



**Conseil économique
et social**

Distr.
GÉNÉRALE

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

FRANÇAIS
Original: ANGLAIS

COMMISSION ÉCONOMIQUE POUR L'EUROPE

COMITÉ DE L'ÉNERGIE DURABLE

Groupe spécial d'experts du méthane provenant
des mines de charbon

Troisième session
Genève, 2-4 avril 2007
Point 6 de l'ordre du jour provisoire

**ÉTAT ACTUALISÉ DE LA SITUATION ET DES ACTIVITÉS DE L'ÉQUIPE
SPÉCIALE DES AVANTAGES ÉCONOMIQUES DÉCOULANT DE
L'AMÉLIORATION DE LA SÉCURITÉ DANS LES MINES DE
CHARBON GRÂCE À L'EXTRACTION ET À L'EXPLOITATION
DU MÉTHANE DE CES MINES**

**ÉTUDE DE CAS SUR L'IMPACT ÉCONOMIQUE D'INCIDENTS LIÉS AU MÉTHANE
DANS LES MINES DE CHARBON AUX ÉTATS-UNIS
D'AMÉRIQUE: CAS DE LA MINE A**

Note du secrétariat

I. INTRODUCTION

1. Le présent document est le résultat de la coopération entre l'Agence pour la protection de l'environnement (EPA) des États-Unis et le Groupe spécial d'experts du méthane provenant des mines de charbon de la CEE. Il a été élaboré par M. Ray Pilcher, Président de l'Équipe spéciale des avantages économiques découlant de l'amélioration de la sécurité dans les mines de charbon grâce à l'extraction et à l'exploitation du méthane de ces mines, M^{me} Charlee Bergamo, spécialiste de l'environnement au Raven Ridge Resources, et M^{me} Pamela Franklin, de l'EPA. Le Groupe spécial d'experts a créé l'Équipe spéciale pour étudier la relation critique entre la sécurité dans les mines de charbon et les aspects économiques.

2. L'une des premières mesures prises par l'Équipe spéciale a été d'établir un cadre (ECE/ENERGY/GE.4/2007/4) qui serve de guide aux experts pour élaborer des études de cas sur la relation entre l'extraction et l'utilisation du méthane des mines de charbon et la performance économique globale d'une mine de charbon grisouteuse. Aux États-Unis, le moyen le plus

simple d'étudier cette relation est de rassembler puis d'analyser les données et informations tant financières qu'économiques qui sont mises à la disposition du public par les sociétés d'exploitation des mines de charbon. Le présent rapport a été rédigé suivant le cadre élaboré par l'Équipe spéciale. Afin de soutenir le travail de l'Équipe spéciale et du Groupe spécial d'experts, l'EPA des États-Unis a financé l'élaboration de ces deux études de cas.

3. L'une de ces mines est située dans un bassin houiller de l'est des États-Unis et l'autre dans un bassin houiller de l'ouest. Elles ont été choisies selon les critères suivants:

- a) Les mines devaient être classées parmi les mines «grisouteuses» et produire de grandes quantités de méthane, selon ce qui avait été calculé pour les inventaires des émissions des États-Unis;
- b) Toutes les informations utilisées pour ces études de cas devaient être accessibles à partir de sources publiques: rapports publiés par le gouvernement, informations affichées sur les sites Web de l'administration et sur des sites privés, rapports annuels des sociétés, études en vue de la fixation des prix, etc.;
- c) Il fallait disposer d'informations financières et économiques suffisantes pour pouvoir tirer des conclusions générales quant aux améliorations que pourraient entraîner des mesures visant à extraire et exploiter de plus grandes quantités de gaz;
- d) Les mines retenues devaient avoir connu ces dernières années au moins un accident non mortel lié au méthane. (Les raisons pour lesquelles il devait s'agir d'accidents non mortels étaient au nombre de deux: la première était qu'il est extrêmement difficile de déterminer l'impact économique en cas de pertes de vie humaine, la seconde était que, en cas d'accident mortel, les actions en justice empêchent souvent d'avoir accès aux données concernant l'accident.); et
- e) Les études de cas devaient fournir l'occasion d'exécuter une analyse économique sur l'utilisation du gaz à la mine.

4. Les deux mines choisies pour l'étude satisfaisaient à tous ces critères. Elles ont connu des incendies liés au méthane qui étaient dus en partie à la nécessité de ventiler les mines par des volumes d'air importants afin de diluer le gaz émis dans les galeries. Ces accidents ont conduit, pour chaque mine, à de grosses pertes économiques par manque à produire et manque à gagner lors de la fermeture de la mine. Des pertes économiques supplémentaires ont aussi affecté les travailleurs qui ont été mis à pied pendant que les mines fonctionnaient au ralenti, mais la présente étude ne prend en considération ni ces pertes subies par les travailleurs ni celles qui ont touché l'économie locale.

5. L'Équipe spéciale avait envisagé d'inclure dans le cadre une estimation de l'ampleur des pertes économiques subies par les travailleurs et par l'économie locale. Toutefois, après réflexion, elle a décidé que seules les pertes mesurables et liées directement à la performance économique globale de la mine devraient être intégrées à l'analyse économique. L'Équipe spéciale et les auteurs ont néanmoins reconnu que l'impact sur l'économie locale pouvait être important.

6. Ces études de cas montrent qu'un renforcement des opérations de dégazage, de récupération et d'exploitation du méthane, tout en exigeant des investissements onéreux, apporterait à la mine des avantages économiques importants. Ces avantages découlent

notamment de l'amélioration de la sécurité de la mine. Un dégazage renforcé réduirait le besoin de ventilation dans certaines sections des galeries. L'utilisation commerciale du gaz capté (par exemple la vente à des gazoducs ou la production d'énergie sur place) compense l'augmentation des coûts de fonctionnement et d'investissement liés à l'amélioration du système de dégazage. Ainsi, dans ces deux cas particuliers, avec un investissement accru pour la récupération et l'exploitation du méthane, la gestion de la mine peut bénéficier de multiples avantages. Un tel investissement aide à maintenir de bonnes conditions de sécurité pour les mineurs, permet à la société minière et à ses investisseurs de jouir d'une source de revenus supplémentaire grâce à l'exploitation du gaz et, le plus important, contribue à éviter les pertes économiques et sociales imputables aux accidents.

7. Les mines étudiées ne sont pas identifiées pour les raisons suivantes:

- a) L'identité de la mine étudiée n'ajoute rien à la compréhension générale des données et des informations. En outre, le fait de connaître le nom et l'emplacement de la mine risquerait d'enlever à l'étude de cas une partie de son intérêt en tant qu'exemple représentatif des problèmes communs à de nombreuses mines grisouteuses telles que soient la structure géologique et les conditions d'extraction;
- b) La présente étude n'a pas pour but de porter un jugement sur la gestion de la mine ou les mesures prises par les salariés ou les propriétaires; de même, les conclusions qui pourraient en être tirées ou les recommandations formulées ne sont pas à considérer comme des mesures qui doivent être prises par la mine en question sans que la totalité des données et des informations accessibles au gestionnaire de la mine ait été examinée plus avant. Certaines données et informations n'ont pas été communiquées aux auteurs pour analyse et examen. C'est donc afin d'éviter tout malentendu quant à l'objectif visé par ces études de cas que les auteurs n'ont pas divulgué l'identité des mines.

8. Chaque étude de cas comprend les éléments suivants:

- a) Les caractéristiques commerciales de la mine, telles que le volume de la production annuelle de charbon, les informations de base sur la qualité du charbon produit et l'utilisation pour laquelle il est vendu;
- b) Le volume de gaz produit par les activités minières, qui comprend le gaz provenant des systèmes de dégazage ainsi que le gaz émis dans l'atmosphère par le système de ventilation de la mine;
- c) Le volume de gaz récupéré à partir du système de dégazage et le volume utilisé;
- d) Les principaux problèmes en matière de sécurité, les accidents graves et autres incidents survenus au cours des 10 dernières années;
- e) Les coûts relatifs aux problèmes de sécurité qui sont inclus dans l'étude de cas, y compris les coûts liés au respect de la réglementation et les pertes économiques associées au manque à produire et à la vente du charbon;
- f) Les informations et données relatives aux systèmes de dégazage existants, aux projets d'exploitation du gaz, et examen des possibilités et des avantages que pourrait présenter l'élaboration de nouveaux projets d'utilisation du gaz.

II. INFORMATIONS SUR LA MINE A ET SES RESSOURCES EN CHARBON

9. Les tableaux 1 et 2 ci-dessous fournissent des informations sur les activités minières, les ressources en charbon, la production charbonnière et la production de méthane de la mine A.

Tableau 1. Informations sur la mine

1. Nom de la mine			
Mine A			
2. Propriétaire actuel			
Intentionnellement laissé en blanc			
3. Statut			
Active			
4. Emplacement			
4.1 Pays		États-Unis	
4.2 Bassin houiller/région		Bassin est	
5. Informations sur la mine <i>Source: Keystone Coal Industry Manual (2005)</i>			
Année de mise en service	1982	Nombre de salariés	370
Méthode d'exploitation			
Longue taille/en continu		Profondeur de la veine (m)	1 000 à 2 000
Charbon conforme^a			
Oui		Installation de préparation sur place	Oui
6. Informations sur les ressources en charbon <i>Source: Keystone Coal Industry Manual (2005)</i>			
Veines de charbon exploitées	Intentionnellement laissé en blanc	Épaisseur moyenne de la veine (m)	3,66
Teneur en soufre du charbon produit (%)			
	<i>Minimum</i>	<i>Moyenne</i>	<i>Maximum</i>
	0,36	0,49	0,78
Pouvoir calorifique du charbon (KJ/kg)			
	<i>Minimum</i>	<i>Moyenne</i>	<i>Maximum</i>
	24 371	27 156	27 852
Type de charbon			
Bitumineux		Marché primaire	Production de vapeur, métallurgie
Quantité estimative des réserves restantes (millions de tonnes)			
136 ^b		Durée utile probable de la mine	2020

^a Défini par l'Energy Information Administration, <http://www.eia.gov>, comme «un charbon ou un mélange de charbons qui satisfait aux normes d'émission de dioxyde de soufre pour la qualité de l'air sans qu'il soit nécessaire de désulfurer les gaz de combustion»; et par l'EPA comme «tout charbon qui, lorsqu'il est brûlé, émet moins de 0,54 kg (1,2 lbs) de dioxyde de soufre par million de BTU (1 055 000 KJ). Appelé aussi charbon à faible teneur en soufre.».

^b Union Pacific Railroad, Customer Profile, <http://www.uprr.com/customers/energy/coal/index.shtml>.

Tableau 2. Données sur la production, la ventilation et le dégazage de la mine A

	2000	2001	2002	2003	2004
Production de charbon (milliers de tonnes/an)^a	3 040,1	4 556,0	5 947,7	5 888,3	5 890,7
Quantité estimative de méthane émis (milliers de m³/jour)^b	444,6	455,9	560,7	770,2	591,8
Émissions des systèmes de ventilation (milliers de m³/jour)^b	334,1	342,6	280,3	385,1	295,9
Quantité estimative de méthane capté (milliers de m³/jour)^b	110,4	113,3	280,3	385,1	295,9
Émissions spécifiques estimatives (m³/tonne)^b	48,5	33,1	31,1	43,3	33,3
Méthane récupéré (milliers de m³/jour)^c	–	–	–	2,8	NC

^a MSHA Mine Yearly Reported Production Information, Data Retrieval System.

^b US EPA, 2004. Identifying Opportunities for Methane Recovery at U.S. Coal Mines: Profiles of Selected Gassy Underground Coal Mines 1999-2003; MSHA ventilation data.

^c US EPA, 2004. Identifying Opportunities for Methane Recovery at U.S. Coal Mines: Profiles of Selected Gassy Underground Coal Mines 1999-2003.

III. PRINCIPAUX PROBLÈMES DE SÉCURITÉ

10. Pour dresser un état de la situation en matière de sécurité dans la mine A, les auteurs ont consulté le système de recherche de données de l'Administration de la sécurité et de la santé dans les mines (MSHA) des États-Unis. Dans la mine A, ce sont les accidents thermiques liés à la présence de méthane qui représentent le risque le plus grave de ce point de vue. La mine n'a jamais eu à déplorer de décès ou de blessures liés à des problèmes dus au méthane; toutefois elle a été évacuée deux fois pendant des périodes assez longues en raison de dégagement de gaz. Récemment, d'autres problèmes dus à l'accumulation de matières inflammables dans les galeries en exploitation ou sur des matériels (poussière de charbon, c'est-à-dire charbon en suspension qui s'est déposé sur des surfaces ayant été recouvertes de poussière stérile, particules de charbon et autres matériaux inflammables) ont été relevés par la MSHA qui en a recensé plus de 40 en 2005 et 7 en 2006. La mine a aussi reçu plusieurs avertissements pour des problèmes concernant la réduction des poussières et l'entretien. La plupart des accidents notifiés en 2005 étaient des éboulements de toits mais aucun n'a entraîné d'accidents corporels. Les toits posent des problèmes dans cette mine depuis un certain temps puisque leur mauvais état a été la raison avancée les années précédentes pour expliquer la baisse de productivité. L'inflammation spontanée représente un risque aussi bien dans cette mine que dans les mines avoisinantes et de nombreux incidents thermiques ont été déplorés à ce jour.

IV. ACCIDENTS GRAVES

11. La mine a connu deux incendies provoqués par le méthane au cours des 10 dernières années. L'un s'est déclaré en janvier 2000, l'autre en novembre 2005. Jusqu'à maintenant, ce type d'incident n'a pas provoqué de blessures graves.

V. AUTRES INCIDENTS

12. Il s'est produit des inflammations plus limitées dues à la friction d'outils et de matériels, certaines à la fin de l'année 2000, deux en mai 2003 et une autre à la mi-2004 mais elles n'ont pas obligé à évacuer la mine et n'ont pas fait baisser la productivité¹. En février 2001, la productivité a diminué en raison de la présence de concentrations élevées de méthane. On a enregistré aussi d'autres incidents sans rapport avec le méthane. Les problèmes d'éboulement de toits survenus à l'automne 2001 ont eu un effet négatif sur la productivité².

VI. COÛTS LIÉS À LA RÉGLEMENTATION

13. Les pénalités n'ont pas été évaluées séparément pour chaque accident mais, au total, les amendes infligées par la MSHA au cours des 10 dernières années ont représenté plus de 330 000 dollars des États-Unis¹.

VII. PERTES ÉCONOMIQUES LIÉES À LA SUSPENSION DE LA PRODUCTION OU À LA FERMETURE DE LA MINE

14. Le manque à produire et les frais liés à l'arrêt et à la remise en état des installations face aux dégagements de méthane ont été nettement supérieurs au coût des pénalités.

a) Valeur économique estimative du manque à produire résultant des problèmes dus au méthane

15. On évalue le manque à produire en comparant la production trimestrielle de charbon pour le trimestre au cours duquel l'activité a été interrompue et la production à plein régime du trimestre correspondant des années précédentes. Le chiffre obtenu est alors multiplié par le prix moyen du charbon sur le marché libre pour l'année en question afin d'estimer les pertes annuelles dues à la réduction de la production de charbon. Les pertes dont il est fait état dans la présente section sont des estimations uniquement fondées sur les incidents et arrêts de production dus au méthane qui ont été communiqués et n'englobent pas nécessairement toutes les pertes de production dues à de fortes concentrations de méthane. La comparaison entre la production à plein régime et la production ralentie correspond à la meilleure estimation mais reste sans doute en deçà de la réalité puisque des incidents mineurs non rendus publics liés à l'augmentation de la teneur en méthane peuvent périodiquement ralentir ou arrêter la production de la mine tout au long de l'année. On trouvera dans le tableau 3 des estimations du manque à produire subi du fait des incendies depuis le premier d'entre eux survenu en 2000.

¹ MSHA Data Retrieval System.

² Résultats d'exploitation du quatrième trimestre 2000. Certaines informations n'ont pas été divulguées pour éviter que la mine ne soit identifiée.

Tableau 3. Valeur économique du manque à produire

Année	Manque à produire (millions de tonnes)	Prix moyen du charbon (dollars É.-U. par tonne) ^a	Manque à gagner (millions de dollars É.-U.)
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
Total	6,5	–	88

^a Energy Information Administration, Annual Coal Report, Average Open Market Price of Coal by State and Underground Mining Method.

^b Estimations par rapport au prix de 2004.

16. Les rapports financiers fournis par l'exploitant ont évalué les coûts des principaux incendies et dégagements de méthane. Ces coûts comprennent le manque à produire et le coût de l'extinction de chaque incendie. Le tableau 4 présente ces chiffres ainsi que les coûts couverts par l'assurance perte de bénéfices.

Tableau 4. Montant estimatif des pertes dues aux incendies liés au méthane et aux accumulations de méthane

Année	Incident ou problème	Pertes avant indemnisation par l'assurance (millions de dollars É.-U.)	Pertes nettes après indemnisation par l'assurance (millions de dollars É.-U.)
2000	Incendie dû au méthane	43	12
2001	Baisse de production et difficultés de remise en route en raison des concentrations élevées de méthane	11	2
2005	Incendie dû au méthane	33	33
2006	Persistance de l'incendie dû au méthane	30	10 ^a

^a Les résultats d'exploitation pour le deuxième trimestre 2006 indiquent que les indemnités versées par l'assurance ont été de 10 millions de dollars au premier trimestre et du même montant au deuxième trimestre.

b) Montant des pertes économiques liées à la fermeture de la mine

17. Les deux incendies importants se sont produits au moment où la mine déplaçait la longue taille vers une nouvelle zone de réserves; il n'y a donc pas eu de pertes importantes liées à l'incapacité d'exploiter les ressources résiduelles.

18. La fermeture temporaire de la mine a eu d'autres effets. Pendant l'incendie de 2005-2006, les salariés qui n'étaient pas employés à d'autres tâches ont été transférés sur d'autres chantiers de l'exploitant. Au coût pour l'exploitant s'est ajouté l'impact négatif sur l'économie de la petite ville qui était tributaire des mineurs. L'exploitant ne précise pas comment les problèmes des salariés ont été traités au cours des incidents précédents. Les déplacements par chemin de fer ont été réduits dans toute la région, ce qui a affecté les transports ferroviaires et de nombreux cheminots. L'incendie de 2005-2006 aurait entraîné une augmentation de 5 dollars du coût moyen du charbon du bassin Ouest³.

c) Systèmes de dégazage et de ventilation

19. À la suite de l'incendie survenu en 2000, la mine a dû faire face à de nouveaux problèmes d'accumulation du méthane. Les systèmes de ventilation n'ont pas permis d'abaisser les concentrations de méthane à mesure que l'extraction progressait vers des zones plus grisouteuses. En 2001, il a fallu réduire la production pour éviter que le méthane n'atteigne des concentrations dangereuses. Afin que la mine retrouve une production à plein régime, on a creusé horizontalement des puits transversaux souterrains et foré en surface des puits de ventilation dans les remblais. On a d'abord creusé les puits horizontaux car le forage en surface se heurtait à des obstacles dus au terrain accidenté et à des problèmes de propriété foncière. Le programme de puits horizontaux n'ayant permis qu'une légère amélioration de la productivité, des puits de ventilation ont été forés en surface dans le remblai. La mine a dû obtenir du Service forestier des États-Unis l'autorisation d'accéder aux sites de forage et de construire des routes. Le premier puits de ventilation de remblai a été foré en mai 2001⁴. D'autres ont suivi et la production en longue taille a augmenté de manière spectaculaire. En 2004, le gaz de remblai récupéré dans les parties fermées de la mine grâce à des puits horizontaux creusés à l'intérieur de la mine a commencé d'être utilisé pour chauffer l'air de ventilation de la mine pendant les mois d'hiver⁵.

20. Même si la mine a mis en place un système de dégazage et a pu maintenir une production à plein régime jusqu'à l'incendie survenu à la fin de 2005, l'accumulation de méthane représente toujours un risque. Il pourrait être souhaitable de procéder, avant les opérations d'extraction, à un dégazage par des puits de surface qui compléterait le dégazage ultérieur dans la mine.

VIII. POSSIBILITÉS DE MISE AU POINT DE PROJETS D'UTILISATION DU MÉTHANE

21. Aujourd'hui, environ 26 m³/min des 144 m³/min recueillis par les puits horizontaux situés dans la mine sont utilisés au cours des mois d'hiver pour chauffer l'air servant à la ventilation de la mine⁵. Le méthane des puits de ventilation des remblais n'est pas utilisé alors que ces puits en produisent 10 fois plus que les puits horizontaux⁴. Le caractère grisouteux de cette mine et la nécessité d'associer un dégazage à la ventilation justifient amplement la mise au point

³ Résultats d'exploitation du quatrième trimestre 2005. Certaines informations n'ont pas été divulguées pour éviter que la mine ne soit identifiée.

⁴ Communication de Mine Personnel à la Conférence CMM, 2005.

⁵ Coalbed Methane Extra, février 2004.

de projets d'utilisation du méthane, puisqu'une telle utilisation pourrait contrebalancer le coût de l'amélioration du système de dégazage.

IX. PROJETS D'EXPLOITATION

22. Au vu des incidents coûteux survenus récemment, il serait certainement souhaitable d'améliorer le dégazage afin de réduire les besoins de ventilation dans la mine tout en maintenant une productivité constante et en améliorant les conditions de sécurité. Le méthane récupéré actuellement dans la mine pourrait être exploité dans le cadre d'un projet suffisamment rentable pour contrebalancer le coût d'un système de dégazage supplémentaire à la mine. À partir d'informations sur le captage du gaz, on a étudié les coûts d'investissement et d'exploitation de divers projets de valorisation du méthane provenant des mines de charbon, et calculé la valeur actuelle nette et le taux de rentabilité interne de tels projets, notamment des installations de production d'énergie (turbine à gaz à cycle simple ou combiné ou moteurs à combustion interne) et l'injection dans un gazoduc. Il n'a pas été fait de distinction entre les coûts en fonction du rendement des équipements de production d'énergie devant être installés, et il convient de noter que même si les systèmes à cycle combiné et à cycle de récupération sont des installations à plus forte intensité de capital, leur rendement les rend plus lucratifs. Les coûts estimatifs d'investissement de même que les coûts d'exploitation et d'entretien ont été calculés à partir de coefficients normalisés fournis par l'EPA. Ces coefficients, appliqués aux divers projets envisageables, ont servi à calculer le coût d'investissement d'un projet d'une ampleur donnée correspondant au volume de gaz susceptible d'être exploité. Il est également à signaler que les dépenses totales d'équipement afférentes aux projets de production d'énergie ont été calculées à la fois pour des installations d'un coût élevé et pour des installations d'un coût minime, les coûts d'exploitation et d'entretien étant considérés comme constants.

23. Les estimations figurant ci-après fournissent des ordres de grandeur qui donnent une idée générale de la rentabilité de projets d'exploitation de quantités supplémentaires de méthane à la mine A et permettent de déterminer dans quelle mesure ces projets pourraient contrebalancer le coût de l'amélioration du système de dégazage. On a procédé à une analyse fondée sur une simple actualisation des flux de recettes, en tablant sur un taux d'actualisation de 10 %. La valeur actuelle nette et le taux de rentabilité interne des projets envisageables ont été calculés sur la base des coûts d'investissement (hypothèse haute et hypothèse basse), des coûts d'exploitation et d'entretien, et du produit des ventes d'électricité et de gaz à partir des données disponibles sur le dégazage (voir l'annexe), les informations pour 2004 étant récapitulées ci-après dans les tableaux 5 et 6.

24. La quantité d'électricité à produire a été calculée en fonction du rendement énergétique des installations envisageables⁶ et le produit des ventes d'électricité en fonction des prix actuellement applicables à l'électricité à usage industriel⁷. Les estimations sont fondées sur les quantités de gaz actuellement captées; cependant, un renforcement des opérations de dégazage

⁶ Gas Turbine, http://en.wikipedia.org/wiki/Gas_turbine, et Consumer Energy Council of America, Combustion Turbines, <http://www.deforum.org/combustion-turbines.htm>.

⁷ CMOP Documents, Tools, and Resources, Energy Prices, <http://epa.gov/coalbed/resources/energyprices.html>.

visant à remédier aux récents problèmes d'accumulation de méthane pourrait justifier des installations de plus grande taille, d'où une majoration des coûts et des bénéfices correspondants.

25. Outre l'exploitation du gaz par des centrales électriques, l'injection dans un gazoduc a également été envisagée. Là encore, on s'est servi des estimations de coûts de l'EPA pour calculer le coût d'investissement d'un projet de gazoduc, ainsi que les coûts d'exploitation et d'entretien. L'ampleur du projet et le volume de gaz à vendre ont été déterminés à partir des dernières données disponibles sur le dégazage. Le produit des ventes de gaz a été calculé en fonction du prix du gaz naturel, d'après des données récentes sur les prix de l'énergie⁷. Le prix du gaz naturel s'entend au point de livraison et non à la tête du puits, ce dernier n'étant pas disponible en temps réel. Le prix au point de livraison est légèrement supérieur au prix appliqué par un vendeur de gaz, car il inclut des frais supplémentaires liés à l'utilisation du gazoduc et à l'acheminement du gaz. Le tableau 6 présente les coûts de mise en œuvre d'un projet de gazoduc, les coûts annuels d'exploitation et d'entretien et une estimation du produit des ventes de gaz, d'après les données de 2004 sur le dégazage.

26. Comme il ressort de l'analyse économique, l'option consistant à écouler le gaz par gazoduc semble la plus rentable, avec le coût d'investissement le plus faible, une valeur actuelle nette de 65,7 millions de dollars et un taux de rentabilité interne de 152 %; toutefois, un certain nombre de considérations pourraient empêcher d'adopter cette solution pour la mine A. En effet, la mine est située à proximité d'un espace naturel isolé et il serait nécessaire d'obtenir une autorisation du Service forestier des États-Unis pour y faire passer un gazoduc. La nature du terrain, qui est par endroits accidenté et difficile d'accès, représente aussi un obstacle considérable de ce point de vue. En outre, les interruptions et les fluctuations de l'arrivée du gaz provenant de la mine entraînent un manque de fiabilité de la source. En cas de baisse de l'approvisionnement, il serait beaucoup plus facile de fermer une centrale que d'interrompre le circuit alimentant le gazoduc. Un projet de gazoduc ne semblerait guère réalisable pour la mine A.

27. Ainsi, l'option la plus rentable et la plus réalisable du point de vue logistique serait d'utiliser des turbines à gaz à cycle combiné. Un tel système fournit un meilleur rendement puisque l'air chaud provenant d'une turbine à cycle simple est entraîné vers un générateur de vapeur à récupération de chaleur pour produire de la vapeur et entraîner une turbine à vapeur. Plus onéreuse au départ, cette solution s'avèrera environ 20 % plus efficace qu'une option à cycle simple⁸. Sa valeur actuelle nette est de 108,5 millions de dollars et son taux de rentabilité interne de 73 % avec des dépenses d'investissement estimatives accrues et une valeur actuelle nette de 116,3 millions de dollars et un taux de rentabilité interne de 94 %. L'augmentation du prix de l'électricité au fil des années peut aussi accroître l'intérêt de ce système pour la mine A.

⁸ Gas Turbine, http://en.wikipedia.org/wiki/Gas_turbine.

Tableau 5. Estimation du coût et des bénéfices escomptés d'une centrale électrique, d'après les données de 2004 sur le dégazage (mine A)

	Turbine à gaz à cycle simple	Turbine à gaz à cycle combiné	Combustion interne
Puissance de la centrale électrique (MW)	52	78	52
Rendement escompté^a	0,4	0,6	0,4
kWh/an (millions)	453,61	680,42	453,61
Produit des ventes d'électricité/an (millions de dollars É.-U.)	0,38	36,74	24,50
Coût d'investissement – hypothèse haute (millions de dollars É.-U.)	39,35	59,03	52,87
Coût d'investissement – hypothèse basse (millions de dollars É.-U.)	29,52	44,27	47,59
Coûts d'exploitation et d'entretien/an (millions de dollars É.-U.)	4,54	6,80	9,07
Valeur actuelle nette – hypothèse haute (millions de dollars É.-U.)	38,9	108,5	44,0
Valeur actuelle nette – hypothèse basse (millions de dollars É.-U.)	42,2	116,3	46,8
Taux de rentabilité interne – hypothèse haute	73 %	73 %	42 %
Taux de rentabilité interne – hypothèse basse	94 %	94 %	47 %

^a Gas Turbine, http://en.wikipedia.org/wiki/Gas_turbine, et Consumer Energy Council of America, Combustion Turbines, <http://www.deforum.org/combustion-turbines.htm>.

Tableau 6. Estimation du coût d'un projet de gazoduc et du produit des ventes de gaz, d'après les données de 2004 sur le dégazage (mine A)

Quantité de gaz évacuée (millions de m ³)	Coût d'investissement: récupération (millions de dollars É.-U.)	Coûts d'exploitation et d'entretien/an: récupération (millions de dollars É.-U.)	Coût d'investissement/volume: traitement (millions de dollars É.-U.)	Coûts d'exploitation et d'entretien/an: traitement (millions de dollars É.-U.)	Coût d'investissement: compression (millions de dollars É.-U.)	Coûts d'exploitation et d'entretien/an: compression (millions de dollars É.-U.)
108	5,31	0,78	5,60	0,93	2,90	0,09
Coût d'investissement: transport (millions de dollars É.-U.)	Coûts d'exploitation et d'entretien/an: transport (millions de dollars É.-U.)	Coût d'investissement: injection dans la conduite de gaz naturel (millions de dollars É.-U.)	Coût d'investissement total (millions de dollars É.-U.)	Produit de la vente de gaz/an (millions de dollars É.-U.)	Valeur actuelle nette (millions de dollars É.-U.)	Taux de rentabilité interne
3,00	0,12	0,50	17,31	30,10	65,7	152 %

Tableau 7. Récapitulatif des pertes dues aux problèmes liés au méthane et à la sécurité dans la mine A pendant la période 2000-2006 (estimations)

Année	Amendes acquittées à la MSHA (dollars É.-U.)	Manque à gagner (millions de dollars É.-U.)	Pertes totales dues aux incendies et dégagements de méthane avant indemnisation par l'assurance (millions de dollars É.-U.)	Pertes nettes dues aux incendies et dégagements de méthane après indemnisation par l'assurance (millions de dollars É.-U.)
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	NC	18	30	
Total	265 000	88	117	67

Note: Les pertes dues au manque à gagner peuvent être supérieures aux pertes estimatives de l'exploitant lorsque celui-ci tient compte dans ses calculs d'un déplacement prévu de la longue taille.

X. RÉSUMÉ

28. Les propriétaires de la mine A ont connu des difficultés financières importantes en raison des interruptions de la production de charbon et de ses conséquences. Grâce à une surveillance et à une vigilance judicieuses, ces phénomènes n'ont heureusement pas provoqué directement d'accidents corporels – blessures ou décès. Toutefois, si des améliorations ne sont pas apportées, on pourrait voir s'aggraver la baisse de productivité, devoir investir des capitaux supplémentaires et faire face à des risques pour la sécurité. Le manque à produire, à lui seul, a entraîné une perte estimative de plus de 88 millions de dollars depuis le premier incendie en 2000. Si l'on ajoute les dépenses liées au rétablissement de la production à plein régime après les incendies, à la fermeture de certaines sections et aux pertes de matériel, la perte pour l'exploitant atteint un montant brut de 117 millions de dollars. Certes l'assurance a versé des indemnités, mais l'exploitant a néanmoins subi une perte nette de 12,4 millions de dollars en 2000 et de 1,9 million de dollars en 2001, ainsi qu'une perte nette de 53 millions de dollars pour le dernier incendie en 2005-2006.

29. Il convient de noter que les amendes infligées par la MSHA ont eu un impact négligeable sur les finances de l'exploitant en comparaison des pertes que les incendies dus au méthane ont causées. L'impact le plus important était lié au manque à produire. Pour les six dernières années, ces amendes se chiffrent seulement à 265 000 dollars, un montant comparable à un jour de manque à produire.

30. Les mines A et B (ECE/ENERGY/GE.4/2007/9) ont été choisies pour les études de cas parce qu'elles montrent clairement que les incendies liés au méthane qui se produisent au cours de l'extraction du charbon peuvent avoir des conséquences économiques graves. Pour les auteurs, ces deux mines illustrent bien le type d'accidents et d'événements qui peuvent survenir dans d'autres mines des États-Unis et dans d'autres pays, ainsi que leur ampleur. Il est difficile d'étudier ces mines en raison de l'absence d'accès aux données publiques. Les données utilisées ici proviennent des registres de la MSHA et d'autres organismes publics. Il faut s'attendre à disposer de données beaucoup plus complètes dans le cas d'une mine appartenant à une société publique (cotée en bourse) que s'il s'agit d'une société privée. Les chercheurs qui recueillent et analysent des données sur les accidents liés au méthane dans d'autres pays ne pourront utiliser que les données se trouvant dans le domaine public.

XI. RECOMMANDATIONS

31. Accroître la capacité des systèmes de captage du méthane de la mine A pourrait s'avérer un investissement judicieux tant du point de vue de l'exploitation en général que de la sécurité. Par exemple, malgré la mise en place de systèmes de dégazage après les incendies de 2000 et 2001, la mine a encouru des pertes comparables après l'incendie de 2005. Un programme de renforcement des systèmes de dégazage pourrait non seulement améliorer la sécurité et éviter les incendies mais générer des profits, qui pourraient contrebalancer le coût d'installation. Le coût d'investissement pour l'une ou l'autre des options d'exploitation étudiées est inférieur au coût net du dernier incendie ou voisin de celui-ci. Cette analyse économique permet de penser que, si la mine A met en œuvre l'une de ces options, le coût d'un programme de dégazage plus énergique sera largement compensé en quelques années par les bénéfices tirés de la vente du gaz et de l'électricité.

ANNEXE

**MINE A. ASPECTS ÉCONOMIQUES D'ÉVENTUELS PROJETS
D'EXPLOITATION DU MÉTHANE PROVENANT
DES MINES DE CHARBON**

Tableau A-1. Volume de méthane capté par an et puissance d'une éventuelle centrale électrique fonctionnant au méthane à la mine A (dans l'hypothèse d'un taux de rendement de 100 %)

Année	Mm ³ /an	MJ/s (MW)
2000	40,30	48
2001	41,35	50
2002	102,31	123
2003	140,56	168
2004	108,00	129

Tableau A-2. Récapitulatif des coûts et des bénéfices escomptés de l'option consistant à installer une centrale électrique fonctionnant au méthane à la mine A, 2000-2004

Turbine à gaz, cycle simple (rendement 0,4 ^a)		Coûts d'investissement (dollars É.-U.)		kWh/an	Coûts d'exploitation et d'entretien/an (dollars É.-U.)	Produit de la vente d'électricité/an (dollars É.-U.)
Année	Puissance de la centrale en MW	Hypothèse haute	Hypothèse basse			
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

^a Gas Turbine, http://en.wikipedia.org/wiki/Gas_turbine, et Consumer Energy Council of America, Combustion Turbines, <http://www.deforum.org/combustion-turbines.htm>.

Tableau A-3. Récapitulatif des coûts et des bénéfices escomptés de l'option consistant à installer une centrale électrique fonctionnant au méthane à la mine A, 2000-2004 (*suite*)

Turbine à gaz, cycle combiné (rendement 0,6 ^a)		Coûts d'investissement (dollars É.-U.)		kWh/an	Coûts d'exploitation et d'entretien/an (dollars É.-U.)	Produit de la vente d'électricité/an (dollars É.-U.)
Année	Puissance de la centrale en MW	Hypothèse haute	Hypothèse basse			
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

^a Gas Turbine, http://en.wikipedia.org/wiki/Gas_turbine, et Consumer Energy Council of America, Combustion Turbines, <http://www.deforum.org/combustion-turbines.htm>.

Tableau A-4. Récapitulatif des coûts et des bénéfices escomptés de l'option consistant à installer une centrale électrique fonctionnant au méthane à la mine A, 2000-2004 (*suite*)

Combustion interne (rendement 0,4 ^a)		Coûts d'investissement (dollars É.-U.)		kWh/an	Coûts d'exploitation et d'entretien/an (dollars É.-U.)	Produit de la vente d'électricité/an (dollars É.-U.)
Année	Puissance de la centrale en MW	Hypothèse haute	Hypothèse basse			
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

^a Gas Turbine, http://en.wikipedia.org/wiki/Gas_turbine, et Consumer Energy Council of America, Combustion Turbines, <http://www.deforum.org/combustion-turbines.htm>.

Tableau A-5. Récapitulatif des coûts et des bénéfices escomptés de l'injection du gaz dans un gazoduc (mine A), 2000-2004

Année	Mm ³ /j	Coût d'investissement: récupération (dollars É.-U.)	Coûts d'exploitation et d'entretien: récupération (dollars É.-U.)	Coût d'investissement: traitement (dollars É.-U.)	Coûts d'exploitation et d'entretien (dollars É.-U.)
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

Tableau A-6. Récapitulatif des coûts et des bénéfices escomptés de l'injection du gaz dans un gazoduc (mine A), 2000-2004 (suite)

Année	Coût d'investissement: compression (dollars É.-U.)	Coûts d'exploitation et d'entretien: compression (dollars É.-U.)	Longueur du gazoduc (km)	Coût d'investissement: transport (dollars É.-U.)	Coûts d'exploitation et d'entretien: transport (dollars É.-U.)	Coût d'investissement: injection dans la conduite de gaz naturel (dollars É.-U.)
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

Tableau A-7. Récapitulatif des coûts et des bénéfices escomptés de l'injection du gaz dans un gazoduc (mine A), 2000-2004 (suite)

Année	Volume de gaz vendu (millions de m ³)	Produit de la vente de gaz (dollars É.-U.)
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
