

УДК 622.411.33

Л.А. Пучков, С.В. Сластунов

ПРОБЛЕМЫ УГОЛЬНОГО МЕТАНА – МИРОВОЙ И ОТЕЧЕСТВЕННЫЙ ОПЫТ ИХ РЕШЕНИЯ

В последние годы в мире резко возросло внимание к проблемам метана вообще, особенно к его эмиссии в атмосферу.

Метан (СН₄) – это углеводород, основной компонент природного газа. Он также является парниковым газом (ПГ), а это означает, что его присутствие в атмосфере влияет на температуру Земли и климат. Метан – второй, наиболее распространенный парниковый газ после диоксида углерода (СО₂).

Метан – парниковый газ с коротким периодом жизни в атмосфере – 12 лет (для сравнения: диоксид углерода – 130 лет, окислы азота – 120 лет).

Почему эмиссия метана является поводом для беспокойства?

За 100-летний период метан в 23 раза более мощно проявил себя как парниковый газ, чем основной эмиттер - диоксид углерода. На протяжении последних двух веков концентрация метана в атмосфере более чем удвоилась, преимущественно благодаря антропогенной деятельности. На долю метана в настоящее время приходится 16 % от глобальной эмиссии парниковых газов, связанной с человеческой деятельностью (рис. 1).

Почему стоит задача сконцентрироваться на улавливании метана и использовании его в качестве энергетического ресурса?

Вопрос снижения эмиссии метана имеет энергетические, экономические преимущества, а также преимущества связанные с вопросами безопасности угледобычи и охраны окружающей среды. Во-первых, метан - сильнодействующий парниковый газ с коротким периодом жизни в атмосфере, поэтому снижение его эмиссии может повлечь значительный и сравнительно быстрый эффект. Кроме того, метан является основной составляющей природного газа. Следовательно, извлечение и утилизация метана обеспечивает получение ценного, чистого энергетического ресурса, который способствует повышению качества и уровня жизни общества, получения дополнительного дохода.

Производство энергии из извлеченного метана также позволяет избежать использования таких высоко эмиссионных энергетических ресурсов, как дерево, уголь и мазут. Это может снизить выделение эмиссии СО₂ и других загрязнителей воздуха от электростанций, таких как сернистый ангидрид (основной инициатор кислотных дождей), микрочастиц (провоцирующих поражение органов дыхания), следов других опасных загрязнителей. Улавливание метана на угольных шахтах позволяет повысить безопасность за счет снижения риска взрывов метановоздушной смеси в угольных шахтах.

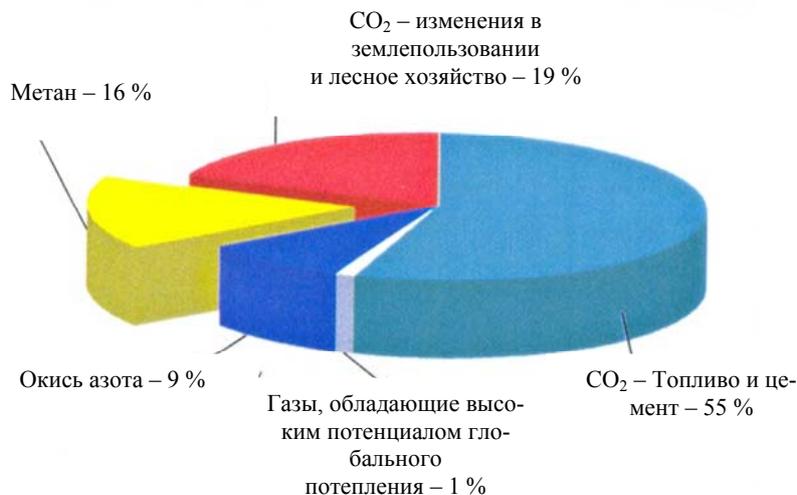


Рис. 1. Глобальные выбросы парниковых газов

Одним из первых и существенных международных инициатив по организации снижения эмиссии парниковых газов был Киотский протокол.

КИОТСКИЙ ПРОТОКОЛ (КП)

КП принят в декабре 1997 года как дополнение к Рамочной конвенции ООН об изменении климата. Период подписания завершился в 1999 году. КП подписало 159 стран.

Федеральный закон «О ратификации КП» принят Госдумой и одобрен Советом Федерации в октябре 2004 года. Подписан Президентом России В.В.Путиным 04.11.2004 г. КП вступил в силу 16.02.2005 г., так как была достигнута ратификация соглашения государствами, на долю которых приходится $\geq 55\%$ всех выбросов парниковых газов. На 1 кв. 2006 г. Протокол ратифицировала 161 страна (61 % выбросов).

Действие протокола распространяется на период 2008-2012 гг.

Цель вводимых ограничений – снизить средний уровень 6 типов газов (CO₂, CH₄, HFC - гидрофторуглероды, PFC - перфторуглероды, N₂O₅ - оксид

азота, SF₆ - гексофторид серы) на 5,2 % по сравнению с уровнем 1990 г.

Взятые обязательства:

Индустриальные страны

- Евросоюз – сокращение выбросов на 8 %;
- Япония и Канада – на 6 %;
- Страны Восточной Европы и Балтии – на 8 % (в среднем);
- РФ и Украина – сохраненный уровень 1990 г.

Развивающиеся страны, включая Китай и Индию, на себя обязательств не брали.

Предусмотрены 3 механизма гибкости при реализации КП:

- Проекты совместного осуществления (ПСО) – взаимоотношение 38 промышленно развитых стран со странами с переходной экономикой (в т.ч. Россия) – передача нереализованных квот (так называемых «углеродных кредитов») (ЕСВ – единицы сокращенных выбросов) – при внедрении новых технологий с оценкой фактического снижения выбросов;
- механизм чистого развития – помощь развивающимся странам;

- международная и на внутреннем рынке торговля квотами (единицами выделенного стране бюджета выбросов - ЕБВ).

По оценкам Минэкономразвития России в период 2008-2012 гг. РФ не будет добирать до установленной для нее по Киотскому протоколу квоте около 335-670 млн т.

Невыбранные квоты РФ может продавать, а это около 500 млн т CO₂ эквивалентна. В настоящее время цена ЕБВ оцениваются примерно 20 € за единицу, что означает, что Россия может выручать за указанный период порядка 10 млрд €/год.

По официальным данным выбросы ПГ в России в 1990 г. составили чуть более 3 млрд т CO₂ эквивалентна.

В настоящее время фактический показатель равен 2 млрд т.

Хотя многие страны прилагают немалые усилия для того, чтобы не выходить за пределы установленных для них квот, целому ряду государств это не удастся. По прогнозам выбросы в Японии и Канаде, а также в ряде стран Евросоюза, скорее всего, превысят установленные для них квоты. Например, превышение своих квот на выброс двуокиси углерода такими странами ЕС, как Нидерланды (около 20 млн т/год), Италией (60 млн т/год) и Испанией (20 млн т/год) вызовут необходимость приобретения сертифицированных единиц сокращенных выбросов (СЕВ) у других стран. В сделках по приобретению СЕВ участвуют как частные, так и институциональные инвесторы, включая Всемирный банк, Азиатский банк развития, Углеродный фонд ЕС, а также компании – трейдеры. В России существуют два диаметрально противоположных взгляда на це-

лесообразность участия РФ в Киотском процессе.

Негативный взгляд:

1) В рамках ПСО РФ предлагают цену 5-6 дол. за 1 т эквивалента CO₂ при том, что средняя европейская цена - 30-40 дол.

2) Риск невыполнения обязательств по сокращению выбросов в рамках договоров по реализации ПСО – при росте цен на сокращенный выброс придется самим докупать единицы по, возможно, более высокой цене.

3) США и Австралия твердо заявили о неучастии в КП до 2013 г., что также является дополнительным поводом для беспокойства, т.к. в этих странах привыкли просчитывать все возможные риски. Необходимо отметить, что на долю США приходится 36 % всех выбросов ПГ.

4) Существует мнение, что РФ продавали на невыгодный для нее шаг, обещав поддержку при вступлении в ВТО.

5) По некоторым оценкам на определенном этапе может произойти сдерживание экономического развития России, т.к. единственный путь сократить эмиссию углекислого газа будет заключаться в резком уменьшении использования энергии.

Позитивное отношение:

1) Во-первых связано с возможным изменением климата Земли – крайне неблагоприятные прогнозы, связанные с потеплением.

Общеизвестно, что накопление парниковых газов в атмосфере и последующее усиление парникового эффекта приводит к повышению температуры приземного слоя воздуха и поверхности почвы. За последние сто лет средняя мировая температура повысилась приблизительно на 0,3-0,6 °С. Анализ глобальных данных по температурам воздуха позволил сделать

обоснованный вывод о том, что наблюдаемый рост температуры обусловлен не только естественными колебаниями климата, но и деятельностью человека. Можно полагать, что прогрессирующее антропогенное накопление парниковых газов в атмосфере приведет к дальнейшему усилению парникового эффекта.

В соответствии со сценарием наиболее вероятной величины эмиссии парниковых газов, средняя мировая температура приземного слоя воздуха за период с 1990 по 2100 гг. увеличится приблизительно на 2 °С. По сценарию низкой и высокой эмиссии рост температуры составит соответственно 1 °С и 3,5 °С (примечание: есть и более жесткие сценарии, где эти цифры составляют 2 °С и 6 °С соответственно). В любом варианте потепление будет значительнее, чем все колебания климата в течение голоцена, то есть последних 10000 лет, и будет очень серьезной проблемой для человечества.

Последние 100 лет рост уровня мирового океана 10-20 см. К 2100 г. ожидается повышение уровня на 50 см, а это возможное затопление островных государств, разрушение берегов и территорий.

Это также повышение частоты редких катастрофических явлений: тропические циклоны, штормы, засухи, экстремальные температуры воздуха.

Вследствие термической инерции океанов средняя температура воздуха будет повышаться и после 2100 г., даже если концентрация парниковых газов к этому времени стабилизируется. Все это может быть связано с серьезным изменением ландшафтов суши, появлением новых экосистем, потерей лесов, ущербом для сельского хозяйства, риском голода в развивающихся странах, проблемами здоровья людей, в энергетике, на транспорте, в промыш-

ленности и многими другими аспектами.

Можно считать, что это крайне пессимистический и недостаточно научно обоснованный прогноз. Тем не менее, как бы-то ни было, человечество ежегодно сжигает до 10 млрд т условного топлива и выбрасывает в атмосферу до 25 млрд т CO₂ в сочетании другими опасными газами и это огромная глобальная проблема.

Считается, что безопасный уровень потепления – 2 °С. 1/3 дистанции человечество уже прошло.

2) Во-вторых, позитивное отношение к рассматриваемому вопросу связано с надеждами на значительные инвестиции в экономику страны, а это модернизация энергетики, ЖКХ, перевод котельных с угля на газ и многое другое.

3) В третьих, этот процесс дает существенный стимул для повышения энергоэффективности и энергосбережения.

По данным «Гринпис России» потеря энергии в России составляют до 40 % всего потребления. Это сравнимо в энергетическом плане с объемом всей экспортируемой из России нефти.

В масштабах всей экономики РФ эффект по линии реализации КП за 2008-2012 гг. может составить 1-2 млрд дол.

Наиболее распространенное мнение на сегодняшний момент таково, что ратификация КП до 2012 г. будет безопасна для экономики РФ и не будет содержать барьеров для экономического роста. Что будет дальше – неизвестно. При ратификации КП Россия сделала специальное заявление, что ее возможное участие в КП после 2012 г. Будет зависеть от дальнейших переговоров.

На настоящий момент положение следующее:

Перед новым 2007 годом 5 российских министерств, включая МИД, одоб-

рили процедуры ПСО. Ожидается официальное принятие Правительством России процедуры регулирования ПСО к лету 2007 года.

На самом деле риски угольных компаний России и СНГ могут быть не так велики. Опыт участия специалистов МГГУ в процессе организации ПСО показал, что возможна реализация ряда механизмов, предлагаемых зарубежными партнерами, которые не предвидят потенциальных осложнений, например:

А) 100-% инвестиции зарубежного партнера, создание совместного предприятия, определенный процент прибыли, предназначенный для угольной компании или последняя получает электроэнергию по сравнительно более низкой цене, нежели это было до реализации ПСО. При этом зарубежный партнер-инвестор все работы по подготовке и использованию шахтного метана выполняет «под ключ» и забирает от угольной компании только тот объем шахтного метана, который ранее не использовался и не приносил угольной компании ничего, кроме штрафов. Причем, этот объем может быть достаточно существенен и кондиционен (содержание метана 25 % и более), например, для нескольких компактно расположенных шахт Карагандинского бассейна это около 80 млн м³/год.

Б) зарубежный партнер инвестирует или соинвестирует проекты ПСО по извлечению и использованию метана на полях действующих и закрываемых угольных шахт, при этом в договоре на реализацию ПСО закладывается цена за ЕСВ на уровне 5-8 дол. за единицу (на сегодняшний момент, ситуация постоянно меняется), но отсутствуют гарантии российской угольной компании по объему извлеченного и использованного метана. В договоре может быть цена и выше, например, 12 дол. за единицу, но

тогда прописываются гарантии угольной компании по объемам, и это действительно риск, связанный с невыполнением угольной компанией обязательств, что может привести к необходимости самим докупать сертифицированные выбросы, но, возможно к тому времени, по значительно более высокой цене.

То есть в обоих случаях риск может быть нулевым, хотя возможно цена и будет занижена (что естественно – зарубежные компании не альтруисты).

США иницируют партнерство по метану M2M

США не ратифицировало КП, но, тем не менее, не пожелали остаться в стороне от столь глобальной проблемы, в рамках которой организуются огромные денежные и материальные потоки, связанные с продажей квот, сертифицированных единиц сокращенных выбросов и др.

В июле 2004 года США инициировали партнерскую инициативу «Метан - на рынки» (Methane to Markets Partnership), призванную способствовать сокращению глобальных выбросов метана, а также усилению экономического роста, поощрению энергетической безопасности и улучшению состояния окружающей среды.

США выделяют 53 млн дол. на ближайшие пять лет для реализации этой инициативы.

Цели партнерства:

- Способствовать сотрудничеству с частным сектором, исследовательскими организациями, банками развития и другими относящимися к государственным структурам и негосударственными организациями.

- Определять экономически эффективные возможности для вовлечения извлеченного метана в производство энергии и определять потенциальные фи-

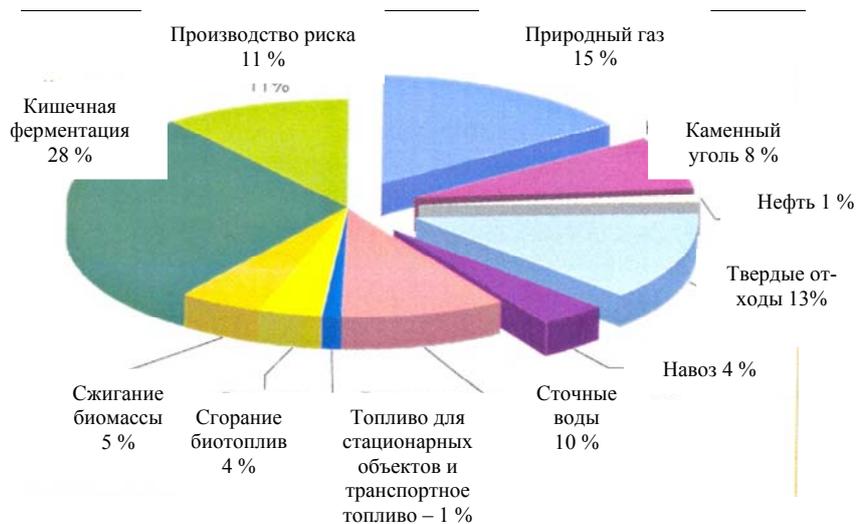


Рис. 2. Глобальная эмиссия антропогенного метана (60%)

нансовые механизмы для поддержания инвестиций и ряд других.

Кроме того, развитые страны Партнерства помогают помогать развивающимся странам и странам с переходной экономикой развивать проекты извлечения метана за счет сотрудничества в сфере развития техники и технологий.

В рамках Партнерства предполагается также предпринять совместные научные исследования.

Дополнительным весомым достижением Партнерства должно стать повышение метанобезопасности в угледобывающей отрасли.

Партнерство было создано под эгидой стран Большой Восьмерки. В Партнерство вошли 16 стран: Аргентина, Австралия, Бразилия, Канада, Китай, Колумбия, Индия, Италия, Япония, Мексика, Нигерия, Южная Корея, Россия, Украина, Великобритания, США.

Партнерство предполагает обеспечить снижение эмиссии метана к **2015 г. на 50 млн т CO₂ эквивалентна.**

Около 60 % глобального выделения метана сопряжено с антропогенными источниками (рис. 2).

Сфера интересов Партнерства – 3 основных и достаточно компактно расположенных источника выбросов метана: свалки, угольные шахты и системы газа и нефти. В ноябре 2004 г. в Вашингтоне прошло первое совещание на уровне министерств в рамках названий инициативы. Российскую делегацию возглавлял руководитель Федерального агентства по науке и инновациям С.Н. Мазуренко, угольный сектор представлял Л.А. Пучков.

В рамках Партнерства «Метан на Рынок» (M2M) были созданы руководящие комитеты по трем основным вышеназванным направлениям и специальные группы экспертов (в т.ч. по шахтному метану), в работе которых российская делегация принимала активное участие.

Делегация МГГУ, в частности, вела активную работу на рабочих совещаниях в Вашингтоне (ноябрь 2004), Женеве (май 2005), Аргентине (ноябрь 2005), Женеве (февраль 2006), Алабаме (май 2006), Брисбейне, Австралия (ноябрь 2006) и Риме (декабрь 2006), представила ряд проектов по извлечению и использованию шахтного метана, наме-

ченных к реализации в России, а также свой вариант концепции обеспечения метанобезопасности угольных шахт для разработки авторитетной международной концепции по этому важнейшему вопросу.

Необходимо отметить **большую роль Федерального агентства по науке и инновациям РФ в организации и серьезной финансовой поддержке** в разработке и опытно-промышленных испытаниях новых технологий извлечения и использования метана угольных пластов в 2005 – 2006 г.

Представленные Россией проекты вызвали большой интерес и это связано в первую очередь с тем, что Россия входит в группу крупнейших эмиттеров – загрязнителей атмосферы.

Согласно оценке в глобальных масштабах Китай, США, Россия, Украина, Казахстан, Индия и Бразилия ответственны за почти половину всей эмиссии метана антропогенного характера, Ключевые источники эмиссии метана в этих странах различны. Например, в Китае ключевым источником эмиссии метана является производство угля, в то время как в России большее количество метана выделяется при нефтегазовом производстве. В США самым большим источником эмиссии метана являются свалки.

В угольном секторе у специальной группы экспертов нашел поддержку проект, представленный МГГУ по извлечению и использованию метана на поле ликвидированной шахты «Капитальная» в Кузбассе.

Извлечение метана предусмотрено из свиты, состоящей из 21 пласта. Многие из них в различные годы на некоторых участках были отработаны.

По нашим подсчетам в массиве в настоящее время содержится более 115 млн т метана, подлежащего извлечению и использованию. В проекте разработа-

ны технические решения по поиску точек заложения скважин, технологии извлечения и использования метана.

Примеры из практики ряда основных угледобывающих стран мира показывают, что извлечение метана из выработанных пространств ликвидированных шахт ведется в течение 20-25 лет с суммарными объемами извлеченного метана 300-400 млн/м³ и полученная прибыль составляет до 100 млн дол..

Опыт использования шахтного метана в мире хорошо известен и достаточно представительен. При закрытии шахт в старых выработанных пространствах остается значительное количество метана (по прогнозам, объемы метана в выработанных пространствах в 2-3 раза превышают объем газа, выделившегося при добыче). В нашей стране опыт добычи метана из отработанных полей отсутствует, но мировая практика подтверждает экономическую эффективность отсоса газа из выработок закрытых шахт:

- в Австралии из шахты «Бэлмайн», закрытой после взрыва в 1942 г., в течение 25 лет каптировали 365 млн м³ (средний дебит 33,5 м³/мин) газа, содержащего 50-60 % метана и 3 % этана на сумму более 40 млн дол.;

- в Сааре (Германия) из закрытой в 1959 г. шахты «Санта-Барбара» до 1985 г. извлечено 265 млн м³ (средний дебит 20,2 м³/мин) на сумму 29,15 млн дол.;

- с конца 70-х годов во Франции (Нор и Па-де-Кале) проводились работы по извлечению метана из отработанных полей угольных шахт. За период 1982-1984 гг. (около 3-х лет) каптировано 9 млн м³ (средний дебит составил 6,5 м³/мин, концентрация метана – до 70 %). Общий объем извлеченного метана только в 1985 г. составил 55 млн м³ (средний дебит 104,6 м³/мин) на сумму 6,05 млн дол.;

- газ высокого качества из скважин выработанного пространства получали на четырех шахтах бассейна Варриор-Блу Крик №№ 3,4, 5, 7 при глубинах 500-700 м. Согласно последним отчетам, на 4 шахтах из 85 скважин добывался газ в объеме 1 млн м³/сутки. За семь лет шахта продала 1,5 млрд м³ метана на сумму 100 млн. дол. США.

Опыт Англии, Германии, Франции, Бельгии и ряда других стран показал, что интенсивность и объемы извлечения метана из выработанных пространств закрытых шахт и отработанных горизонтах настолько велики, что использование его в качестве источника энергии экономически оправдано. Так, каптаж и утилизация метана, проникавшего из изолированных участков в действующие выработки на шахтах «Авон» и «Сент-Джон» в Англии, в начале 60-ых годов прошлого столетия принесли дополнительный доход 8 и 60 тыс. фунтов стерлингов при утилизации 1 и 8 м³ метана соответственно. Существенно больше метана извлекается с поверхности шахт. Наиболее эффективно извлечение скважинами с поверхности из сохраняемых горных выработок, служащих аккумуляторами метана, оставшегося в выработанных пространствах. Имеется положительный опыт извлечения метана непосредственно из выработанных пространств при пересечении их скважинами с поверхности (например, шахта «Брюэ №5, суммарный дебит 40 м³/мин, всего извлечено 15 млн м³ метана со средним расходом 18,5 м³/мин), а также опыт извлечения метана с применением гидорасчленения окружающих вырабо-

танное пространство пород (шахта «Новиль», дебит – до 27 м³/мин).

Направления использования шахтного метана хорошо известны – рис.3.

Определены четыре технологии извлечения метана по международной терминологии:

1) «VAM»-Ventilation Air Methane. Метан исходящей вентиляционной струи, концентрация метана в воздухе менее 1 %;

2) «CSM»-Coal Seam methane. Метан из угольных пластов действующих шахт, концентрация 25-60 %;

3) «CMM»-Coal Mine Methane. Метан из закрытых угольных шахт, концентрация - 60-80 %;

4) «CBM»-Coal Bed Methane. Метан из неразгруженных угольных пластов, извлекаемый с помощью скважин, пробуренных с поверхности, концентрация более 95 %.

Все эти технологии схематически представлены на рис. 4.

Вопрос особой важности – использование метана вентиляционных струй угольных шахт.

По данным EPA – Агентства по охране окружающей среды (данные 2003 г.) глобальной эмиссии вентиляционной струи в 2000 г. 230 млн.т в CO₂ эквиваленте (16 млрд.м³ метана) и составят в 2020 г. более 300 млн.т CO₂ (21 млрд.м³ CH₄).

Наиболее значимые результаты в технологии «VAM» использования вентиляционного метана достигнуты в Австралии [VAM TO ELECTRICITY – FIRST COMMERCIAL INSTALLATION. Richard Mattus MEGTEC Systems. Alabama Symposium on Coalbed Methane, 2004. – доклад 0436]. На практике реализована технология получения

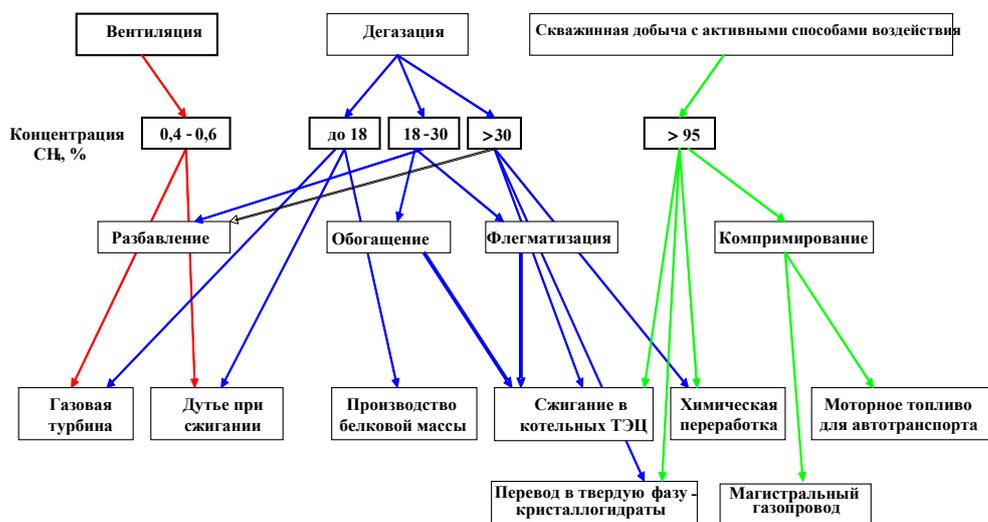


Рис. 3. Направления использования шахтного метана

электричества из исходящей вентиляционной струи, в результате сжигания низкоконцентрированного метана (объемная концентрация 0,3–0,8 %) в горелках. Шахтная вентиляционная струя расходом 255 тыс. м³/час может дать приблизительно в 5 МВт электричества. В Австралийском проекте «WestVAMP» достигнуто преобразование в тепло и электричество приблизительно одной пятой части вентиляционной струи. Для преобразования энергии использована энергосистема «VOCSIDIZER». Доказано, что энергосистемы «VOCSIDIZER» могут работать с низкими концентрациями метана, даже 0,1 %, без дополнительных затрат энергии. Тепловая энергия извлекается из агрегата с помощью рекуперативных труб с возможностью получения, например, горячей воды или перегретого пара (рис. 5).

Пар может использоваться для вращения турбины, составляя тем самым основу электростанции. «VOCSIDIZER» представляет также интерес для пользо-

вателя низкотемпературной энергии, без выбросов оксидов азота. Декларируемая эффективность использования энергии (тепло и электричество) энергосистемы «VOCSIDIZER» - приблизительно 98 %. Конструктивная реализация энергоустановок предусматривает стальной контейнер с блоком керамического материала и тепловыми элементами в центре блока. В процессе прохождения вентиляционного воздуха через установку центральная часть керамического блока, в результате окисления метана, нагревается до температуры 1000 °С и полученная энергия передается в периферийную часть блока. Теплообмен весьма эффективен: в балансе системы различие в температурах входящего и выходящего воздуха составляет не более 40 °С.

Для повышения эффективности теплообмена направление потока регулярно меняют. Отсутствие пиков температуры в зоне окисления исключает появление оксидов азота.

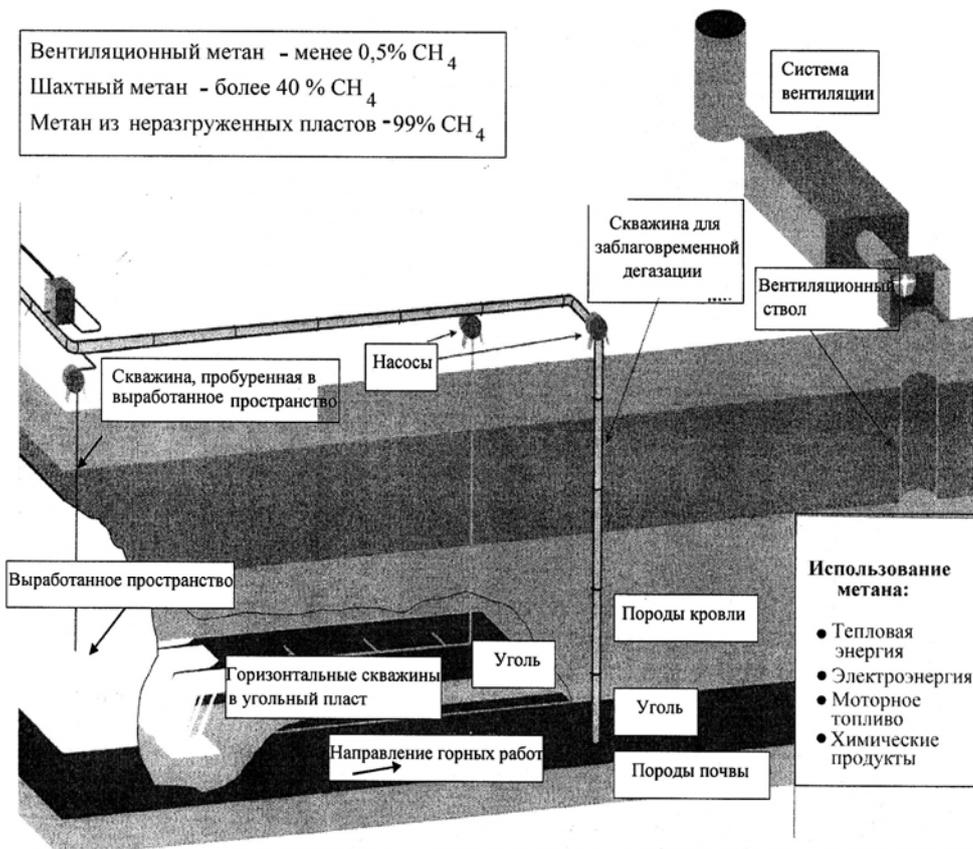


Рис. 4. Методы извлечения метана из действующей шахты

Первый проект был продемонстрирован в 1994 г. на экспериментальном участке «British Coal» в Великобритании. Энергоустановка перерабатывала $8000 \text{ м}^3/\text{час}$ воздуха с содержанием метана 0,3-0,6 %. Второй экспериментальный участок был реализован в 2001г. на шахте «BHP's Appin Mine» в Австралии. Установки «VOCSIDIZER» работали в течение года и продемонстрировали использование 90 % энергии в виде горячей воды. Установка работала автономно при концентрации метана 0,2 %, при этом предельный энергетический предел работы составляет 0,1 %.

Последующий проект «WestVAMP at BHP Billiton» в Австралии сформирован на четырех установках «VOCSIDIZER» с вложенными стальными паровыми трубами для обеспечения перегретым паром турбин электрогенераторов. Вложенные трубы в установках «VOCSIDIZER» формируют часть потока традиционного парового котла. Другие компоненты цикла получения пара для электрического генератора также являются традиционными и хорошо проверенными технологиями (подача воды и управление, конденсатор в системе охлаждения и т.д.).



Рис. 5. Технология извлечения и использования вентиляционного метана

Разработчики отмечают, что самое эффективное использование реализуется при производстве тепловой энергии, которая может быть получена с помощью простейших теплообменников. Однако наиболее интересным представляется генерация электроэнергии для собственных нужд или в общей сети. Этот источник топлива может быть квалифицирован как экологически чистый, сокращающий выбросы парникового газа, что приобретает еще большую значимость. Например, энергия струи расходом $800\,000\text{ м}^3/\text{час}$ с концентрацией метана 1 % может генерировать 72 МВт тепловой энергии. Эта энергия может быть трансформирована в 18 МВт электрической энергии.

Отмечается также интересный энергетический резерв: если существует потребность в «холодной» энергии, например, в условиях разработки глубоких шахт, часть электричества может быть

задействована для подъема охлаждающей воды и использования этой воды на абсорбционных охладителях. В соответствии с представленным примером, понизив генерацию электричества до 16 МВт, можно получить еще 38 МВт «холодной» энергии.

К отработанным технологиям использования метана вентиляционной струи это его подача в качестве воздушного дутья в котельных и сжигание в газовых турбинах с предварительным повышением концентрации до 2-2,5 %.

Масштабное использование вентиляционного метана в существующих условиях требует значительных материальных средств на реализацию, а также перемен в системах проветривания шахт и пересмотра требований техники безопасности. Однако, учитывая огромный энергетический резерв вентиляционной струи, в перспективе эти технологии

Таблица 1

Примерный состав шахтного метана

Состав газа	Coalbed methane (CBM) Метан из неразгруженных пластов	Coalseam methane (CSM) Метан из пластов действующих шахт	Coalmine methane (CMM) Метан из закрытых угольных шахт
CH ₄	90-95%	25-60%	60-80%
CO ₂	2-4%	1-6%	8-15%
CO	0	0,1-0,4	0
O ₂	0	7-17%	0
N ₂	1-8%	4-40%	5-32%

Таблица 2

Вариант использования шахтного метана для получения электричества

Пример мобильной установки по использованию метана угольной шахты	
Проект	«Haus Aden»
Расположение	Bochum, Германия
Топливо	Метан угольной шахты
Период действия	2003/2004
Производство	16,3 МВт электричества
Потребители электроэнергии	примерно 40 тыс. хозяйств
Сокращение эмиссии парниковых газов	примерно 520 тыс. т CO ₂ эквивалента

выйдут на экономически оправданный уровень.

За рубежом в развитых странах используется до 80 % извлекаемого CH₄ систем дегазации.

Получение тепловой и электрической энергии из шахтного метана. Наилучшие результаты технологии использования шахтного метана получены в Германии [Бернд Вилленббрик. Совместное генерирование электроэнергии и тепла с использованием газа из закрытых шахт Германии. Фраунhoferский Институт окружающей среды, безопасности, энергетики. г. Оберхаузен, ФРГ 2000.]. На показатели технологии оказывает влияние состав смеси газов, представленный в табл. 1.

В Германии разработаны и эксплуатируются энергетические установки, преобразующие энергию смеси газов в тепло и электричество. На рис. 6 представлена принципиальная схема получе-

ния тепловой и электрической энергии из шахтного газа.

В табл. 2 представлены один из реализованных на практике вариантов использования шахтного метана.

В настоящее время в Германии получаемая электрическая мощность за счет реализации проектов получения электричества из шахтного метана превышает 120 МВт. Специалистами отмечается, что газы, полученные по технологиям CSM/CMM, отличаются по качеству от традиционного природного газа и поэтому, как свидетельствует накопленный опыт, наиболее эффективный путь использования шахтного метана - это получение электричества. Надо отметить, что продвижению технологий использования шахтного метана в Германии способствуют горные законы и государственная техническая политика, стимулирующая развитие нового экологически

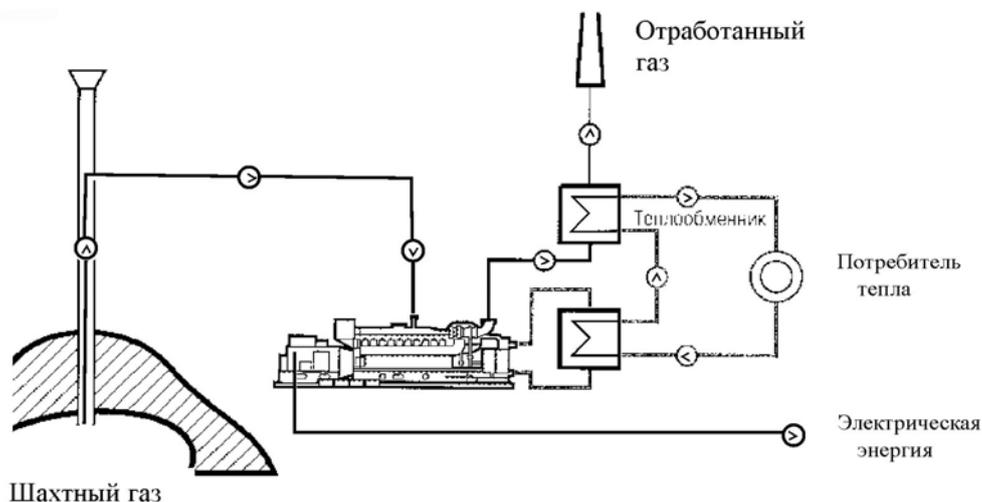


Рис. 6. Принципиальная схема получения тепловой и электрической энергии из шахтного метана

чистого энергетического ресурса – источника электричества и тепла.

Газомоторные силовые установки могут эффективно использовать в качестве топлива шахтный метан. Силовые газомоторные установки (рис. 7) могут быть снабжены теплообменниками – утилизаторами тепла, что делает их малыми ТЭЦ. Такие ТЭЦ имеют высокий электрический и общий КПД, большой ресурс и работают без постоянного присутствия человека.

В последние десятилетия разработкой и поставкой таких газомоторных электростанций и ТЭЦ занимаются ведущие моторостроительные фирмы мира: «Дойц» (Германия), «Енбахер» (Австрия), «Катерпиллар» (США).

Газомоторные силовые установки в форме малых ТЭЦ отличаются следующими достоинствами:

- высоким КПД: 0,35-0,4 по электроэнергии и общим КПД, включающим использование тепловой энергии 0,85-0,9;

- высоким общим ресурсом (200 000 часов);

- полным автоматизмом работы;

- возможностью блочно-контейнерного исполнения и перебазировки, простотой монтажа на шахте, не требующего значительных строительных работ;

- экологической чистотой по выбросам в атмосферу и шумности;

- возможностью работы на шахтном каптированном метане - смеси метана с воздухом при концентрации от 25 до 100 %

Приводные газовые двигатели силовых установок снабжаются автоматическими газовыми питающими устройствами, которые корректируют изменения концентрации и давления метана в каптируемой газозвушной смеси, поступающей из системы дегазации действующей шахты или газоотсасывающей скважины закрытой шахты. Это обеспечивает устойчивую работу, несмотря на возможные изменения содержания метана в топливном газе в пределах 25-100 % .



Рис. 7. Электричество из шахтного метана

Установленное правилами ограничение нижнего предела концентрации - 25 %, обусловлено невозможностью сжигания метановоздушной смеси при взрывоопасных концентрациях от 5 до 16 % в топках котлов и газовых турбинах. Ограничение обусловлено непрерывной связью зоны горения с питающим трубопроводом и шахтой. Это делает предпочтительным применение силовых установок с четырехтактными газовыми двигателями внутреннего сгорания, которые могут работать на каптированном метане с концентрацией от 5 до 100 %.

Коммерческая привлекательность проектов существенно зависит от цены на электроэнергию и стоимости единиц сокращенных выбросов по Киотскому протоколу.

Успехи Германии – государственная техническая политика, стимулирующая развитие нового экологически чистого энергетического ресурса – источника электричества и тепла.

$$4,9 \text{ €}_{\text{цент}}/1_{\text{кв.час}} \Rightarrow 6,7 \text{ €}_{\text{цент}}/1_{\text{кв.час}}$$

Шахтный метан условно приравнен к возобновляемым источникам энергии и на нее установлена льготная государственная цена, делающая весьма рентабельным производство электроэнергии из шахтного метана..

Закачка метана в баллоны высокого давления. Использование шахтного каптированного метана возможно в двигателях автомобилей вместо жидкого топлива. Мобильная система заправки автомобильного транспорта метаном с концентрацией выше 80 % непосредственно у дегазационных скважин, пробуренных с поверхности, состоит из смонтированных на автомобильном шасси двигателя с компрессором высокого давления, емкостей для хранения сжатого газа и арматуры для его заправки. Использование данной технологии оправдано при небольших объемах извлекаемого метана. В то же время, как свидетельствует американский опыт масштабного извлечения угольного метана, хорошие экономические показатели имеет технология доставки газа от дегазационных скважин по подземным тру-

бопроводам к коллектору, где в дальнейшем товарный газ с помощью компрессоров доставляют по трубопроводу потребителям.

Что касается потребителей угольного метана, то возможности у них такие же как у традиционного природного газа: производство метанола и синтетического моторного топлива, получение биомассы, получение химических продуктов (белки, формальдегиды, сероуглерод, хлороформ, синильная кислота и т. д.).

Сепарация шахтного метана. Технологии получения тепловой и электрической энергии из шахтного метана нашли также широкое применение в США. Однако в США развивается также другое весьма перспективное направление использования шахтного метана - это извлечение из смеси газов чистого метана (96 %) и продажа его потребителю как товарную продукцию. [Cryogenic Methane Extraction in the Alabama Coal Fields Presented by Richard Katz Jim Walter Inc. May 25, 2006. Tuscaloosa, Coalbed Methane Symposium/ University of Alabama]. Данная технология успешно продемонстрирована на угольном бассейне Блек Варриор, где извлекается шахтный метан с площади примерно 78 квадратных километров. Шахтный метан на данном объекте содержит 28 % азота, 3 % диоксида углерода, 1 % кислорода, 1 % этана, 67 % метана и сероводород.

Стадии сепарации газа и получения чистого метана следующие:

1. Доставка шахтного газа на сепарацию при атмосферном давлении и температуре окружающей среды

2. Сжатие шахтного газа компрессором (первая и вторая стадии): давление 22 бар, температура 107 °С.

3. Извлечение сероводорода H_2S . Осуществляется путем его адсорбирования на карбонатных материалах. Замена

карбонатов производится через каждые 6-7 лет в зависимости от состава газа.

4. Перевод всего кислорода в шахтном газе в углекислый газ. Процесс осуществляется в окислительном реакторе. На выходе газ имеет давление 20,7 бар, температуру 454 °С.

5. Охлаждение газа в теплообменнике для последующей сушки. На выходе из теплообменника давление газа 18,6 бар, температура 149 °С.

6. Третья стадия сжатия газа до давления 44,6 бар, температура 43 °С.

7. Удаление CO_2 в следующей циклической последовательности: химическая реакция CO_2 с аммиаком с образованием жидкой фазы, перемещение жидкой фазы в отдельную емкость, разложение продуктов реакции на жидкий аммиак и газообразный CO_2 при повышенной температуре, удаление CO_2 в атмосферу и повторение цикла использования аммиака.

8. Удаление воды из газа при прохождении через молекулярное сито дегидрататора. Давление газа на выходе 43,2 бар, температура 43 °С.

9. Понижение температуры в процессе истечения и расширения газа из сопла. Давление на выходе 20,7 бар, температура (-137 °С).

10. Охлаждение газа с переводом метана в жидкое состояние и удаление газообразного азота. Температура в холодильнике (-148 °С).

11. Перевод метана в газообразное состояние путем нагрева, сжатие компрессором и транспорт по трубопроводу до потребителя.

Масштабное извлечение и использование шахтного метана определяется следующим фактором. В недрах США только 6 % мировых запасов газа.

Особенно надо по опыту США отметить технологию СВМ – использование скважин с поверхности для извлечения

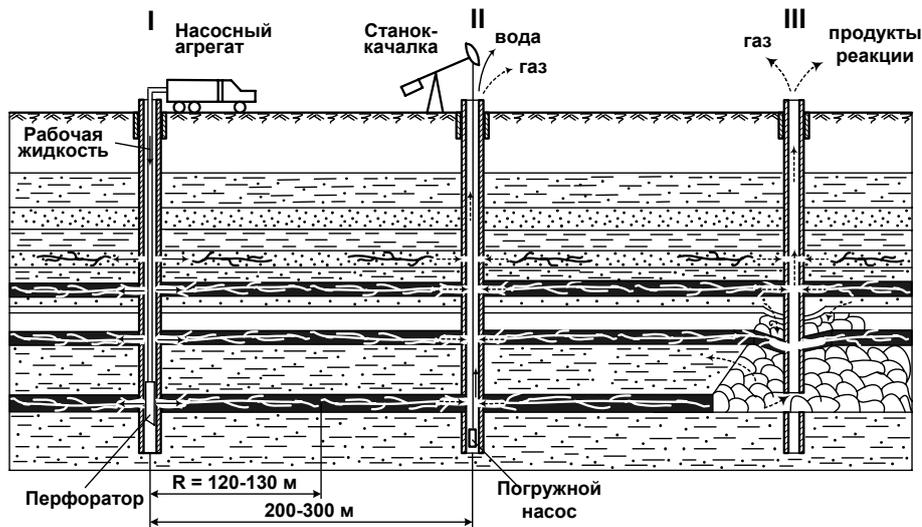


Рис. 8. Поэтапная технология дегазации свиты угольных пластов скважинами с поверхности: I – ГРП и другие активные воздействия на неразгруженную свиту пластов; II – освоение скважин (извлечение воды и метана); III – дегазация подработанного массива

метана из неразгруженных пластов \Rightarrow в США в настоящее время ежегодно добывается около 45 млрд $\text{м}^3/\text{год}$.

Несмотря на то, что относительная эффективность скважин невелика, особенно на пластах с низкой природной проницаемостью, работы в США ведутся широко и планомерно. Основные стадии извлечения приведены на рис. 8.

80 % угольного метана добывается в одном бассейне - Сан - Хуане (благоприятные (уникальные) горно – геологические условия микрогазового месторождения в угольных формациях), но работы ведутся и на нескольких тысячах скважин и в других бассейнах, причем на шахтных полях.

Средний дебит на всех скважинах, исключая бассейн Сан – Хуан относительно невелик (на 1 метр мощности угольной свиты, вскрываемой газодобывающей скважиной) – $0,4 \text{ м}^3/\text{мин} \cdot \text{м}$ - экономически неоправданно в точки зрения непосредственно добычи метана.

Но при этом решаются другие важные аспекты:

- обеспечение безопасности угледобычи;
- обеспечение высокой эффективности угледобычи;
- решаются экологические проблемы.

Положительное решение (успехи) опять же связаны с эффективной государственной технической политикой:

а) на достаточно большой период были введены существенные налоговые льготы на бурение скважин для добычи угольного метана;

б) законодательство запрещает ведение горных работ по угольным пластам с газоносностью выше $9 \text{ м}^3/\text{т}$, что ставит перед угольной компанией неизбежную необходимость заблаговременной дегазации непосредственно угольного пласта через скважины с поверхности;

в) законодательная практика США, где необеспечение безопасности влечет за собой необратимое и серьезное наказание, вплоть до лишения свободы от-

ответственных лиц, причем наказание следует не по результатам аварий, а уже непосредственно по самому факту нарушения правил безопасности.

Как следствие законодательных инициатив – эффективное решение проблемы метанобезопасности подземной угледобычи.

И это опыт не только США – это уже мировой опыт.

Австралия – в ряде штатов аналогичное законодательное ограничение.

Например, штат Новый Южный Уэльс запрещает ведение горных работ по высокогазоносным выбросоопасным пластам с газоносностью выше:

9 м³/т – в пересчете на 100% содержания СН₄

5 м³/т – в пересчете на 100% содержания СО₂

С введением нового закона в Австралии с 1994 года не зафиксировано ни одного случая проявления основных опасностей, связанных с газовым фактором в шахтах (взрывы, внезапные выбросы и др.).

За этот же период в России ситуация кардинально и трагически иная. Вот лишь не полный перечень угольных шахт, на которых произошли взрывы метана, повлекшие за собой гибель шахтеров.

- Им. Шевякова – погибло 25 чел.;
- «Центральная» - 28;
- «Воркутинская» -10;
- «Красногорская» - 8;
- «Первомайская» - 15;
- о. Шпицберген – 16;
- «Зыряновская» - 67;
- «Центральная» -27;
- «Комсомолец» - 12;
- «Распадская» - 4;
- «Тайжина» - 47 и этот список можно продолжать.

Смертельный травматизм в России на 2 порядка выше, чем в Австралии и находится на уровне 1 погибшего на 1 млн т добычи угля. В Австралии: 1 чел. на 100 млн т.

Даже КНР (информация прозвучала на последнем заседании в Брисбейне, (Австралия), в ноябре 2006 г. на заседании специальной группы экспертов по шахтному метану) планирует законодательное введение аналогичных ограничений в ближайшие 2-3 года, а именно, запрет на разработку пластов с газоносностью выше 6 ÷ 9 м³/т.

Как следствие этой тенденции уже в 2005 г. в КНР было пробурено 210 скважин дегазационных с поверхности и добыто более 20 млн м³ СН₄).

Вывод: успешное решение вопросов использования СН₄ и обеспечение метанобезопасности в основных угледобывающих странах мира не отдается на откуп угольным и газовым компаниям, а **решается законодательно на государственном уровне**. Кроме этого осуществляется серьезная финансовая поддержка проектов на перспективу (например, использование вентиляционного метана).

Что мы имеем в настоящее время в России?

Угольные месторождения России – одни из наиболее метанообильных в мире (средняя газоносность основных бассейнов России- 12 м³/т, в мире – 7 м³/т).

Ресурсы СН₄ в угольных бассейнах РФ – около 50 трлн м³ В Кузбассе (до глубины 1800 м) – 13 трлн.м³ (в том числе, на шахтных полях – 210 млрд м³). В Печорском угольном бассейне – 2 трлн м³ (в том числе, на шахтных полях - 26 млрд м³).

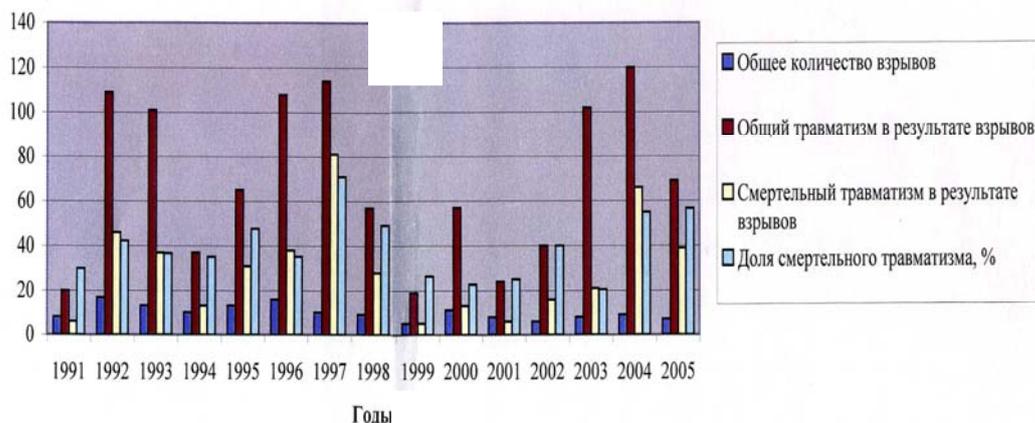


Рис. 9. Количество взрывов и травматизм на угольных шахтах России за период с 1991 по 2005 гг.

Наиболее метанообильны 50 шахт России (третьей категории и сверхкатегорные по газу). Газоносность угольных пластов достигает 25-30 м³/т и выше. Абсолютная газообильность ряда шахт достигает 150 м³/мин.

В течение года в угольных шахтах России выделяется около 1,3 млрд м³ метана, более 96 % выбрасывается в атмосферу Земли.

Катастрофический характер носит проблема обеспечения метанобезопасности угольных шахт.

В 1991-2005 гг. (постсоветский период) на шахтах России произошло 150 взрывов, пострадало 1042 человек, погибло 446 человек. Ниже приведены данные по количеству этих аврий (числу пострадавших, числу погибших) за 1996-2005 гг.:

- 1996 – 16(108,38);
- 1997 -10 (114,81);
- 1998 – 9 (57, 28);
- 1999 – 5 (19, 5);
- 2000 – 11(57,13);
- 2001 – 8 (24, 6);
- 2002 – 6 (40,16);
- 2003 – 8 (102, 21);
- 2004 – 9 (120,66);

- 2005 – 7 (69,39).

Ситуация носит стабильно хаотический и неудовлетворительный характер (рис. 9). Нет сколь либо представленной тенденции к уменьшению травматизма.

В очистных забоях шахт выделяется 1350 м³/мин СН₄. Каптируется 475 м³/мин (25 %), из которых утилизируется не более 20 % (за рубежом до 80 %).

Шахтный метан из вентиляционных потоков в России не используется, работы в этом направлении практически не ведутся.

Использование метана в России из дегазационных систем:

- Кузбасс – шахтный метан практически не используется;
- Воркута – используется до 40 %.

Сама по себе задача извлечения шахтного метана для его полезного использования («Метан на рынок») не является ключевой для угольной промышленности России. Энергетический потенциал метана даже высокогазоносных углей (с газоносностью выше 15 м³/т) не превышает 2 % энергетического потенциала угля, содержащего этот метан.

Кроме этого, Россия имеет большие запасы природного газа (34 % мировых запасов) и нетрадиционные источники газа не представляющие серьезного самостоятельного значения.

Названная задача может найти свое решение лишь в комплексе всех основных и весьма актуальных в настоящее время проблем угольного метана:

- обеспечение метанобезопасности подземной угледобычи;
- повышение эффективности добычи угля;
- снижение выбросов парникового газа метана в атмосферу.

Проблемы в обозначенной области в России связаны главным образом с отсутствием инвестиций со стороны собственников шахт и как следствие:

- крайне недостаточное применение способов дегазации;
- отсутствие системы подготовки и стабилизации качества извлекаемого метана;
- отсутствие системы учета источников выбросов метана (включая и ликвидированные шахты).

Перспективы решения этого вопроса в России могут связываться:

- с очевидной невозможностью обеспечивать необходимый и экономически оправданную производительность угледобычи;
- с Постановлением Правительства России № 410 от 01.07.2005 об увеличении штрафов за выброс метана в 1000 раз;
- С ратификацией Россией Киотского протокола и запуском механизма его реализации в плане торговли квотами.

Однако, надежд на скорую реализацию этих перспектив крайне мало.

Без законодательных строго контролируемых ограничений угольные компании не идут на крупные инвестиции и

шахты систематически работают в опасном режиме.

В проблеме со штрафами, по всей видимости, уже найдено чисто российское решение и оно лежит отнюдь не в области сокращения выбросов.

Киотский протокол и связанные с ним инициативы также мало кого из угольщиков серьезно волнуют.

Упомянутый выше проект по шахте «Капитальная» закрывают, как и все другие аналогичные. Тратить бюджетные деньги на реальные проекты, к сожалению, не есть практика сегодняшнего дня.

Несмотря на утверждение проекта в установленном порядке, приказа руководства Федерального агентства по энергетике» (Росэнерго) о его реализации и финансировании, наличие ряда иностранных партнеров – инвесторов, всех требуемых согласований, прилагаются все усилия на закрытие проекта. То есть нулевая позиция в вопросе извлечения метана на полях ликвидированных шахт, несмотря на весь мировой опыт, останется на прежнем месте, хотя вышеназванный проект решал не только экологические проблемы ликвидированной шахты «Капитальная», но и вопросы обеспечения метанобезопасности действующей шахты «Осинниковская», расположенной в непосредственной близости от нее. Таким образом, остается **вопрос метанобезопасности подземной угледобычи.**

На отраслевом уровне сложно отметить позитивные изменения в отношении к этому вопросу. Не увенчались успехом попытки реанимировать отраслевую программу «Метанобезопасность» в «Росэнерго», благополучно закрываются проекты по линии ГУРШ, угольные компании не готовы к серьезным и адресным инвестициям по кардинальному

решению проблемы – комплексной дегазации угольных шахт.

В 2006 г. МГГУ разработал и утвердил **концепцию обеспечения метано-безопасности угольных шахт России на 2006-2010 г.г.**, где в частности, предусматривается законодательная инициатива по приведенному выше опыту ведущих зарубежных угледобывающих стран.

Законодательная инициатива по обмену зарубежными странами и государственной технической политикой в целом – основные надежды России на решение всего комплекса проблем шахтного метана.

10 февраля 2006 г. **независимый профсоюз горняков России (НПГ России)** обратился к первым лицам государства (Президенту России В.В. Путину, председателю Правительства России М.Е.Фрадкову), членам Совета Федерации РФ и депутатам Государственной Думы РФ по вопросу «О положении с состоянием техники безопасности в угольной отрасли» и с требованием запретить эксплуатацию шахт, в которых не производится комплексная дегаза-

ция шахт. В обращении были сформулированы следующие предложения:

1. Законодательно запретить подземную добычу угля без обязательной постоянной, комплексной дегазации угольных пластов и скоплений метана в отработанном пространстве через скважины, пробуренные с земной поверхности и из подземных выработок.

2. Создать экономические условия для рентабельного применения современных дегазационных систем и возможности коммерческой реализации проектов извлечения и утилизации шахтного метана.

Эта инициатива, равно как и другие за последние 10–15 лет, не поимела никаких практически значимых результатов.

В целом же **Россия продолжает хладнокровно жить в ожидании новых трагедий на угольных шахтах.**

Столь же заинтересованное отношение наблюдается в угольной отрасли и в решении проблемы глобального климата Земли.

Таковы основные тенденции в решении основных проблем угольного метана в России и за рубежом.

Коротко об авторах

Пучков Лев Александрович – чл.-корр. РАН, ректор Московского государственного горного университета,

Сластунов Сергей Викторович – профессор, доктор технических наук, проректор по научной работе, Московский государственный горный университет.

