас-

тают ежегодно: по сельскому хозяйству – в 55 раз, по лесному хозяйству – в 45 раз (без учета суммации их взаимного воздействия).

В Институте угля и углехимии СО РАН [4] с использованием методики расчета полезных функций леса дана ориентировочная оценка экологического ущерба при сведении леса в Кузбассе на уровне 230 тыс. руб./год на 1 га (цены 2005 г.). Эколого-токсикологическое обследование сельхозугодий, проведенное этим институтом на площадях ООО «Байат», показало, что уровень загрязнения сельскохозяйственной продукции тяжелыми металлами превышает ПДК, из-за чего почвы становятся малопригодными для сельского хозяйства. Исследователями делается вывод, что такое состояние почвы Кузбасса становится фоновым для всех землепользований.

Существенное сокращение вредных выбросов возможно лишь в результате замены существующих технологий сжигания угля на прогрессивные, уже доказавшие свои экологические преимущества. Расчеты по оценке сокращения удельных ущербов, сделанные для большинства новейших технологий сжигания угля [3], показали их высокую эффективность. Расчеты выполнены на основе как фактических данных по сокращению вредных выбросов (данные по ТЭС США, работающим по технологиям комплексной газификации и циркулирующего псевдоожиженного слоя), так и экспериментальных данных по российским опытным энергоустановкам: парогазовой установке (ПГУ), аллоавтотермическому газификатору (ААГ), каталитической теплофикационной установке, тепловым насосам и др. В таблице 2 приведены данные по удельным ущербам для четырех

Таблица 2

Удельный эколого-экономический ущерб при использовании улучшенных технологий сжигания угля, руб./тут угля

Технология	Кузнецкий уголь	Канско-ачинский уголь
Циркулирующий псевдоожиженный слой	13,06 (2,6)*	6,72 (2,7)
Комплексная газификация	19,77 (2,0)	6,53 (2,8)
ПГУ	2,14 (16,0)	1,14 (16,0)
ААГ	0,36 (94,5)	0,19 (94,5)

* В скобках указано снижение в разях удельного ущерба при применении новой технологии по сравнению с ущербом от современных фактических выбросов вредных веществ в атмосферу (SO_2 , NO_x , летучая зола) на углесжигающих ТЭС России.

технологий, показывающие, что возможно многократное улучшение экологических характеристик работы ТЭС.

Для угольной промышленности проанализирован ее технико-технологический потенциал в плане сокращения ущерба окружающей среде и сделаны прогнозные оценки ущерба на период до 2020 г. Оценки выполнены по трем вариантам изменения экологических условий добычи угля. Первый вариант предполагает сохранение существующего неудовлетворительного положения в природоохранной деятельности угольных предприятий. Второй основан на материалах подготовленного Межотраслевым институтом экологии ТЭК отраслевого прогноза по предусматриваемому снижению показателей техногенного воздействия на окружающую среду в угольной отрасли на период до 2010 г. Третий вариант предполагает внедрение в угольной промышленности новых технологий, способных существенно сократить вредное воздействие на окружающую среду, и в первую очередь за счет повышения использования вскрышных пород и отходов обогащения. Прогноз ущерба на 2020 г. по всем вариантам представлен в табл. 3. Реализация только третьего варианта приводит к желаемому улучшению экологической обстановки в угольной отрасли при росте добычи угля.

Таблица 3

Прогноз эколого-экономического ущерба от добычи угля, млн руб.*

Угольные бассейны и месторождения	2005	2020		
		1-й вариант	2-й вариант	3-й вариант
Угольные бассейны:				
Кузнецкий	1290,7	3160,2	2263,7	545,4
Канско-Ачинский	8,4	45,7	4,1	4,1
Южно-Якутский	80,0	400,7	204,1	15,7
Месторождения:				
Восточная Сибирь	213,0	490,2	338,8	160,1
Дальний Восток	256,0	289,5	60,5	29,1
Сибирь и Дальний Восток, всего	1848,1	4386,0	2871,2	754,4
Россия	3806,7	10618,0	4060,0	2175,8

* Прогноз с учетом предполагаемого повышения платы за вредные выбросы в 2020 г. по отношению к 2005 г. – в 1, 564 раза.

При добыче угля происходит выделение в атмосферу большого количества метана, который служит причиной множества аварий на угольных шахтах. Использование технологий предварительной дегазации угольных пластов позволяет в существенной мере устранить эти проблемы и получить значительное количество энергоресурсов, практически эквивалентных природному газу по теплотворной способности. Кроме того, метан является одним из газов, создающих парниковый эффект. Вступление в силу Киотского протокола в Российской Федерации предоставляет возможность использовать для повышения эффективности проектов по снижению выбросов парниковых газов механизмы, предусмотренные Протоколом: проекты совместного осуществления (ПСО) и торговлю квотами на выбросы. Действенность этих механизмов экономически обусловлена различием в издержках на сокращение выбросов в различных странах (на различных объектах), и реализуются они в проектах утилизации метана через возможность получения квот, или, иначе, углеродных кредитов (УК).

Стоимость углеродного кредита зависит от рынка продаж, который с началом действия Киотского протокола постоянно расширяется. Поэтому важно при оценке эколого-экономических последствий роста потребления угля в энергетике учесть возможные эффекты от использования рыночных механизмов Киотского протокола в рамках проектов дегазации угольных пластов.

Покажем это на примере Кузбасса. Ресурсы метана в нем оцениваются в размере до 13 трлн куб. м газа при современном уровне освоения угленосных территорий и современном состоянии техники и технологии добычи угля и газа, а в перспективе – до 50–70 трлн куб. м. В этой статье мы охарактеризуем наиболее значимые составляющие эколого-экономической эффективности замены природного газа, поставляемого в Кузбасс с севера Западной Сибири, угольным метаном: увеличение поставок природного газа на внутренний рынок или для экспорта за рубеж, эквивалентное объему утилизируемого в Кузбассе метана; использование рыночных механизмов Киотского протокола; сокращение эколого-экономического ущерба природной среде. При определении прогнозных цен природного газа на период 2008–2012 гг. – первый срок действия Киотского протокола использованы данные о возможной динамике цен в России в увязке с предполагаемыми изменениями стоимости топлива на мировых энергетических рынках и темпов развития экономики [5].

Цена за квоту 1 т CO₂-экв. на период 2008–2012 гг. может составить, по минимальным оценкам, около 150 руб., по максимальным – 450–600 руб.

По вызываемому парниковому эффекту 1 т диоксида углерода эквивалентна 71 куб. м метана, а цена за квоту 1000 куб. м метана составит 2115–8460 руб.

Что касается издержек, связанных с использованием УК, то их можно условно разделить на транзакционные издержки и издержки текущего контроля. Согласно имеющемуся опыту, транзакционные издержки сравнительно невелики. Точнее, они являются высокими только в первый год установления системы торговли квотами, но существенно снижаются на устоявшихся рынках. Совокупные затраты на мониторинг и верификацию в Европейском союзе варьируют от 10 до 25 тыс. евро в год на каждый источник эмиссий CO₂ при используемой величине текущего контроля в размере 5 евро за 1 т CO₂-экв. Согласно приведенным данным средний удельный эффект (цена за вычетом издержек) от сокращения выбросов 1000 куб. м метана может составить около 2520 руб. при максимуме 5688 руб.

Для учета механизмов Киотского протокола в эколого-экономической оценке проектов предварительной дегазации угольных пластов в качестве основного критерия оценки проектов использован метод чистой приведенной стоимости (NPV), которая определяется как сумма дисконтированных денежных потоков за анализируемый период. В первый год осуществления проекта (2007 г.) производятся инвестиции исходя из объемов извлечения метана в первый пятилетний период действия Киотского протокола. В течение последующих пяти лет (2008–2012 гг.) планируется реализация извлекаемого в этот период метана. Предполагается, что весь объем извлеченного метана будет реализован. Проекты рассматриваются независимо от основной деятельности угольных предприятий.

Расчеты денежных потоков были проведены для пяти различных технологий дегазации [5] и двух потенциальных рынков сбыта метана. Для каждого варианта цен рассматривалось три варианта проекта: базовый (без привлечения механизмов Киотского протокола), с механизмом торговли квотами и с механизмом ПСО при разных k – долях участия в инвестициях партнера-инвестора ($0 < k < 1$).

Сначала была сделана пробная оценка проектов с использованием некоторых средних значений параметров механизмов Киотского протокола, а затем проведены дополнительные расчеты по оценке этих параметров, обеспечивающих окупаемость проектов для всех рассматриваемых случаев. Результаты расчетов на примере первой технологии – бурения из горных выработок параллельных очистному забою пластовых скважин с ориен-

тированным поинтервальным гидроразрывом пласта (ОПГ) и направленной скважины над пластом навстречу забою – представлены в табл. 4.

Для первоначальной оценки эффекта привлечения механизма торговли квотами было взято среднее значение оценки стоимости квоты (2515,5 руб.), а для оценки эффекта привлечения механизма ПСО – доля инвестора, равная 1/2.

Таблица 4

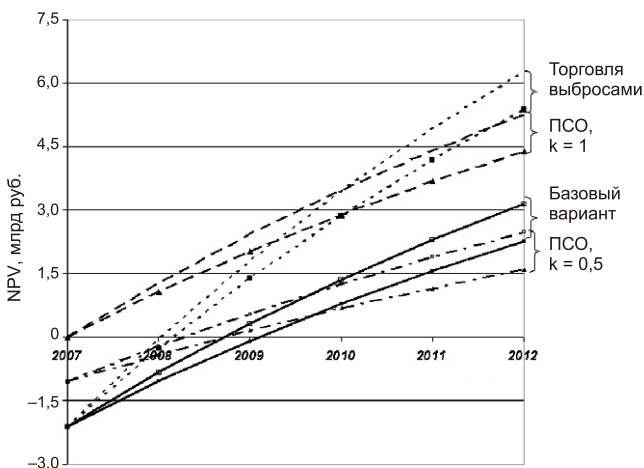
NPV проектов с использованием первой технологии, млн руб.

Направление реализации	Уровень цен	NPV по годам					
		2007	2008	2009	2010	2011	2012
<i>Базовый вариант</i>							
Экспорт	Мин.	-2118	-1053	-93	774	1554	2259
	Макс.	-2118	-417	1113	2493	3738	4857
Внутренний рынок	Мин.	-2118	-1701	-1311	-948	-609	-291
	Макс.	-2118	-1626	-1161	-726	-315	66
<i>Вариант с ПСО, k = 0,5</i>							
Экспорт	Мин.	-1059	-429	150	678	1158	1596
	Макс.	-1059	207	1356	2397	3342	4194
Внутренний рынок	Мин.	-1059	-1077	-1068	-1044	-1005	-954
	Макс.	-1059	-999	-918	-822	-711	-597
<i>Вариант с торговлей</i>							
Экспорт	Мин.	-2118	-267	1389	2868	4194	5382
	Макс.	-2118	369	2595	4590	6378	7980
Внутренний рынок	Мин.	-2118	-915	168	1149	2034	2832
	Макс.	-2118	-840	321	1371	2325	3189
<i>Вариант с ПСО, k = 1</i>							
Экспорт	Мин.	0	1065	2025	2892	3672	4377
	Макс.	0	1701	3231	4611	5856	6975
Внутренний рынок	Мин.	0	417	807	1170	1509	1827
	Макс.	0	492	957	1392	1803	2184

Согласно проведенным расчетам, проекты с использованием первой технологии окупаются за три-четыре года как в случае привлечения механизмов Киотского протокола, так и без них, когда природный газ, замещаемый метаном, реализуется на внешнем рынке. При продаже природного газа на внутреннем рынке проект окупается: в базовом варианте – в последний год при максимальных ценах; с привлечением механизма торговли – за три года; при привлечении механизма ПСО – уже на второй год при $k = 1$, а при $k = 0,5$ он убыточен до конца периода.

Проект с использованием второй технологии (бурение из горных выработок навстречу очистному забою пластовых направленных скважин с ОПГ) в базовом варианте не окупается ни при одном из рассмотренных вариантов цен. При привлечении механизмов Киотского протокола этот проект окупается к 2011 г. только при верхней границе экспортных цен, причем значение NPV для механизма ПСО с $k = 0,5$ в 2011 г. выше, чем при привлечении механизма торговли (165 млн и 24 млн руб.), а в 2012 г. – наоборот, ниже (1017 млн и 1626 млн руб.). Что касается проектов с использованием остальных технологий (бурение с поверхности пластовых направленных скважин с ОПГ и без ОПГ, гидрорасчленение пласта с поверхностью), то они не окупаются за период 2007–2012 гг. ни в одном из рассматриваемых вариантов при заданных условиях.

Расчеты показали, что в рамках предложенных первоначальных условий привлечение механизмов Киотского протокола ускоряет окупаемость проектов, но если механизм торговли значительно повышает итоговую величину NPV проекта, то механизм ПСО может и снизить ее. Так, из данных табл. 4 видно, что к 2012 г. величина NPV, рассчитанная по экспортным ценам, находится в интервалах: 2259–4857 млн руб. – по базовому варианту; 1596–4194 млн руб. – по варианту с ПСО ($k = 0,5$); 5382–7980 млн руб. – по варианту с торговлей. Изменения NPV рассматриваемых проектов в случае применения первой технологии на всем промежутке 2007–2012 гг. показаны на рисунке. Различие механизмов Киотского протокола состоит в том, что использование торговли выбросами увеличивает приток денежных средств на период отдачи, в то время как ПСО, снижая величину начальных вложений, уменьшает их отток в начальный период. Соответственно привлечение механизма ПСО в большей степени сокращает срок окупаемости проекта, однако при достаточной длительности реализации проекта итоговый эффект будет больше при использовании торговли выбросами. Поэтому выбор механизма зависит от целей и возможностей предприятия, а результат – от доли партнера в финансировании проекта и от рассматри-



Денежные потоки в рамках проектов с использованием первой технологии и экспортных цен (минимальное и максимальное значения)

ваемых сроков реализации проекта. Для раскрытия этих деталей на основе результатов, полученных при усредненной оценке, проведены дополнительные расчеты.

В частности, можно оценить стоимость квоты для партнера-инвестора, чтобы сравнить альтернативы его стратегии: купить квоту на рынке или реализовать ее в рамках ПСО.

Фактические затраты инвестора на получение квоты за пять лет составляют величину $5kan$ (или kn на единицу квоты). Здесь a – годовой объем звлечения метана в рамках проекта; n – удельные приведенные затраты на извлечение метана, предусматриваемые технологией извлечения. Однако свои квоты инвестор получит не сразу, а в течение пяти лет (по объему a каждый год) в рамках рассматриваемого проекта совместного осуществления. Тогда средняя стоимость единицы квоты при ставке дисконта d

$$FV = k \cdot n \cdot \frac{1}{5} \cdot \sum_{i=1}^5 (1+d)^i.$$

Соответственно если рыночная стоимость единицы квоты u больше FV , то выгоднее приобрести квоту в рамках ПСО, если же меньше, то на рынке.

Средняя приведенная стоимость единицы квоты для партнера в рамках ПСО с долей его участия 1/2 составила: для первой технологии – 999 руб. за 1000 куб. м, для второй технологии – 4494, для третьей – 14982, для четвертой – 37452 и для пятой – 52434 руб. Полное финансирование проектов удваивает стоимость квот для партнера. Как видно из этих данных, при рассматриваемой рыночной стоимости квот 2115–8460 руб. за 1000 куб. м для того, кто хочет приобрести квоту, вложения в проекты с использованием первых двух технологий могут быть более выгодными, чем покупка на рынке, а вложения в проекты с использованием остальных технологий – менее выгодными. Средняя приведенная стоимость квот для партнера-инвестора по ПСО в рамках проекта с использованием первой технологии даже при полном финансировании им проекта составляет 1998 руб. Поэтому и для сравнения с проектом, в котором применяется механизм торговли, и просто для оценки проекта можно использовать долю партнера, равную 1.

Средние затраты на снижение выбросов CO₂ на 1 т для России составляют около 600 руб., для США – 5700, для ЕС – 8100, для Японии – 18000 руб. При пересчете на 1000 куб. м метана (14 т CO₂-экв.) эти величины составят 8400, 49800, 113400 и 192000 руб. соответственно. Поэтому в перспективе ПСО с использованием всех рассматриваемых технологий могут быть вполне жизнеспособными.

Для проектов была рассчитана такая доля партнера, которая обеспечит их окупаемость в рассматриваемых условиях за период 2007–2012 гг.:

$$NPV = -(1-k) \cdot n \cdot 5 \cdot a + \sum_i^5 \frac{p+s-q(1-k)}{(1+d)^i} \cdot a = 0,$$

$$k = 1 - \frac{\sum_{i=1}^5 \frac{p+s}{(1+d)^i}}{\left(5 \cdot n + \sum_{i=1}^5 \frac{q}{(1+d)^i} \right)},$$

где p – удельная прибыль от реализации 1000 куб. м метана; s – удельная плата за выбросы в атмосферу 1000 куб. м метана; q – удельные затраты на текущий контроль за реализацией проекта.

Результаты расчетов представлены в табл. 5. Из них следует, что проекты с использованием третьей–пятой технологий при любом уровне цен требуют практически полного внешнего финансирования (со стороны партнера в рамках ПСО). То же самое можно сказать и о проектах с использованием первых двух технологий в случае реализации замещаемого метаном природного газа на внутреннем рынке. Как видно из таблицы, проекты, окупающиеся и в базовом варианте, в рамках ПСО требуют некоторой

Таблица 5

Доли участия партнера, обеспечивающие окупаемость проектов

Направление реализации	Уровень цен	Технологии				
		1-я	2-я	3-я	4-я	5-я
Экспорт	Мин.	0,21	0,69	0,92	0,97	0,98
	Макс.	0,00	0,41	0,83	0,93	0,95
Внутренний рынок	Мин.	0,95	0,99	1,00	1,00	1,00
	Макс.	0,78	0,95	0,99	1,00	1,00

доли партнера, большей, чем 0. Это связано с тем, что привлечение данного механизма предполагает определенные затраты.

Аналогично для вариантов с привлечением механизма торговли выбросами можно рассчитать такую стоимость квоты, при которой данные проекты окупятся за нужный срок. Получены следующие результаты: проекты с использованием уже третьей технологии требуют очень высокой рыночной цены квот – 22740–26880 руб. за 1000 куб. м метана (или 1620–1920 руб. за 1 т CO₂-экв.), а для четвертой и пятой технологий эти значения еще выше. Цены квот, необходимые для окупаемости проектов с использованием второй технологии, ниже максимальной рассматриваемой оценки (8460 руб. за 1000 куб. м), поэтому их тоже стоит учитывать. Проекты, для которых требуемая цена ниже издержек, связанных с привлечением механизма торговли (2772 руб. за 1000 куб. м), окупаются и в базовом варианте.

Решение задачи на замещение природного газа метаном с помощью оптимизационной модели «Баланс котельно-печного топлива», учитывающей взаимозаменяемость энергоресурсов при существующих транспортных ограничениях, позволило определить возможные объемы замещения: на уровне 353 млн куб. м в год по Кузбассу и 57 млн куб. м в год по Печорскому бассейну. Эффект от замещения в случае реализации прогноза по экспортным ценам на природный газ может быть весьма значительным (табл. 6). Для этих объемов общая величина предотвращенного эколого-экономического ущерба в Кузбассе составит 31 млн руб.

Итак, сопоставление результатов оценивания эколого-экономического ущерба от угольной энергетики на стадии добычи угля и на стадии его потребления на углесжигающих предприятиях показывает, что для всех вариантов вклады в ущерб обеих этих стадий сопоставимы, т.е. можно говорить об удвоении ущерба, если оценивать его по всей цепочке – от добычи

Таблица 6

Эффект от замещения природного газа метаном по Кузбассу, млн руб

Год	Эффект при экспортной цене природного газа		
	средней	минимальной	максимальной
<i>Без учета прогнозируемой стоимости квоты</i>			
2010	1377	1113	1641
2020	1641	1428	1854
<i>С учетом средней прогнозируемой стоимости квоты (165 руб./т CO₂)</i>			
2010	2193	1926	2457
2020	2457	2244	2670

до сжигания на ТЭС. Так, в 2020 г. ущерб составит по пессимистическому варианту для России – 24,0–32,0 млрд руб., для Сибирского федерального округа – 12,5–13,4 млрд руб. По наиболее вероятному варианту сокращение ущерба по сравнению с пессимистическим вариантом может составить для России 2,9 раза и для Сибирского федерального округа – 1,6 раза, а по оптимистическому варианту достигается 15–20-кратное сокращение ущерба. Реализация перспективных технологий утилизации угольного метана Кузбасса позволяет уже к 2020 г. покрывать до 17% экономического ущерба от всей угольной энергетики Сибири, а с учетом возможностей участия в механизмах Киотского протокола – до трети ущерба даже по пессимистическому варианту. Использование аналитических методов для гибкого применения этих механизмов помогает выбрать инвестиционные проекты, дающие максимальный коммерческий и экологический эффект.

Литература

1. **Проблемы** развития российской энергетики: Материалы научной сессии Президиума СО РАН (Новосибирск, 24 февраля 2005 г.). – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2005.
2. **Энергетическая** стратегия России на период до 2020 года. – М.: ГУ ИЭС Минэнерго России, 2003.
3. **Эколого-экономическая** эффективность плазменных технологий переработки твердых топлив. – Новосибирск: Наука, Сиб. изд. фирма РАН, 2000.
4. **Потапов В.П., Мазикин В.П., Счастливцев Е.Л., Вашлаева Н.Ю.** Геоэкология угледобывающих районов Кузбасса. – Новосибирск: Наука, 2005.
5. **Журавель Н.М.** Оценка снижения эмиссии метана в Кузбассе // Регион: экономика и социология. – 2005. – № 3.