



## Использование шахтного метана в качестве энергоносителя

**М. В. Белошицкий, А. А. Троицкий – ООО «Турбомашины»**

По имеющимся прогнозам, мировое потребление первичной энергии к 2025 г. может увеличиться более чем в 1,5 раза. В связи с этим наряду с основными органическими энергоресурсами – нефтью и природным газом из традиционных источников – возрастает роль метана из угольных пластов и угленосных толщ, который является высококачественным и экологически чистым энергоносителем.

**М**етан – это один из основных парниковых газов, выброс которых в атмосферу вызывает ее загрязнение. Фактически содержание метана в атмосфере составляет 18% от всего количества парниковых газов. Кроме того, он в 25 раз токсичнее углекислого газа. Содержание метана в атмосфере быстро растет: за последние сто лет оно увеличилось вдвое. По наблюдениям ученых, его объем ежегодно увеличивается на 0,6% (объем углекислого газа – на 0,4%).

В атмосфере метан существует в течение 11 лет (для сравнения:  $\text{CO}_2$  – в течение 120 лет), поэтому сокращение уровней его выбросов даст немедленный положительный эффект на общее состояние атмосферы и климата в частности.

Основное количество метана в атмосферу попадает при добыче каменного угля в шахтах. При его концентрации в воздухе 5-15% воздуш-

ная смесь в рабочих штольнях становится взрывоопасной, поэтому для откачки газа в шахтах используется мощное вентиляционное оборудование. Откачанный метан в большинстве случаев выбрасывается в атмосферу. Например, в 1990 году (рис. 1, 2) выбросы в целом составили более 31 млрд  $\text{m}^3$  метана (в 2000 г. – 25 млрд  $\text{m}^3$ ), в шахтах было утилизировано в качестве источника энергии только 1,3 млрд  $\text{m}^3$ . При этом 70-85% всего шахтного метана выбрасывается при закрытых способах добычи угля, еще 10% добавляют открытые разработки, и 5-10% метана образуется при сжигании каменного угля на тепловых станциях.

В мире существует большое количество шахт со значительными запасами метана, и его можно успешно утилизировать для использования в качестве энергоносителя, что будет способствовать также снижению эмиссии. По предвари-

тельной оценке, мировые запасы метана угольных пластов оцениваются в 260 трлн м<sup>3</sup>; наиболее значительные ресурсы сосредоточены в КНР, России, США, Австралии, ЮАР, Индии, Польше, Германии, Великобритании и Украине.

Масштабная добыча метана ведется в США (в этой отрасли работает около 200 фирм), начаты работы по извлечению метана в Австралии, Китае, Канаде, Польше и Великобритании.

В США за последние годы добыча метана достигла 1 млрд м<sup>3</sup> в год, составив 7% добычи природного газа страны. Здесь разработана и внедрена технология извлечения из угольных пластов до 80% содержащегося в них метана. Это достигается пневмо- и гидродинамическим (с помощью воды, пульпы или специальных растворов) воздействием на пласты, стимулирующим повышенную газоотдачу угля.

Для утилизации шахтного метана разрабатываются также проекты электростанций на базе топливных элементов. В частности, компания FuelCell Energy запустила в эксплуатацию демонстрационную установку мощностью 200 кВт на одной из шахт, где будет утилизироваться 55-80 тыс. м<sup>3</sup> шахтного газа. Содержание метана в нем составляет 45-47%. Реализуется еще ряд аналогичных проектов большей мощности на территории США и Канады.

В Австралии технологии извлечения газа на шахтах и вне горных предприятий разрабатывались параллельно с США, и некоторые компании успешно ведут разработку метана уже с середины 1990-х годов. Добыча метана ведется горизонтальными скважинами, пробуренными по пласту на расстояние до 1500 м. Газ поступает на очистительную фабрику, где в соответствии с техническими требованиями обезвоживается, фильтруется, сжимается и далее по газопроводу высокого давления поступает потребителям.

В последние годы в стране реализован ряд крупных проектов по выработке электроэнергии с использованием шахтного метана. Так, на месторождении штата Новый Южный Уэльс успешно эксплуатируются с 2000 года две электростанции общей мощностью 94 МВт. В состав одной из них входят 54 газопоршневых энергоблока мощностью по 1 МВт, вторая состоит из 40 энергоблоков. Вырабатываемая электроэнергия продается энергокомпании Integral Energy.

В конце 2005 года компанией Energy Developments построена электростанция мощностью 32 МВт на базе 16 газопоршневых энергоблоков. В рамках федеральной программы по снижению выбросов парниковых газов компания разрабатывает проект по строительству станции на базе газотурбинных установок общей мощностью 11 МВт. В качестве основного топлива будет использоваться шахтный метан.

В Китае, где ресурсы метана угольных пластов составляют 30-35 трлн м<sup>3</sup>, работы по его добыче начались в 1990-х годах. За прошедшие 15 лет пробурено более 100 опытных скважин на территории угольных бассейнов в восточной части страны. Ведется строительство самой крупной в мире электростанции для работы на шахтном метане – ее мощность составит 120 МВт.

Если в 2000 году объем добычи метана в Китае составлял около 0,8 млрд м<sup>3</sup>, то к 2010 г. планируется довести добычу газа до 10 млрд м<sup>3</sup>.

В Канаде ведутся экспериментальные работы по извлечению метана в провинции Альберта. Прогнозируется, что метан угольных пластов, запасы которого составляют около 8 трлн м<sup>3</sup> (тогда как ресурсы традиционного газа в стране – 5 трлн м<sup>3</sup>), в будущем станет основным видом добываемого газа в ряде районов Канады.

В Великобритании метан добывается из двух закрытых шахт, расположенных недалеко от г.г. Мансфилд и Ститлей. Разработан

Рис. 1. Глобальные выбросы шахтного метана в 2000 г.

Рис. 2. Мировые тенденции по снижению выбросов метана

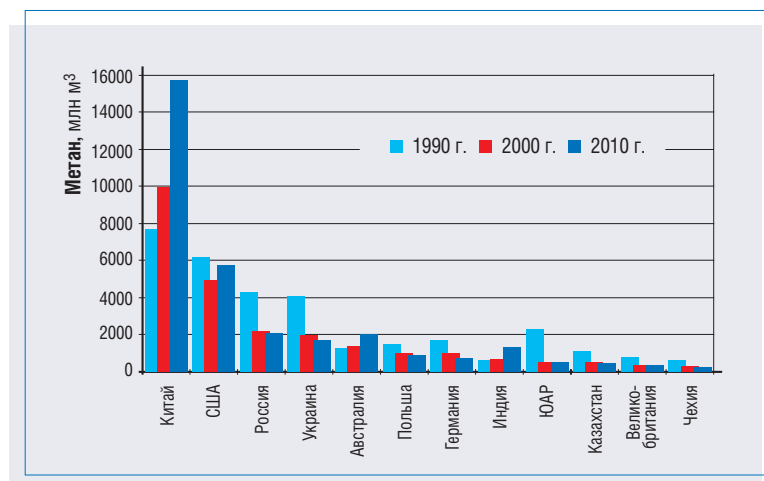


Фото 1.  
Газопоршневой агрегат  
JMS 620 GS-N.LC



альтернативный метод извлечения метана посредством его откачки через вентиляционные стволы шахт, куда он поступает из неотработанных угольных пластов.

В **России** основные ресурсы метана – 72-79 трлн м<sup>3</sup> – сосредоточены в недрах Тунгусского, Кузнецкого, Ленинского и Печорского угольных бассейнов и составляют около 8% всех ресурсов природного газа.

Наиболее перспективным в отношении добычи и использования метана в промышленных целях является Кузнецкий угольный бассейн.

Табл. 1. Основные технические характеристики модуля JMS 620 GS-N.LC

Наименование параметра	Значение
Номинальная электрическая мощность, кВт	3035
Номинальная тепловая мощность, кВт	2920
Электрический КПД, %	42,9
Тепловой КПД, %	41,3
Расход теплоносителя, м <sup>3</sup> /ч	62,8
Минимально допустимая концентрация метана в шахтном газе, %	25
Расход шахтного газа, м <sup>3</sup> /ч	2830
Расход форкамерного газа с концентрацией метана более 33%, м <sup>3</sup> /ч	25
Габариты, ДхШхВ, мм	8900x2500x2800
Масса, кг	32000

Табл. 2. Технические характеристики двигателя J 620 GS-E01

Наименование параметра	Значение
Количество цилиндров, шт.	20
Диаметр / ход поршня, мм	190 / 220
Рабочий объем, л	124,75
Температура выхлопного газа, °С	425
Частота вращения, об/мин	1500
Эмиссия NO <sub>x</sub> /CO (5% O <sub>2</sub> ), мг/м <sup>3</sup>	< 500 / < 650
Габариты, ДхШхВ, мм	5542x1900x2540
Масса, кг	12000

Запасы метана здесь оценены в 13 трлн м<sup>3</sup> до глубины 1800 м и в 5-6 трлн м<sup>3</sup> – до 1200 м.

Работы по утилизации шахтного метана начали проводиться в конце 80-х годов. Например, на шахте «Северная» (Воркутауголь) стали сжигать шахтный газ в котельных для производства тепла, а в конце 90-х гг. на площадке шахты был запущен в эксплуатацию газопоршневой агрегат мощностью 975 кВт, использующий шахтный метан в качестве топлива. Установка работает параллельно с централизованной сетью, поскольку потребности в электроэнергии на шахте превышают вырабатываемое количество энергии, но тем не менее шахта экономит на оплате электроэнергии.

Еще одна установка работает на шахте «Чертинская» (Беловоуголь) Кемеровской области.

При поддержке ОАО «Газпром» начата добыча метана из угольных пластов неэксплуатируемых месторождений Кузбасса. При благоприятных условиях общий объем добычи метана к 2010 году может составить 4-5 млрд м<sup>3</sup> в год, причем себестоимость этого газа, по оценке экспертов, будет составлять \$14-20 за 1 тыс. м<sup>3</sup>. Это выше себестоимости добываемого природного газа на действующих крупных месторождениях севера Тюменской области, но в два раза ниже, чем на вновь вводимых в разработку месторождениях.

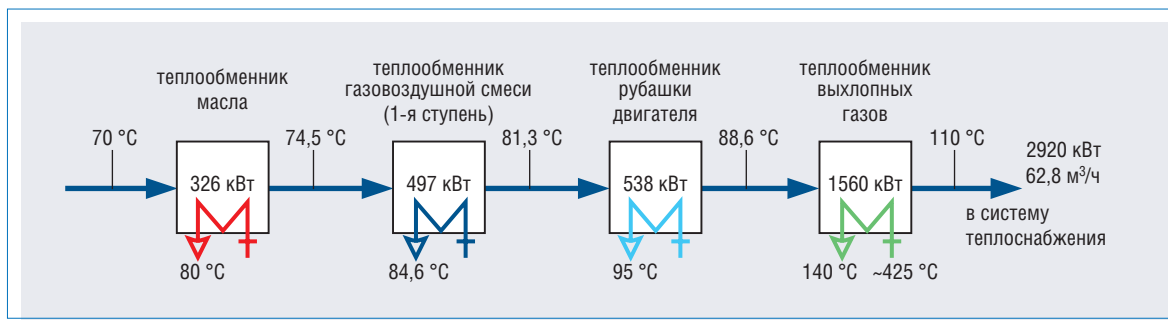
Таким образом, необходимость, возможность и экономическая целесообразность крупномасштабной добычи метана из угольных пластов подтверждается опытом ряда стран. По мнению американских экспертов, это направление будет неуклонно развиваться, и к 2020 г. мировая добыча метана из угольных пластов достигнет 78 млрд м<sup>3</sup> в год.

Практическое использование шахтного метана в России и СНГ сдерживается рядом технических и экономических факторов. Это прежде всего нестабильность концентрации шахтного газа, высокая взрывоопасность метановоздушной смеси с низкой концентрацией метана, наличие взрывоопасных компонентов.

На **Украине** недостаток энергоресурсов вызвал интерес к использованию метана угольных месторождений. Из 294 шахт Донбасса за год выделяется около 2,5 млрд м<sup>3</sup> метана, из шахт Львовско-Волынского бассейна – около 60 млн м<sup>3</sup>. При этом только 8% этого количества используется в качестве топлива – остальной газ выбрасывается в атмосферу. В постановлении правительства Украины о первоочередных мерах по организации промышленной добычи метана из угольных пластов ему придан статус полезного ископаемого.

На Тягливском месторождении (Львовско-Волынский бассейн), где ресурсы метана оцени-

Рис. 3.  
Принципиальная  
схема утилизации  
тепловой энергии  
энергблока  
JMS 620 GS-N.LC



ваются в 10 млрд м<sup>3</sup>, совместно с американской компанией ведется добыча шахтного метана. Впервые на Украине используются новые технологии извлечения угольного газа, в частности метод гидроразрыва пластов. Поскольку метан продолжает выделяться в значительных объемах и после ликвидации шахт, украинские ученые работают над созданием технологий извлечения метана из выработанных пространств закрытых шахт для использования его в качестве энергоносителя.

Расчеты специалистов и зарубежный опыт показывают, что решить проблему эффективного использования шахтного метана в настоящее время может только применение когенерационных технологий. К настоящему моменту определенный опыт проектирования и практического использования когенерационных установок ограниченной мощности на промышленных предприятиях Украины уже накоплен.

В 2004 году на шахте им. А. Ф. Засядько (г. Донецк) началось проектирование самой мощной в СНГ когенерационной установки с исполь-

зованием шахтного метана в качестве топлива. Работы осуществляла компания «Синапс». При этом она выполняла функции как генпроектировщика, так и шефмонтажной организации. При реализации проекта были решены многие технические вопросы, связанные с проектированием различных узлов теплоэлектростанции (ТЭС) и подготовкой газа – шахтного метана.

Первая очередь станции была успешно введена на Восточной промышленной площадке шахты в начале 2006 г. (журнал «Турбины и Дизели». 2006, №2). Проектная электрическая мощность ТЭС составляет 36,4 МВт, тепловая – 35 МВт, в качестве топлива используется шахтный метан. В состав станции входят 12 энергоблоков JMS 620 GS-N.LC (фото 1) производства фирмы GE Energy Jenbacher Gas Engines. Агрегаты имеют длительный ресурс и отличаются стабильной работой при использовании шахтного метана с нестабильной концентрацией.

Двигатель J 620 GS-E01 оснащен системой сгорания Leapox® (разработка GE Jenbacher), позволяющей существенно уменьшить выбросы CO, NO<sub>x</sub> и SO<sub>2</sub>. Благодаря этой системе декларированный уровень выбросов установок обеспечивается не только на номинальном режиме, но и при снижении их мощности до 50%. В связи с тем что рабочие цилиндры двигателя снабжены форкамерой, он может работать на относительно бедных топливных смесях. Для обеспечения лучшей защиты от вибрации двигатель закреплен на раме с помощью антивибрационных креплений.

Основные технические характеристики установки и двигателя приведены в табл. 1, 2.

В агрегате установлен генератор компании AVK DIG 130 L/4 на 6,3 кВ.

Автоматические системы управления каждого модуля – DIA.NE XT – объединены системой



Фото 2.  
Зал тепло-  
обменного  
оборудования

*Шахта имени А.Ф. Засядько сдана в эксплуатацию в 1958 году. Она расположена в Киевском районе г. Донецка. Горный отвод шахты включает в себя приграничные территории г.г. Донецка, Макеевки, а также Ясиноватского района Донецкой обл.*

*Газоносность угольных пластов шахты составляет от 19 до 23 м<sup>3</sup>/т.*

*Давление газа во вмещающих породах 4...10 МПа.*

*Ресурсы метана в угольных пластах – 3,9 млрд м<sup>3</sup>, в пластах-спутниках – 0,8 млрд м<sup>3</sup>, в песчаниках – 12,9 млрд м<sup>3</sup>.*



Фото 3.  
Общий вид ТЭС

управления 2-го уровня Master Control (GE Jenbacher). Все системы станции объединяет АСУ 3-го уровня, которая поставлена компанией «Синапс» совместно с ООО «Интсол».

Трехступенчатая тепловая схема когенерационной установки предусматривает отпуск теплоносителя в виде горячей воды с параметрами 110/70 °С. Сначала осуществляется утилизация тепла смазочного масла, газозвушной смеси и рубашки двигателя, при этом вода подогревается с 70 °С до 86 °С. Дальнейший подогрев теплоносителя – до 110 °С – осуществляется за счет утилизации тепла выхлопных газов. Принципиальная схема утилизации тепловой энергии когенерационной установки и ее основные количественные показатели приведены на *рис. 3*.

В случае низкой присоединенной тепловой нагрузки для удаления излишнего тепла используется система аварийного охлаждения, при этом поток выхлопных газов перенаправляется в обход теплообменника через байпасный выхлоп.

Двухэтажная компоновка производственных помещений станции обеспечила компактное расположение установки и сокращение протяженности инженерных коммуникаций. Энергомодули расположены в четырех машинных залах внизу. Здесь также находятся маслохозяйство, насосная, помещение распределительного устройства РУ-6,3 кВ, диспетчерская, вспомогательные и бытовые помещения.

Тепловая часть когенерационной установки расположена на уровне 5,4 м (*фото 2*). На крыше основного здания ТЭС находятся сухие градирни аварийного охлаждения и охлаждения второй ступени газозвушной смеси. Общий вид ТЭС, а также вакуум-насосная станция и токопроводы 6,3 кВ от электростанции до подстанции 6,3/110 кВ представлены на *фото 3*.

Важной составной частью станции является площадка газоподготовки (*фото 4*), которая расположена рядом со зданием ТЭС. Установка газоподготовки обеспечивает контроль и

регулирование параметров топливного и форкамерного газа для газопоршневых агрегатов (давление, температура, влажность, содержание твердых примесей и концентрация метана в топливном газе).

Для поддержания стабильной работы вакуум-насосов избыточное давление газа на выходе из них не должно превышать 45 кПа. Контроль давления, а также смешивание газа и сброс его избытков на свечу осуществляется на узле смешивания. В связи с требованиями, предъявляемыми Киотским протоколом к системам уменьшения вредных выбросов, свеча будет заменена факельной установкой с автоматической системой розжига.

При подготовке топливного газа должна соблюдаться основная зависимость – изменение влагосодержания газа при изменении его температуры. Чтобы обеспечить относительную влажность газа не более требуемых 80% при исходной влажности 100%, шахтный газ направляется в систему охлаждения. Здесь температура газа понижается с 40...46 °С до 35 °С, а конденсат вместе с твердыми примесями отделяется в фильтрах-сепараторах с фторопластовыми пакетами. После этого газ поступает на блоки нагрева, где его температура повышается до 40 °С, а относительная влажность понижается до 80%. Отсепарированная влага подается в бак дегазации для отделения остатков растворенного газа. Горячая вода, которая используется в качестве теплоносителя, подготавливается на когенерационной станции, а хладоноситель – на холодильной станции, состоящей из двух чиллеров общей холодопроизводительностью 420 кВт.

Для запальной дозы (форкамеры) используется природный газ или газ с поверхностных скважин с содержанием метана до 95%. Для обеспечения нормальной и стабильной работы энергоблока требуется форкамерный газ с концентрацией метана не ниже 33% и в незначительных объемах – 25 м<sup>3</sup>/ч при расходе топливного газа 2830 м<sup>3</sup>/ч. При концентрации метана в шахтном газе ниже 25% предусмотре-



Фото 4.  
Площадка подготовки газа для газопоршневых агрегатов

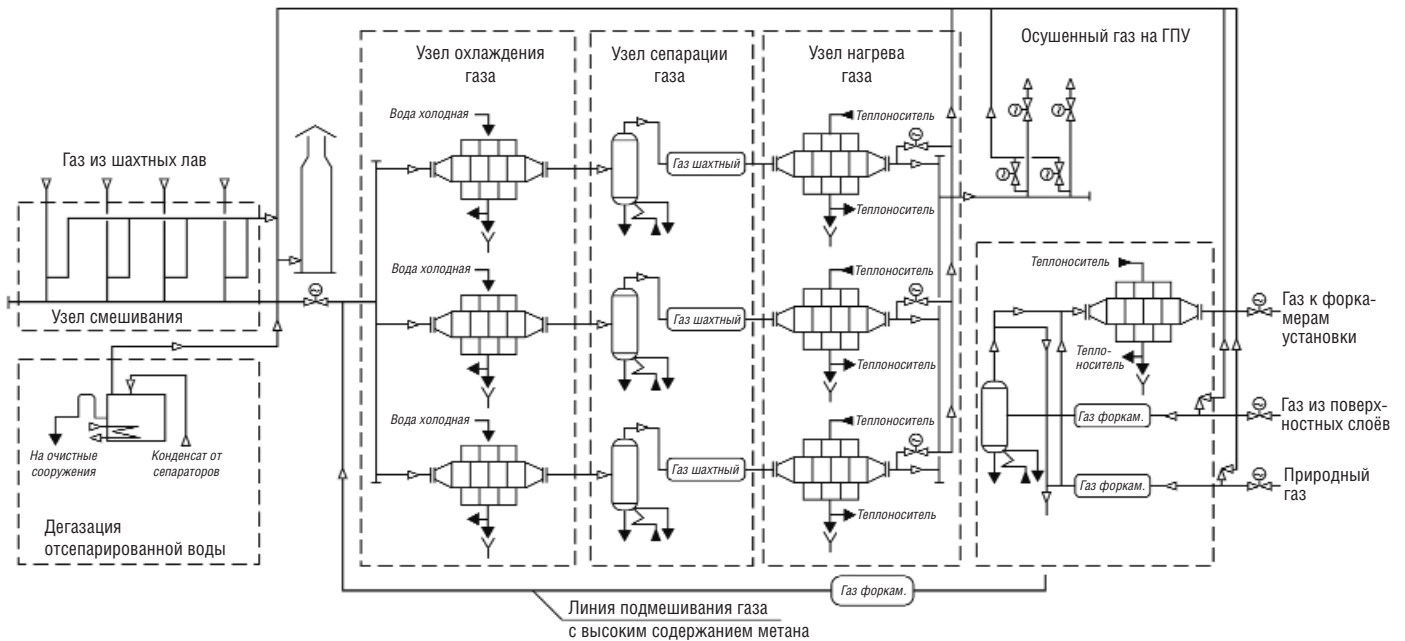


Рис. 4.  
Принципиальная  
схема  
газоподготовки

но подмешивание природного газа или газа с поверхностных скважин. За время работы (с января по октябрь 2006 г.) таких случаев использования природного газа для повышения концентрации шахтного газа не было.

Принципиальная схема газоподготовки показана на рис. 4. Газ из поверхностных скважин после стабилизации давления поступает на сепаратор, где из него удаляется капельная влага и твердые примеси размером более 5 мкм. Затем газ разделяется на два потока – на запальную дозу и поток подмешивания. При подводе природного газа разделение потоков на запальную дозу и на подмешивание осуществляется сразу после стабилизации давления.

На выходе топливного газа из системы газоподготовки измеряются его относительная влажность, давление, концентрация кислорода и метана. Эти значения автоматически передаются в систему управления установки для первичных настроек агрегата перед стартом. Для нормального запуска модуля своевременная передача и точность параметров имеют очень важное значение.

Сброс подготовленного газа на свечу на выходе из системы газоподготовки предусматривается только в аварийном режиме, после закрытия охранных задвижек для опорожнения аппаратов и системы газопроводов.

В настоящий момент теплоэлектростанция принята в опытно-промышленную эксплуатацию Государственной приемочной комиссией. К концу следующего года реализуемый проект будет полностью завершен – на шахте установят еще двенадцать газопоршневых энергоустановок JMS 620 GS-N.LC. ■

#### Использованная литература

- Щебетов А. Месторождения газовых гидратов: ресурсы и возможные методы разработки / Технологии ТЭК. Апрель 2006.
- Мальшев Ю.Н., Худин Ю.Л., Васильчук М.П. и др. Проблемы разработки метаносных пластов в Кузнецком угольном бассейне / - М.: Изд-во Академии горных наук, 1997.
- Триплетт Д.Р., Филиппов А.Э. Писаренко А.А. Метан угольных месторождений Украины: производственный и инвестиционный потенциал шахт Донбасса / Справочное издание, -К.: Логос, 2000.
- Федоров С.Д., Облакевич С.В., Радюк О.П. Проблема утилизации шахтного метана в когенерационных установках и пути ее решения на примере шахты им. А.Ф. Засядько / Промэлектро. 2006, №5.
- Methane to Markets Coal Mines Fact Sheet / U.S. Environmental Protection Agency's Coalbed Methane Outreach Program. 2006, September.
- Flaring Coal Mine Methane Draft Policy White Paper / U.S. Environmental Protection Agency's Coalbed Methane Outreach Program. 2006, August.
- Coal Mine Methane Global Overview / U.S. Environmental Protection Agency's Coalbed Methane Outreach Program. 2006, August.
- U.S. EPA, Technical and Economic Assessment: Mitigation of Methane Emissions from Coal Mine Ventilation Air, 2005
- George Steinfeld, Jennifer Hunt, FuelCell Energy, Inc. Recovery and Utilization of Coalmine Methane: Pilot-Scale Demonstration Phase, 2004
- Global Climate Change Team, Study of the Market Potential for Recovered Methane in Developing Countries, 2005.