



**Экономический
и Социальный Совет**

Distr.
GENERAL

ECE/ENERGY/GE.4/2007/8
19 January 2007

RUSSIAN
Original: ENGLISH

ЕВРОПЕЙСКАЯ ЭКОНОМИЧЕСКАЯ КОМИССИЯ

КОМИТЕТ ПО УСТОЙЧИВОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ

Специальная группа экспертов по шахтному метану

Третья сессия

Женева, 2-4 апреля 2007 года

Пункт 6 предварительной повестки дня

**НОВАЯ ИНФОРМАЦИЯ О СТАТУСЕ И ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЦЕЛЕВОЙ ГРУППЫ
ПО ЭКОНОМИЧЕСКИМ ВЫГОДАМ ОТ ПОВЫШЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ
ШАХТНЫХ РАБОТ ПОСРЕДСТВОМ ИЗВЛЕЧЕНИЯ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ
ШАХТНОГО МЕТАНА**

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОСЛЕДСТВИЙ ЯВЛЕНИЙ,
СВЯЗАННЫХ С ПРИСУТСТВИЕМ МЕТАНА НА УГОЛЬНЫХ ШАХТАХ
СОЕДИНЕННЫХ ШТАТОВ АМЕРИКИ: НА ПРИМЕРЕ ШАХТЫ А

Записка секретариата

I. ВВЕДЕНИЕ

1. Настоящий документ является результатом совместной работы, проведенной Агентством по охране окружающей среды Соединенных Штатов (АООС США) и Специальной группой экспертов по шахтному метану ЕЭК ООН. Он подготовлен Председателем Целевой группы по экономическим выгодам от повышения безопасности шахтных работ посредством извлечения и использования шахтного метана г-ном Рэйем Пилчером, экологом компании "Рейвен ридж рисорсез" г-жой Чарли Бергамо и сотрудником Агентства по охране окружающей среды США г-жой Памелой Франклин. Специальная группа экспертов учредила Целевую группу по экономическим выгодам для изучения имеющей крайне важное значение связи между безопасностью на шахтах и экономическими показателями работы шахт.

2. Первым шагом Целевой группы по экономическим выгодам явилась подготовка типовой формы (ECE/ENERGY/GE.4/2007/4), которая будет использоваться экспертами в качестве руководства при подготовке примеров накопленного опыта, относящихся к взаимосвязи между извлечением и использованием шахтного метана и общими экономическими показателями на газообильных угольных шахтах. Наиболее оптимальным способом для изучения этой взаимосвязи в Соединенных Штатах является сбор и анализ общедоступных финансово-экономических данных и информации об итогах производственной деятельности, проводимой на действующих угольных шахтах. Настоящий документ подготовлен с использованием в качестве руководства типовой формы, составленной Целевой группой по экономическим выгодам. С целью оказания помощи в работе Целевой группе по экономическим выгодам и Целевой группе экспертов АООС США оказало содействие в подготовке исследований с двумя примерами опыта, накопленного угольными шахтами США.

3. Одна из шахт расположена в восточном угольном бассейне США, а другая - в западном угольном бассейне США. При отборе этих двух шахт использовались следующие критерии:

a) шахты должны относиться к категории "газообильных" и должны являться крупными источниками выбросов метана, определенными в кадастрах выбросов США;

b) вся информация, используемая в этих примерах, должна быть получена из общедоступных источников, включая опубликованные доклады государственных органов, информацию, размещенную на государственных и частных вебсайтах, ежегодные доклады корпораций, исследования в области ценообразования и т.д.;

c) необходимо наличие достаточной финансово-экономической информации, позволяющей сделать общие выводы в отношении потенциальных позитивных результатов в случае принятия мер по извлечению и использованию большего объема газа;

d) обязательным условием для отбора шахт являлось наличие информации об одной или более связанных с метаном аварий, не приведших к человеческим жертвам. (Причина для ограничения аварий с отсутствием жертв имеет двоякий характер. Во-первых, при авариях с человеческими жертвами возникают исключительно сложные проблемы при определении экономических последствий, вызванных гибелью людей. Во-вторых, ввиду большого числа гражданских судебных процессов, связанных с гибелью людей, нередко отсутствует возможность доступа к данным, относящимся к авариям); и

е) подготовка примеров должна открывать возможности для проведения экономического анализа утилизации газа на шахте.

4. Обе шахты, отобранные для проведения этого исследования, отвечают всем этим критериям. На обеих шахтах происходили пожары, вызванные возгоранием метана, причина которых частично объясняется недостаточной вентиляцией шахт большими объемами воздуха для снижения концентрации газа, поступающего в горных выработках. В результате этих аварий, вызванных возгоранием метана, каждой шахте был нанесен крупный ущерб, связанный с потерями в добыче и реализации угля в результате закрытия шахт. Дополнительные экономические потери понесли те работники, которые были уволены в результате простоя шахт, но в настоящем исследовании убытки, понесенные работниками и местной экономикой, не рассматриваются.

5. Целевая группа по экономическим выгодам рассмотрела вопрос о включении в типовую форму оценок порядка величин экономических потерь, понесенных работниками и местной экономикой. Однако после обсуждения Целевая группа решила, что в рамках проведения экономического анализа необходимы данные лишь о тех убытках, которые могут быть измерены и напрямую отнесены к общим экономическим показателям шахты. Вместе с тем Целевая группа и авторы признают, что влияние на местную экономику может оказаться существенным.

6. Приводимые примеры подтверждают, что, хотя для широкого внедрения систем отвода, извлечения и использования газа необходимы крупные инвестиции, в итоге они позволяют шахте получать значительные экономические выгоды. К числу этих выгод, в частности, относятся экономические выгоды, связанные с повышением безопасности на шахте. Увеличение объемов отводимого метана позволяет сокращать потребность в вентиляции отдельных участков горных выработок. Коммерческое использование отводимого газа (например, путем его реализации для закачки в трубопроводы природного газа или производства электроэнергии на шахте) компенсирует увеличение эксплуатационных и капитальных затрат, связанных с расширением системы отвода. Таким образом, два этих конкретных примера показывают, что благодаря увеличению инвестиций в извлечение и использование шахтного метана руководство шахты может добиться получения многочисленных выгод. Эти инвестиции позволят обеспечить бесперебойную и безопасную работу шахтеров, а угольным компаниям и ее инвесторам добиться улучшения показателей и получения дополнительного дохода благодаря использованию газа, и, что самое главное, они позволят исключить экономические и социальные потери в результате опасности аварий, связанной с присутствием метана.

7. При подготовке приводимых примеров идентификационные данные о шахтах были опущены по следующим причинам:

а) идентификационные данные изучаемой шахты не нужны для общего понимания данных и информации. Кроме того, информация о конкретной шахте и ее фактическом местоположении может отвлекать от потенциальной ценности данного исследования приводимого примера, который, как правило, используется для прояснения вопросов, возможно, являющихся общими для многих газообильных шахт, находящихся в разных горно-геологических условиях.

б) В настоящем исследовании не ставится задача проведения критической оценки действий руководства шахт или мер, принимаемых работниками или владельцами шахт, и не предполагается, что любые выводы и рекомендации, подготовленные на его основе, будут рассматриваться в качестве руководства к действиям, которые следует предпринять на рассматриваемой шахте без дальнейшего рассмотрения всей совокупности данных и информации, имеющихся у руководства шахты. Часть таких данных и информации не была предоставлена автором для проведения анализа и рассмотрения. В этой связи авторы воздержались от приведения названий шахт с целью избежания недоразумений в отношении целей использования приводимых примеров.

8. В каждом примере фигурируют следующие элементы:

а) коммерческие параметры шахты, в частности масштабы ежегодной угледобычи, основная информация, касающаяся качества добываемого угля и виды использования реализуемого угля;

б) объем газа, высвобождаемого в связи с проведением горных работ, в том числе газа, получаемого из систем отвода, а также газа, выбрасываемого в атмосферу через систему вентилирования шахты;

с) объем извлекаемого газа из шахтной системы отвода и объем используемого газа;

д) основные вопросы безопасности, крупные аварии и другие соответствующие инциденты, которые происходили на шахте за последние десять лет;

е) размеры средств, выделенных на решение вопросов, связанных с безопасностью и отраженных в приводимом примере, включая издержки, вызванные

несоблюдением установленных нормативов, и экономические потери, связанные с убытками в период остановки добычи и реализации угля;

f) информация и данные о действующих системах отвода газа, реализуемых проектах по утилизации газа и анализ возможностей и потенциальных выгод дальнейшей разработки проектов использования газа.

II. ИНФОРМАЦИЯ О ШАХТЕ И УГОЛЬНЫХ РЕСУРСАХ, ОТНОСЯЩАЯСЯ К ШАХТЕ А

9. В приводимых ниже таблицах 1 и 2 содержатся данные, касающиеся производственных операций, ресурсов угля, добычи угля и объемов оборудования и извлечения метана на шахте А.

Таблица 1: Информация о шахте

| | | | |
|---|----------------|--|---------------------|
| 1. Название шахты | | | |
| Шахта А | | | |
| 2. Нынешний владелец | | | |
| Не указывается | | | |
| 3. Статус | | | |
| Действующая | | | |
| 4. Местоположение | | | |
| 4.1 Страна | | Соединенные Штаты | |
| 4.2 Угольный бассейн/регион | | Западный бассейн | |
| 5. Информация о шахте | | | |
| Источник: Keystone Coal Industry Manual (2005) | | | |
| Год начала добычи | 1982 год | Количество работающих | 370 |
| Метод добычи | | | |
| Длинным забоем/ сплошной | | Глубина залегания пласта (м) | 1 000-2 000 |
| Уголь, отвечающий установленным стандартам^a | | | |
| Да | | Наличие обогатительной фабрики на шахте | Да |
| 6. Информация о ресурсах угля | | | |
| Источник: Keystone Coal Industry Manual (2005) | | | |
| Разрабатываемые угольные пласты | Не указывается | Средняя мощность пластов (м) | 3,66 |
| Содержание серы в добываемом угле (в %) | | | |
| <i>Минимальное</i> | | <i>Среднее</i> | <i>Максимальное</i> |
| 0,36 | | 0,49 | 0,78 |

| | | | |
|---|--------------------|--------------------------------|---------------------|
| Теплотворная способность угля (кДж/кг) | <i>Минимальная</i> | <i>Средняя</i> | <i>Максимальная</i> |
| | 24 371 | 27 156 | 27 852 |
| Марка угля | Битуминозный | Первичный рынок | Выработка пара |
| Оценочные запасы остающегося угля (в млн. метрич. т) | 136 ^b | Срок эксплуатации шахты | до 2020 года |

^a В соответствии с определением Управления по энергетической информации "уголь или смесь углей, которые отвечают нормативам по качеству воздуха на выбросы диоксида серы без проведения десульфурации дымового газа"; <http://www.eia.gov>; а в соответствии с определением АООС "любая марка угля, при сжигании которого выход диоксида серы не превышает 1,2 фунтов (0,54 кг) на 1 млн. БТЕ (1,055 млн. кДж). Также называют углем с низким содержанием серы".

^b Компания "Юнион пасифик рейлроуд", профиль клиента: <http://www.uprr.com/customers/energy/coal/index.shtml>.

Таблица 2: Данные о добыче угля, вентиляции и отводе метана по шахте А

| | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 |
|--|---------|---------|---------|---------|--------------------|
| Добыча угля (тыс. метрич. т/год)^a | 3 040,1 | 4 556,0 | 5 947,7 | 5 888,3 | 5 890,7 |
| Расчетный общий объем высвобождаемого метана (тыс. м³/сутки)^b | 444,6 | 455,9 | 560,7 | 770,2 | 591,8 |
| Выбросы из систем вентилирования: (тыс. м³/сутки)^b | 334,1 | 342,6 | 280,3 | 385,1 | 295,9 |
| Расчетный объем отводимого метана (тыс. м³/сутки)^b | 110,4 | 113,3 | 280,3 | 385,1 | 295,9 |
| Расчетные удельные выбросы (м³/т)^b | 48,5 | 33,1 | 31,1 | 43,3 | 33,3 |
| Извлекаемый метан (тыс. м³/день)^c | - | - | - | 2,8 | Данные отсутствуют |

^a УБОЗГП, Ежегодно представляемая информация о добыче угля, система поиска данных.

^b АООС, 2004 год. Identifying Opportunities for Methane Recovery at U.S. Coal Mines: Profiles of Selected Gassy Underground Coal Mines 1999-2003 (Выявление возможностей для извлечения метана на угольных шахтах США: обзоры по отдельным газообильным подземным угольным шахтам за 1999-2003 годы) и данные УШБОЗ о системах вентилирования.

^c АООС США, 2004 год. Identifying Opportunities for Methane Recovery at U.S. Coal Mines: Profiles of Selected Gassy Underground Coal Mines 1999-2003 (Выявление возможностей для извлечения метана на угольных шахтах США: обзоры по отдельным газообильным подземным угольным шахтам за 1999-2003 годы.

III. ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ БЕЗОПАСНОСТИ НА ШАХТЕ А

10. С целью получения информации об обеспечении безопасности на шахте А авторы использовали систему поиска данных Управления по безопасности и охране здоровья в горнодобывающей промышленности США (УБОЗГП). Наиболее серьезная потенциальная проблема в области безопасности на шахте А обусловлена термическими явлениями, связанными с присутствием метана. На шахте никогда не было случаев, связанных с человеческими жертвами или телесными повреждениями, вызванных присутствием метана; однако на шахте дважды проводилась эвакуация на продолжительные периоды времени в связи с аварийными ситуациями, вызванными присутствием метана. В последнее время к числу других проблем в области безопасности стали относить аккумулялирование горючих материалов (угольной пыли, включая пыль плавающего угля, оседающего на запыленных горными породами поверхностях, измельченный уголь и другие горючие материалы) как в действующих горных выработках, так и на оборудовании, о чем в 2005 году УБОЗГП упоминало 40 раз, а в 2006 году семь раз. Эта шахта также несколько раз упоминалась в связи с вопросами, касающимися снижения и поддержания концентрации пыли. Причиной большинства аварий, о которых сообщалось в 2005 году, являлись обрушения кровли выработок, которые, однако, не привели к телесным повреждениям. Проблемы управления кровлей на данной шахте существовали и ранее, в связи с чем неудовлетворительное состояние кровли приводилось в качестве причины убытков, понесенных в прошлом в результате остановки добычи угля. Самовозгорание угля также является проблемой на данной и других близлежащих шахтах, на которых вплоть до последнего времени отмечались многочисленные термические явления.

IV. КРУПНЫЕ АВАРИИ

11. За последние 10 лет на данной шахте произошло два пожара, вызванных возгоранием метана. В первый раз возгорание произошло в январе 2000 года, а во второй - в ноябре 2005 года. До настоящего времени не было случаев тяжелых телесных повреждений в результате аварий, связанных с присутствием метана.

V. ДРУГИЕ ИНЦИДЕНТЫ

12. Небольшие возгорания возникали в результате трения элементов и деталей машин в конце 2000 года, два возгорания в мае 2003 года и еще одно возгорание - в середине 2004 года; вместе с тем эти незначительные инциденты не привели к эвакуации персонала или к убыткам в связи с остановкой добычи¹. Кроме того, в феврале 2001 года на шахте была ограничена добыча в связи с обнаружением повышенных уровней содержания метана. Наряду с этим на шахте А имели место другие не связанные с присутствием метана инциденты. Проблемы, вызванные обрушением кровли осенью 2001 года, негативно сказались на добыче².

VI. ИЗДЕРЖКИ, СВЯЗАННЫЕ С НЕСОБЛЮДЕНИЕМ УСТАНОВЛЕННЫХ НОРМ

13. Хотя оценки штрафных санкций, наложенных в связи с отдельными авариями, не проводилось, сумма штрафов, начисленных на шахту в связи с нарушениями норм УБОЗГП, за последние 10 лет в общей сложности составила 330 000 долл. США¹.

VII. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОТЕРИ, СВЯЗАННЫЕ С ПРИОСТАНОВКОЙ ДОБЫЧИ И ЗАКРЫТИЕМ ШАХТЫ

14. Более существенными по сравнению с издержками, вызванными выплатой штрафов, явились убытки в связи с прекращением добычи и расходы на подавление выхода и извлечение метана, присутствие которого явилось причиной простоя.

а) Оценка экономической стоимости убытков в период прекращения добычи угля после первого пожара, вызванного возгоранием

15. Расчет убытков в период прекращения добычи угля производился путем сопоставления объемов добычи угля за квартал, в котором имел место простой, с объемами в течение соответствующего квартала предыдущих лет, когда добыча велась в полном объеме. Затем полученное значение умножалось на среднюю цену угля на открытом рынке в соответствующем году для получения оценки потерь, вызванных прекращением добычи угля, в годовом исчислении. Потери, приводимые в этом разделе,

¹ Система поиска данных УБОЗГП.

² Отчет оператора за четвертый квартал 2000 года. Дополнительная библиографическая информация не приводится с целью неразглашения идентификационных данных шахты.

имеют оценочный характер, поскольку в их основу положены лишь общеизвестные связанные с присутствием метана инциденты и случаи закрытия шахты, и, возможно, они не включают в себя все потери в добыче, вызванные наличием высоких концентраций метана. Принятое за основу сопоставление периодов добычи в полном объеме с периодами простоя позволяет получить наиболее точную оценку, несмотря на ее возможную осторожность, поскольку мелкие, не получившие огласки инциденты, связанные с повышением концентраций метана, возможно, периодически приводят к замедлению или прекращению добычи на шахте в течение года. В таблице 3 приводится обобщенная оценка ущерба, понесенного в период прекращения добычи угля в связи с получившими известность возгораниями метана после первого пожара в 2000 году.

Таблица 3: Величина ущерба в период прекращения добычи угля на шахте А

| Год | Ущерб в период прекращения добычи угля (в млн. метрич. т) | Средняя цена на уголь (долл. США за метрич. т.) ^a | Убытки в период прекращения добычи угля (в млн. долл. США) |
|-------|---|--|--|
| 2000 | 2,5 | 16,25 | 41 |
| 2001 | 0,12 | 17,52 | 2 |
| 2002 | - | 18,28 | - |
| 2003 | - | 19,13 | - |
| 2004 | - | 19,35 | - |
| 2005 | 1 | 19,35 ^b | 27 |
| 2006 | 1 | 19,35 ^b | 18 |
| Всего | 6,5 | - | 88 |

^a Управление по энергетической информации, Ежегодный доклад по добыче угля, средняя цена на уголь на открытом рынке по штатам и методам подземной добычи.

^b Цена 2004 года использовалась в качестве оценочной.

16. В финансовых отчетах оператора указана величина расходов, понесенных в связи с крупными пожарами и простоями, вызванными присутствием метана. В эти расходы включены убытки в связи с прекращением добычи и расходы на подавление соответствующих термических явлений. В таблице 4 приводится эта информация, а также информация о всех расходах, возмещенных благодаря страхованию прекращения производственной деятельности.

Таблица 4: Оценка убытков, вызванных пожарами и повышенными концентрациями метана на шахте А

| Год | Инцидент или авария | Убытки до получения страхового возмещения (в млн. долл. США) | Чистые убытки после страхового возмещения (в млн. долл. США) |
|------|--|--|--|
| 2000 | Пожар, вызванный возгоранием метана | 43 | 12 |
| 2001 | Ограничение добычи и ее возобновление Сложности, вызванные повышенной концентрацией метана | 11 | 2 |
| 2005 | Пожар, вызванный возгоранием метана | 33 | 33 |
| 2006 | Продолжение пожара, вызванного возгоранием метана | 30 | 10 ^a |

^a В отчете оператора об угледобыче за второй квартал 2006 года сообщается о страховом возмещении на сумму 10 млн. долл. США в первом и втором квартале.

b) Ущерб, связанный с закрытием шахты

17. Оба крупных пожара, вызванных возгоранием метана на шахте А, произошли в период, когда шахта находилась в процессе перехода к разработке угля длинными забоями на новых добычных участках; в этой связи ущерб в результате оставления невыработанных запасов угля был незначительным.

18. Вместе с тем временный простой шахты имел и другие последствия. В течение 2005-2006 годов в связи с термическим явлением на шахте А работники, которым не нашлось другого применения, были переведены на другие шахты оператора. Эта мера привела не только к высоким затратам оператора, но и отрицательно сказалась на экономике небольшого города, которая находится в зависимости от покупательной способности шахтеров. Оператор не указывает, каким образом проходило урегулирование трудовых отношений в связи с авариями, имевшими место ранее. Во всех случаях в прилегающем районе сокращались объемы железнодорожных перевозок, что затронуло деятельность железной дороги и имело последствия для многих железнодорожников. Кроме того, отмечается, что пожар 2005-2006 годов явился причиной увеличения средней цены на уголь западного бассейна на 5 долл. США³.

³ Отчет оператора шахты за четвертый квартал 2005 года. Дополнительная библиографическая информация не приводится с целью защиты идентификационных данных шахты.

с) Системы отвода и вентилирования

19. После пожара 2000 года на шахте А возникали и другие проблемы, связанные в аккумуляцией метана. Системы вентилирования шахты оказались недостаточными для снижения уровней концентрации метана по мере переноса добычи угля на газообильные участки. В 2001 году пришлось сократить добычу с целью избежания опасных концентраций метана. С целью восстановления добычи в полном объеме на шахте А были проведены работы по бурению горизонтальных поперечных измерительных скважин в подземных выработках и бурению с поверхности вентиляционных скважин в отработанное пространство. Первоначально усилия были сосредоточены на бурении горизонтальных скважин, поскольку бурению с поверхности препятствовали крайне сложный рельеф и проблемы, связанные с земельной собственностью. После того, как программа бурения горизонтальных поперечных измерительных скважин позволила добиться лишь незначительного увеличения добычи, было продолжено бурение с поверхности вентиляционных скважин в отработанное пространство. Шахте А пришлось получить разрешение Лесной службы США для обеспечения доступа к буровым участкам и строительства дорог. Первая вентиляционная скважина в отработанное пространство была пробурена в мае 2001 года⁴. Затем было пробурено несколько других скважин, вследствие чего добыча угля в длинных забоях резко увеличилась. В 2004 году на шахте приступили к использованию газа, извлеченного из выработанного пространства законсервированных участков шахты, путем прокладки внутришахтных горизонтальных скважин для нагрева вентиляционного воздуха в зимние месяцы⁵.

20. Хотя на шахте создана система отвода, и на ней удалось поддерживать добычу в полном объеме до пожара конца 2005 года аккумуляция метана по-прежнему создает очевидную опасность. Возможно, что целесообразно принятие мер по улучшению ситуации с помощью заблаговременного создания системы отвода до проведения выемок путем бурения скважин с поверхности, а также принятие дополнительных мер по отводу газа из шахтного пространства.

VIII. ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ПРОЕКТОВ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ШМ НА ШАХТЕ А

21. В настоящее время на шахте А используется около 26 м³/мин. из 144 м³/мин. метана, отбираемого с помощью горизонтальных подземных скважин в течение зимних месяцев с целью нагрева подаваемого на шахту вентиляционного воздуха⁵. Неутилизированным

⁴ Выступление представителя персонала шахты на Конференции по ШМ, 2005 год.

⁵ Coalbed Methane Extra, February 2004.

остаётся газ, поступающий по вентиляционным скважинам из отработанного пространства, на который приходится в 10 раз больше метана на одну скважину по сравнению с горизонтальными скважинами⁴. Газообильность этой шахты в сочетании с необходимостью проведения отвода метана в качестве дополнительной меры по вентилированию создает широкие возможности для разработки проекта использования ШМ, который позволит покрывать расходы на создание дополнительных систем отвода.

IX. ПРОЕКТЫ ПО УТИЛИЗАЦИИ

22. С учетом израсходованных в последнее время средств с целью решения проблем, вызванных присутствием метана, очевидна необходимость в расширении систем отвода с целью уменьшения зависимости шахты от вентилирования, увеличения времени бесперебойной добычи угля и улучшения условий безопасности работ. Проводимому в настоящее время на шахте А проекту могла бы быть придана форма доходного проекта по утилизации, который со временем позволил бы покрыть расходы на необходимую оптимизацию системы отвода метана на шахте. С учетом информации об отводе метана были рассмотрены капитальные и эксплуатационные затраты на ряд проектов по утилизации ШМ, а также их чистая текущая стоимость и внутренняя норма прибыльности. Проекты связаны со строительством электростанции (традиционной или с использованием газотурбинной установки комбинированного цикла или турбин внутреннего сгорания), а также с закачиванием газа в трубопроводы. Дифференцированной оценки расходов с учетом КПД устанавливаемых энергогенераторов не проводилось, и в этой связи следует отметить, что системы комбинированного цикла и системы с циклом регенерации будут более дорогостоящими с точки зрения капитальных затрат. Однако повышение КПД в случае использования этих систем позволит добиться большей рентабельности. Расчеты капитальных затрат, а также эксплуатационных расходов и расходов на техническое обслуживание проводились с использованием стандартных параметров, принятых АООС. Эти стандартные параметры, применяемые для различных альтернативных проектных вариантов, использовались для расчета капитальных затрат на проект определенного масштаба, соответствующего имеющемуся для утилизации объему газа. Также необходимо отметить, что общие капитальные затраты на электроэнергетические проекты рассчитывались как с учетом максимальных, так и минимальных расходов на установку оборудования, при этом эксплуатационные расходы и расходы на техническое обслуживание принимались в качестве постоянных.

23. Приводимые ниже расчетные значения следует принимать в качестве оценки по порядку величины, дающей общее представление о прибыльности проектов по утилизации ШМ на шахте А и способствующей определению любого возможного способа покрытия расходов на создание усовершенствованной системы отвода метана. Было

проведено дисконтирование денежных потоков, при этом значение ставки дисконта составляет 10%. Расчет чистой текущей стоимости и внутренней нормы прибыльности перспективных вариантов проекта проводился на основе максимальной и минимальной величины капитальных затрат, эксплуатационных расходов и расходов на техническое обслуживание, а за основу объемов реализуемой электроэнергии и газа были приняты имеющиеся данные об отводе метана (см. приложение); информация за 2004 год приводится в таблицах 5 и 6.

24. Исходя из КПД вариантов электростанций⁶, был рассчитан объем производства электроэнергии, а текущие цены на электроэнергию в промышленности⁷ использовались для расчета объемов реализации электроэнергии. Эти расчетные значения были получены с учетом данных об объемах отвода метана в настоящее время; однако увеличение объемов отводимого метана с целью решения возникших в последнее время проблем с накопленными объемами метана может создать необходимость в более мощных электростанциях, к которым следует применять более высокие значения затрат и выгод.

25. Помимо использования метана на электростанциях рассматривался вариант его закачки в трубопроводную сеть. И в этом случае были использованы подготовленные АООС расчетные значения затрат для определения капитальных затрат на проект по закачке в трубопроводы, а также эксплуатационных расходов и расходов на техническое обслуживание. Для определения масштабов проекта и объемов газа, который будет реализован, использовались последние имеющиеся данные об объемах откачки метана. Для расчета объемов реализуемого газа использовались последние данные о ценах на энергоносители, включающие в себя цены на природный газ. В качестве цены на природный газ принята цена франко-газа газораспределительной сети, а не цена газа на промысле, поскольку в последнем случае информация о ценах не доступна в реальном времени. Цена в распределительной сети несколько выше той, которая могла бы быть установлена продавцом газа ввиду включения в нее расходов на обслуживание трубопровода и транспортировку. В таблице 6 приводятся расходы, связанные с реализацией проекта закачки в трубопроводную сеть, годовые затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание, а также прогнозы объемов реализации газа, основанные на данных об отводе метана за 2004 год.

⁶ Схема газовой турбины приводится на сайте по адресу: http://en.wikipedia.org/wiki/Gas_turbine, а газовой турбины внутреннего сгорания - на сайте Американского совета потребителей энергии по адресу: <http://www.deforum.org/combustion-turbines.htm>.

⁷ ППИШМ, документы, инструменты и ресурсы, цены на энергоносители: <http://epa.gov/coalbed/resources/energyprices.htm>.

26. С точки зрения экономического анализа, продажа газа для закачки в трубопроводы, как представляется, является более рентабельным вариантом утилизации при наименьших капитальных затратах и чистой текущей стоимости, составляющей 65,7 млн. долл. США, и внутренней норме прибыльности на уровне 152%; однако реализация этого варианта на шахте А сдерживается рядом факторов. Шахта расположена на границе удаленного и неосвоенного района. Для строительства трубопровода в этом районе потребуется разрешение Лесной службы США. Рельеф местности, прилегающей к шахте А, также создает труднопреодолимые препятствия для реализации проекта по строительству трубопровода, поскольку она имеет сильно пересеченный характер и доступ к ней ограничен. Кроме того, случаи прекращения подачи газа и изменения объемов поставок газа из шахты могут создать проблему прерывания поставок. В случае снижения объема поставок закрытие электростанции явится существенно более простым выходом, чем разрыв цепочки поставки газа и его закачки в трубопровод. Судя по всему, проект по закачке газа с шахты А не может быть реализован.

27. В этом случае наиболее целесообразным экономически и технически реализуемым проектом явится система с применением газотурбинной установки комбинированного цикла. Газотурбинная установка комбинированного цикла имеет высокий КПД благодаря тому, что горячий воздух на выходе из турбины простого цикла направляется в парогенератор с рекуперацией тепла для выработки пара и приведения в движение паровой турбины. Первоначальные затраты на такую установку будут наиболее высокими, но, согласно оценкам, ее КПД будет на 20% превышать КПД установки простого цикла⁸. Чистая текущая стоимость этого варианта составляет 108,5 млн. долл. США при внутренней норме прибыльности 73% в случае максимальной оценки капитальных затрат, а при минимальной оценке капитальных затрат чистая текущая стоимость составит 116,3 млн. при внутренней норме прибыльности 94%. Повышение цен на электроэнергию со временем, возможно, также приведет к увеличению стоимости этой системы на шахте А.

Таблица 5: Оценка затрат и выгод строительства электростанции на основе данных об откачке метана за 2004 год (шахта А)

| | Газовая турбина, простой цикл | Газовая турбина, комбинированный цикл | Внутреннее сгорание |
|----------------------------------|----------------------------------|--|---------------------|
| Мощность электростанции (МВт) | 52 | 78 | 52 |
| Допускаемый КПД ^а | 0,4 | 0,6 | 0,4 |
| кВт/год (млн.) | 453,61 | 680,42 | 453,61 |

⁸ Схема газовой турбины на сайте по адресу: http://en.wikipedia.org/wiki/Gas_turbine.

| | Газовая турбина, простой цикл | Газовая турбина, комбинированный цикл | Внутреннее сгорание |
|---|----------------------------------|--|---------------------|
| Отпуск электроэнергии/год (млн. долл. США) | 0,38 | 36,74 | 24,50 |
| Стоимость с учетом затрат на монтаж Максимальная оценка (в млн. долл. США) | 39,35 | 59,03 | 52,87 |
| Стоимость затрат на монтаж Минимальная оценка (в млн. долл. США) | 29,52 | 44,27 | 47,59 |
| Эксплуатационные затраты и затраты на техническое обслуживание/год (в млн. долл. США) | 4,54 | 6,80 | 9,07 |
| Чистая текущая стоимость при максимальной оценке (в млн. долл. США) | 38,9 | 108,5 | 44,0 |
| Текущая стоимость при минимальной оценке (в млн. долл. США) | 42,2 | 116,3 | 46,8 |
| Внутренняя норма прибыльности при максимальной оценке | 73% | 73% | 42% |
| Внутренняя норма прибыльности при минимальной оценке | 94% | 94% | 47% |

^a Схема газовой турбины: http://en.wikipedia.org/wiki/Gas_turbine и схема турбины внутреннего сгорания на вебсайте Американского совета потребителей энергии по адресу: <http://www.deforum.org/combustion-turbines.htm>

Таблица 6: Расходы на проект по закачиванию в трубопровод и объем реализации на основе данных об откачивании метана за 2004 год (шахта А)

| Ежегодные объемы откачиваемого газа (млн. м ³) | Капитальные затраты на газосборную систему (в млн. долл. США) | Эксплуатация и техническое обслуживание газосборной системы, затраты/год (в млн. долл. США) | Капитальные затраты на газопереработку (в млн. долл. США) | Эксплуатация и техническое обслуживание системы газопереработки, затраты/год (в млн. долл. США) | Капитальные затраты на газокомпрессию (в млн. долл. США) | Эксплуатация и техническое обслуживание системы газокомпрессий, затраты/год (в млн. долл. США) |
|---|---|--|---|--|--|---|
| 108 | 5,31 | 0,78 | 5,60 | 0,93 | 2,90 | 0,09 |

| Капитальные затраты на транспортировку (в млн. долл. США) | Эксплуатация и техническое обслуживание газотранспортной системы, затраты/год (в млн. долл. США) | Капитальные затраты на закачивание в трубопровод ПГ (в млн. долл. США) | Общий объем капитальных затрат (в млн. долл. США) | Объем реализации газа в год (в млн. долл. США) | Чистая текущая стоимость (в млн. долл. США) | Внутренняя норма прибыльности |
|---|--|--|---|--|---|-------------------------------|
| 3,00 | 0,12 | 0,50 | 17,31 | 30,10 | 65,7 | 152% |

Таблица 7: Общая оценка экономического ущерба, вызванного проблемами, связанными с присутствием метана, и их последствиями для безопасности в 2000-2006 годах (шахта А)

| Год | Оплата штрафных санкций УБОЗГП | Ущерб в результате остановки добычи угля (в млн. долл. США) | Общий ущерб в результате пожаров, вызванных присутствием метана/аварий, вызванных присутствием газа, до страхового возмещения (в млн. долл. США) | Чистые убытки в результате пожаров, вызванных присутствием метана/аварий, вызванных присутствием метана, после страхового возмещения (в млн. долл. США) |
|-------|--------------------------------|---|--|---|
| 2000 | 25 945 | 41 | 43 | 12 |
| 2001 | 47 732 | 2 | 11 | 2 |
| 2002 | 28 234 | - | - | - |
| 2003 | 80 822 | - | - | - |
| 2004 | 39 818 | - | - | - |
| 2005 | 42 279 | 27 | 33 | 53 |
| 2006 | Данные отсутствуют | 18 | 30 | |
| Всего | 265 000 | 88 | 117 | 67 |

Примечание: Ущерб, вызванный ограничением добычи угля, может превышать расчетные убытки оператора, связанные с учтенным в расчетах оператора предполагаемым переносом на другой участок добычи угля длинными забоями.

X. РЕЗЮМЕ

28. Владельцы шахты А понесли существенный финансовый ущерб в результате остановки добычи угля и связанных с ней последствий. К счастью, благодаря эффективности мониторинга и информирования удалось избежать телесных повреждений или гибели людей, которые могли бы явиться прямым последствием этих аварий. Однако при сохранении существующего положения и в будущем не удастся избежать потерь в связи с прекращением добычи, необходимостью дополнительных капиталовложений и устранением проблем в области безопасности. Лишь одни потери, вызванные остановкой

добычи после первого пожара 2000 года, согласно оценкам, составили свыше 88 млн. долл. США. Эти расходы в сочетании с дополнительными расходами, связанными с восстановлением добычи в полном объеме после ликвидации пожаров, закрытием участков, а также утратой оборудования в целом составили для оператора в целом 117 млн. долл. США. Страховое возмещение позволило свести к минимуму последствия таких расходов; вместе с тем после получения страхового возмещения оператор все же понес чистые убытки, составившие в 2000 году 12,4 млн. долл. США, а в 2001 году 1,9 млн. долл. США, при этом чистые убытки после последней аварии 2005-2006 годов составили 53 млн. долл. США.

29. Можно отметить, что штрафные санкции, устанавливаемые УБОЗГП, оказывают незначительное влияние на финансовое положение оператора по сравнению с ущербом, нанесенным пожарами в результате возгорания метана. Наиболее существенные последствия имели потери в результате прекращения добычи угля. Общая сумма штрафных санкций за последние шесть лет составила лишь 265 000 долл. США, что сопоставимо с ущербом, наносимым в результате одного дня прекращения добычи угля на шахте А.

30. Шахты А и В (ECE/ENERGY/GE.4/2007/9) были отобраны в качестве примеров, поскольку их опыт неопровержимо подтверждает серьезность экономического ущерба, наносимого инцидентами на шахтах, связанными с присутствием метана. Авторы считают, что опыт этих шахт показателен в плане характера и масштабов аварий и инцидентов, которые происходят и на других шахтах в Соединенных Штатах и остальных странах. Сложность в изучении этих шахт обусловлена трудностями свободного доступа к данным. Данные, использованные в этих примерах, были получены из материалов УБОЗГП и других государственных органов. В случае, если владельцем угольной шахты является акционерное общество (акции которого размещены на бирже), можно надеяться на большую открытость предоставляемой шахтной отчетности, чем это имеет место в случае принадлежности шахты отдельному частному лицу. Результаты работы исследователей других стран по сбору и анализу данных об авариях, связанных с присутствием метана, будут зависеть от объема открыто опубликованных данных.

XI. РЕКОМЕНДАЦИИ

31. Увеличение мощности системы отвода метана на шахте А может рассматриваться в качестве разумного решения в плане инвестирования как с точки зрения общих вопросов эксплуатации шахты, так и с точки зрения необходимости обеспечения безопасности. Например, на шахте А после событий 2000 и 2001 годов установлены системы отвода метана. Вместе с тем шахта А понесла аналогичный ущерб в результате пожара,

вызванного возгоранием метана, в 2005 году. Комплексная программа отвода метана могла бы не только повысить безопасность и предотвратить пожары, но и принести экономические выгоды. Эти выгоды могли бы в конечном итоге покрыть расходы на дополнительные системы отвода метана. Капитальные затраты на реализацию всех изученных вариантов утилизации не достигают размеров чистых издержек, связанных с последним пожаром, вызванным метаном, или близки к ним. В случае реализации на шахте А одного из этих вариантов экономический анализ говорит о том, что ежегодные доходы от реализации газа или электроэнергии в течение нескольких лет с избытком покроют затраты на осуществление самой широкой программы отвода метана.

ПРИЛОЖЕНИЕ

ШАХТА А: АНАЛИЗ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ПРОЕКТОВ ПО ШАХТНОМУ МЕТАНУ

Таблица А-1: Годовой объем отводимого метана и мощность потенциальной электростанции на ШМ на шахте А (при эффективности конверсии равной 100%)

| Год | Млн. м ³ /год | Млн. Дж/с (МВт) |
|------|--------------------------|-----------------|
| 2000 | 40,30 | 48 |
| 2001 | 41,35 | 50 |
| 2002 | 102,31 | 123 |
| 2003 | 140,56 | 168 |
| 2004 | 108,00 | 129 |

Таблица А-2: Сводная таблица затрат и выгод альтернативных вариантов создания электростанции на ШМ на шахте А, 2000-2004 годы

| Газовая турбина, простой цикл (кпд 0,4 ^а) | | Стоимость установленных мощностей (в долл. США) | | Квт/год | Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание/год (в долл. США) | Реализация электроэнергии/год (в долл. США) |
|---|-------------------------------|---|---------------------|-------------|--|---|
| Год | Мощность электростанции (МВт) | Минимальная оценка | Максимальная оценка | | | |
| 2000 | 19,32 | 14 683 200 | 11 012 400 | 169 243 200 | 1 692 432 | 9 139 133 |
| 2001 | 19,83 | 15 068 900 | 11 301 675 | 173 688 900 | 1 736 889 | 9 379 201 |
| 2002 | 49,05 | 37 279 900 | 27 959 925 | 429 699 900 | 4 296 999 | 23 203 795 |
| 2003 | 67,39 | 51 218 300 | 38 413 725 | 590 358 300 | 5 903 583 | 31 879 348 |
| 2004 | 51,78 | 39 354 700 | 29 516 025 | 453 614 700 | 4 536 147 | 24 495 194 |

^а Схема газовой турбины на вебсайте: http://en.wikipedia.org/wiki/Gas_turbine и схема турбин внутреннего сгорания на вебсайте американского совета потребителей электроэнергии: <http://www.deforum.org/combustion-turbines.htm>.

Таблица А-3: Сводная таблица затрат и выгод альтернативных вариантов создания электростанции на ШМ на шахте А, 2000-2004 годы (продолжение)

| Газовая турбина, комбинированный цикл (кпд 0,6 ^а) | | Стоимость установленных мощностей (в долл. США) | | Квт/год | Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание/год (в долл. США) | Реализация электроэнергии/год (в долл. США) |
|---|-------------------------------|---|---------------------|-------------|--|---|
| Год | Мощность электростанции (МВт) | Минимальная оценка | Максимальная оценка | | | |
| 2000 | 28,98 | 22 024 800 | 16 518 600 | 253 864 800 | 2 538 648 | 13 708 699 |
| 2001 | 29,74 | 22 603 350 | 16 952 513 | 260 533 350 | 2 605 334 | 14 068 801 |
| 2002 | 73,58 | 55 919 850 | 41 939 888 | 644 549 850 | 6 445 499 | 34 805 692 |
| 2003 | 101,09 | 76 827 450 | 57 620 588 | 885 537 450 | 8 855 375 | 47 819 022 |
| 2004 | 77,67 | 59 032 050 | 44 274 038 | 680 422 050 | 6 804 221 | 36 742 791 |

^а Схема газовой турбины на вебсайте: http://en.wikipedia.org/wiki/Gas_turbine и схема турбины внутреннего сгорания на вебсайте Американского совета потребителей электроэнергии: <http://www.deforum.org/combustion-turbines.htm>.

Таблица А-4: Сводная таблица затрат и выгод альтернативных вариантов создания электростанции на ШМ на шахте А, 2000-2004 годы (продолжение)

| Турбина внутреннего сгорания (кпд 0,4 ^а) | | Стоимость установленных мощностей (долл. США) | | Квт/год | Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание/год (в долл. США) | Реализация электроэнергии/год (в долл. США) |
|--|-----------------------------|---|--------------------|-------------|--|---|
| Год | Мощность электростанции МВт | Максимальная оценка | Минимальная оценка | | | |
| 2000 | 19,32 | 19 725 720 | 17 755 080 | 169 243 200 | 3 384 864 | 9 139 133 |
| 2001 | 19,83 | 20 243 878 | 18 221 473 | 173 688 900 | 3 473 778 | 9 379 201 |
| 2002 | 49,05 | 50 082 603 | 45 079 248 | 429 699 900 | 8 593 998 | 23 203 795 |
| 2003 | 67,39 | 68 807 743 | 61 933 708 | 590 358 300 | 11 807 166 | 31 879 348 |
| 2004 | 51,78 | 52 869 933 | 47 588 118 | 453 614 700 | 9 072 294 | 24 495 194 |

^а Схема газовой турбины на вебсайте: http://en.wikipedia.org/wiki/Gas_turbine и схема турбины внутреннего сгорания на вебсайте Американского совета потребителей электроэнергии: <http://www.deforum.org/combustion-turbines.htm>.

Таблица А-5: Сводные данные о затратах и выгодах при закачивании в трубопровод (шахта А), 2000-2004 годы

| Год | Млн. м ³ /день | Капитальные затраты на газосборную систему (долл. США) | Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание газосборной системы (долл. США) | Капитальные затраты на газопереработку (долл. США) | Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание системы газопереработки (долл. США) |
|------|---------------------------|--|--|--|--|
| 2000 | 0,1104 | 1 980 298 | 292 367 | 2 089 448 | 346 942 |
| 2001 | 0,1133 | 2 032 316 | 300 047 | 2 144 334 | 356 055 |
| 2002 | 0,2803 | 5 027 876 | 742 304 | 5 305 003 | 880 868 |
| 2003 | 0,3851 | 6 907 724 | 1 019 841 | 7 288 464 | 1 210 211 |
| 2004 | 0,2959 | 5 307 700 | 783 617 | 5 600 251 | 929 892 |

Таблица А-6: Сводные данные о затратах и выгодах при закачивании в трубопровод (шахта А), 2000-2004 годы (продолжение)

| Год | Капитальные затраты на газокомпрессию (долл. США) | Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание системы газокомпресии (долл. США) | Протяженность трубопровода (км) | Капитальные затраты на транспортировку (долл. США) | Затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание транспортировки (долл. США) | Капитальные затраты на закачивание ПГ в трубопровод (долл. США) |
|------|---|--|---------------------------------|--|--|---|
| 2000 | 1 083 706 | 33 915 | 40 | 2 999 731 | 124 989 | 500 000 |
| 2001 | 1 112 173 | 34 805 | 40 | 2 999 731 | 124 989 | 500 000 |
| 2002 | 2 751 475 | 86 107 | 40 | 2 999 731 | 124 989 | 500 000 |
| 2003 | 3 780 211 | 118 302 | 40 | 2 999 731 | 124 989 | 500 000 |
| 2004 | 2 904 608 | 90 900 | 40 | 2 999 731 | 124 989 | 500 000 |

Таблица А-7: Сводные данные о затратах и выгодах при закачивании в трубопровод (шахта А), 2000-2004 годы (продолжение)

| Год | Объем реализации газа (млн. м ³) | Реализация газа (долл. США) |
|------|--|-----------------------------|
| 2000 | 40 | 11 230 499 |
| 2001 | 41 | 11 525 504 |
| 2002 | 102 | 28 513 668 |
| 2003 | 141 | 39 174 505 |
| 2004 | 108 | 30 100 587 |
