

Guide des pratiques optimales de captage et d'utilisation du méthane provenant des mines de charbon

CEE SÉRIE « ÉNERGIE » N° 47

Deuxième édition

Décembre 2016



NATIONS UNIES

Note

Les appellations employées dans la présente publication et la présentation des données qui y figurent n'impliquent de la part du Secrétariat de l'Organisation des Nations Unies aucune prise de position quant au statut juridique des pays, territoires, villes ou zones ou de leurs autorités, ni quant au tracé de leurs frontières ou limites.

La mention d'une firme, d'un procédé breveté ou d'une marque commerciale dans le présent document ne signifie pas qu'ils ont l'aval de l'Organisation des Nations Unies.

ECE/ENERGY/105

PUBLICATION DES NATIONS UNIES

e-ISBN : 978-92-1-059947-4

ISSN : 1014-9120

Copyright © Nations Unies, 2016

Tous droits réservés

Table des matières

Préface	9
Remerciements	11
Sigles, acronymes et abréviations	15
Glossaire	16
Résumé	19
Chapitre 1. Introduction	27
L'essentiel	27
1.1 Objectifs du présent guide.....	27
1.2 Problématiques	27
1.3 Captage, utilisation et réduction du méthane.....	30
Chapitre 2. Bases de la maîtrise des gaz	33
L'essentiel	33
2.1 Objectifs de la maîtrise du méthane de houille	33
2.2 Présence de risques liés au gaz	33
Inflammation de mélanges explosifs contenant du méthane	35
2.3 Réduction des risques d'explosion.....	35
2.4 Principes de réglementation et de gestion	36
Règles de sécurité.....	36
Surveillance du respect de la réglementation	37
Concentrations admissibles de méthane en vue de garantir la sécurité au travail	37
Sécurité du transport et de la valorisation du méthane.....	37
Dispositifs réglementaires de réduction des risques d'inflammation	39
Chapitre 3. Présence et dégagement de méthane, et prévisions d'émissions dans les mines de charbon	41
L'essentiel	41
3.1 Introduction	41
3.2 Présence de méthane dans les gisements de charbon.....	41
3.3 L'écoulement de gaz	42
3.4 Caractère grisouteux des mines	42
3.5 Comprendre les caractéristiques des émissions de gaz dans les mines.....	43

3.6	Mesure de la teneur en gaz du charbon en place	44
3.7	Estimation pratique de l'écoulement de gaz dans les mines de charbon.....	45
Chapitre 4. Systèmes d'aéragé		47
	L'essentiel	47
4.1	Les défis de la ventilation dans les mines	47
4.2	Principales caractéristiques des systèmes d'aéragé	47
4.3	Ventilation de fronts de taille grisouteux	48
4.4	Consommation d'électricité par les systèmes d'aéragé	50
4.5	Ventilation des fronts de taille	50
4.6	Contrôle du débit d'air d'aéragé.....	51
4.7	Maîtrise de l'aéragé.....	51
Chapitre 5. Captage du méthane		55
	L'essentiel	55
5.1	Le captage du méthane et les défis qu'il pose.....	55
5.2	Principes essentiels des pratiques utilisées dans le monde.....	55
5.3	Captage en amont : principes de base.....	55
5.4	Captage en aval : concepts de base	56
5.5	Conception de systèmes de captage	59
5.6	Infrastructure souterraine des conduites de gaz	60
5.7	Surveillance des systèmes de captage.....	60
Chapitre 6. Valorisation et réduction du méthane		63
	L'essentiel	63
6.1	Méthane provenant des mines de charbon et atténuation des changements climatiques	63
6.2	Le méthane de houille comme source d'énergie.....	63
	6.2.1 Le méthane des mines souterraines.....	63
	6.2.2 Le méthane des mines de surface.....	64
6.3	Filières de valorisation.....	65
6.4	Réduction et valorisation du méthane capté.....	67
	6.4.1 Gaz de houille à concentration en méthane moyenne à élevée	67
	6.4.2 Gaz de houille à faible concentration de méthane.....	67
	6.4.3 Techniques de purification pour diluer le méthane des systèmes de dégazage	67
	6.4.4 Brûlage en torchère	69
6.5	Élimination ou valorisation du méthane faiblement concentré présent dans l'air de ventilation (MAV)....	70

6.6 Surveillance du méthane	72
6.7 Utilisation du méthane des mines fermées et abandonnées.....	73
Chapitre 7. Coûts et aspects économiques.....	77
L'essentiel	77
7.1 Justification économique du captage	77
7.2 Comparatif des coûts du captage du méthane.....	77
7.3 Aspects économiques de la valorisation du méthane	79
7.4 Crédits carbone et autres incitations.....	81
7.5 Coût d'opportunité de la valorisation	85
7.6 Coûts environnementaux.....	85
Chapitre 8. Conclusions et résumé à l'intention des décideurs	87
Chapitre 9. Études de cas.....	91
Étude de cas n° 1 : Atteinte des objectifs de production dans une mine en longue taille rabattante grisouteuse subissant de fortes contraintes et une veine présentant une tendance à la combustion spontanée – Royaume-Uni.....	92
Étude de cas n° 2 : Exploitation intensive en longue taille dans des couches très grisouteuses – Allemagne.....	93
Étude de cas n° 3 : Exploitation intensive en longue taille dans une zone fortement grisouteuse – Australie	94
Étude de cas n° 4 : Exploitation en toute sécurité d'un filon houiller propice aux explosions – Australie	97
Étude de cas n° 5 : Mise en place d'une centrale de cogénération d'énergie et de réduction des émissions de méthane provenant des mines de charbon – Chine.....	98
Étude de cas n° 6 : Valorisation du méthane houiller et atténuation des émissions de méthane dans trois grandes mines de charbon – Chine.....	98
Étude de cas n° 7 : Méthane contenu dans l'air de ventilation (MAV) – Chine	102
Étude de cas n° 8 : Valorisation du MAV – Australie.....	103
Étude de cas n° 9 : Réduction des risques d'explosion dans des mines en chambres et piliers – Afrique du Sud	104
Étude de cas n° 10 : Explosions de gaz à la mine de charbon de Pike River – Nouvelle-Zélande.....	107
Annexe 1. Comparaison des méthodes de captage de méthane (adapté de Creedy, 2001)	111
Bibliographie.....	117
Bibliographie complémentaire	119

Liste des figures

Figure ES-1 Projets de valorisation du méthane dans le monde. Ce graphique présente le nombre total de projets de valorisation de méthane provenant de mines de charbon signalés à l'IMM comme étant en activité ou en cours de développement, par filière.....	22
Figure 1.1 Système de dégazage d'une mine souterraine et ouvrages de surface destinés à la récupération d'énergie et à la diminution du méthane houiller	30
Figure 2.1 Formation de mélanges explosifs.....	34
Figure 3.1 Modèle représentant la section d'un front de longue taille avec fissuration des strates due à l'excavation, avec formation de remblai et modèle montrant l'allègement des contraintes exercées sur les strates	43
Figure 3.2 Dispositif de mesure de la teneur en gaz (système australien)	45
Figure 4.1 Débit nécessaire pour la dilution à 2 % du méthane, débits de pointe pris en compte, exploitation en longue taille	48
Figure 4.2 Système d'aéragé conventionnel de type U	49
Figure 4.3 Dispositifs d'aéragé dans les fronts de taille longs et grisouteux.....	49
Figure 4.4 Consommation d'énergie par les systèmes d'aéragé en fonction du débit d'air.....	51
Figure 5.1 Schéma de dégazage en amont grâce à des puits transversaux forés depuis la surface	57
Figure 5.2 Diverses méthodes de forage pour un captage en aval.....	57
Figure 6.1 Optimisation de la récupération d'énergie avec une émission de méthane proche de zéro	64
Figure 6.2 Coupe transversale d'une mine à ciel ouvert montrant les emplacements possibles des forages directionnels.....	65
Figure 6.3 Coupe schématique montrant les forages verticaux par rapport à l'extension prévue d'une mine de charbon à ciel ouvert	66
Figure 6.4 Répartition des projets de valorisation du méthane de houille dans le monde.....	66
Figure 6.5 Installation Dürr de traitement du MAV (trois épurateurs) à la mine McElroy aux États-Unis.....	73
Figure 6.6 Installation de traitement du MAV de Dürr systems à la mine de Gaohe, Chine.....	73
Figure 6.7 Courbe de déclin et potentiel du réservoir de gaz naturel pour une mine fortement grisouteuse abandonnée.....	74
Figure 7.1 Production d'électricité à partir de méthane de houille et réduction des émissions : système de suivi en temps réel montrant le diagramme de flux et les paramètres de performance du méthane utilisé dans trois générateurs et une torchère.....	80
Figure 7.2 Fluctuation du débit et de la pureté du méthane capté dans une mine de charbon, avec optimisation de la capacité et utilisation de générateurs et d'une torchère.....	80
Figure 7.3 Doublement des recettes liées à la production d'électricité à partir de méthane de houille : 40 % de gaz capté, 80 % de gaz utilisé	84

Figure 9.1 Voie de retour spéciale	92
Figure 9.2 Système d'alternance.....	93
Figure 9.3 Machine de forage transversal.....	94
Figure 9.4 Longue taille avec un système d'aéragé perfectionné en Y et forages au plafond et au plancher, à l'arrière du front	95
Figure 9.5 Plan de la mine montrant les systèmes de captage.....	96
Figure 9.6 Phase 1 de la centrale de cogénération alimentée par du méthane de houille à la mine D	101
Figure 9.7 Système de torchères à la mine T	101
Figure 9.8 Projet de réduction de MAV et de récupération d'énergie, Chine.....	103
Figure 9.9 Réduction du MAV et récupération d'énergie pour la production d'électricité	105
Figure 9.10 Traitement du MAV et centrale électrique WestVAMP	105
Figure 9.11 Grâce à ces bâtiments se fondant dans la forêt, les installations de surface reflètent une certaine sensibilité environnementale.....	107
Figure 9.12 Incendie au niveau du puits de retour d'air après la troisième explosion	108

Liste des tableaux

Tableau 1.1 Principales explosions dans des mines de charbon après 2010.....	28
Tableau 2.1 Exemples de limites obligatoires et recommandées de concentration en méthane inflammable	38
Tableau 6.1 Comparaison des utilisations de méthane de houille.....	68
Tableau 7.1 Coût relatif, par tonne de charbon extraite en 2015, de différentes méthodes de captage, en dollars	78
Tableau 9.1 Liste des études de cas	91
Tableau 9.2 Calendrier de mise en œuvre.....	99
Tableau 9.3 Résumé des performances du projet d'exploitation du méthane.....	102
Tableau 9.4 Quantité d'énergie récupérée par une installation traitant 250 000 Nm ³ /h d'air de ventilation dans des conditions diverses.....	104
Tableau 9.5 Évaluation du risque d'inflammation de nappes de méthane dans les exploitations en chambres et piliers.....	106

Préface

Depuis deux cents ans, le charbon représente une source importante d'énergie primaire dans le monde et il continuera d'être un élément essentiel de la panoplie énergétique mondiale pour les prochaines décennies. Sans charbon, les objectifs de développement de l'ONU ne seront pas réalisables. Cela ne diminue en rien l'importance des ressources énergétiques renouvelables et autres stratégies à faible émission de carbone, mais met en lumière l'importance du rôle majeur que le charbon continuera de jouer dans la sécurité énergétique de nombreux pays et l'élimination de la pauvreté énergétique dans le monde.

Conscients que la production de charbon à grande échelle se poursuivra encore pendant un certain temps, il nous faut également reconnaître la persistance des impacts du méthane libéré lors de l'extraction du charbon sur la santé, la sécurité et l'environnement. Le méthane crée des conditions de travail dangereuses dans bon nombre de mines souterraines partout dans le monde et ses explosions s'accompagnent généralement de pertes de vies humaines, ce qui est inacceptable. Le méthane est par ailleurs un gaz à effet de serre (GES). Des recherches récentes ont montré que l'impact du méthane sur l'atmosphère est bien plus important que ce que nous imaginions, et que les mines de charbon sont la quatrième plus grande source d'émissions de méthane après le pétrole et le gaz, les décharges et l'élevage.

Au cours de la transition des énergies fossiles aux énergies renouvelables, il est crucial de réduire au minimum les impacts environnementaux de la production de charbon et, pour ce faire, de garantir la sécurité de l'extraction, du transport et de la valorisation du méthane tout au long du cycle de vie des mines de charbon. L'extraction sécurisée de méthane permet de préserver la vie des mineurs, la valorisation et la destruction de ce gaz précieux offrant un combustible abordable et plus propre aux communautés voisines des complexes miniers. Les progrès technologiques ont permis de réduire sensiblement le méthane émis, même des gisements les plus grisouteux. Pourtant, le déploiement de ces technologies, la tendance au « zéro décès liés au méthane » et la réduction des émissions de méthane dans l'atmosphère ne sont pas des aspirations universelles et peuvent être entravés par la méconnaissance des principes directeurs de captage et d'utilisation du méthane houiller. Le présent document vise à compléter les ressources techniques existantes en formulant des orientations de haut niveau à l'intention des responsables des entreprises, des pouvoirs publics et des décideurs financiers – qui jouent tous un rôle essentiel dans les décisions d'appliquer les meilleures pratiques.

Le *Guide des pratiques optimales de captage et d'utilisation du méthane provenant des mines de charbon* comble un fossé critique. Les principes et normes recommandés pour le captage et l'utilisation du méthane provenant des mines de charbon (MMC) sont exposés avec clarté et concision, de manière à donner aux décideurs une base de connaissances solide, susceptible d'éclairer leurs décisions commerciales et politiques. Ces connaissances sont indispensables pour atteindre l'objectif « zéro victime et explosion » tout en réduisant au minimum l'impact des émissions de MMC sur l'environnement.

Ce document d'orientation servira aussi aux étudiants et spécialistes techniques comme introduction aux références et principes clefs de la gestion du méthane.

Le *guide des pratiques optimales* ne remplace pas les lois, règlements et autres instruments juridiquement contraignants, d'envergure nationale ou internationale, ni ne s'y substitue. Les principes énoncés dans le présent document ont pour objet de donner des orientations pour compléter les cadres juridiques et réglementaires et appuyer le développement de pratiques plus sûres et plus efficaces lorsque les méthodes et la réglementation évoluent. Tout en appuyant les programmes réglementaires axés sur la performance et les principes, ce *Guide des pratiques optimales* peut aussi compléter une réglementation plus prescriptive et soutenir la transition vers une régulation centrée sur les résultats.

À la lumière des accidents survenus récemment et en mémoire de toutes les victimes du passé, les auteurs des éditions 2010 et 2016 forment le vœu que leurs travaux contribueront au renforcement de la sécurité de l'exploitation des mines de charbon.

Décembre 2016

Raymond C. Pilcher
Président, Commission économique pour l'Europe,
Groupe d'experts du méthane provenant des mines de charbon

Felicia A. Ruiz
Coprésidente, Sous-Comité du charbon
de l'Initiative mondiale sur le méthane

Remerciements

Organisations parrainantes

La **Commission économique des Nations Unies pour l'Europe (CEE)** est l'une des cinq commissions régionales de l'ONU et offre un cadre permettant à 56 pays d'Amérique du Nord, d'Europe occidentale, orientale et centrale et d'Asie centrale de se réunir pour mettre au point les outils de leur coopération économique. Ses principaux domaines d'activité sont la coopération et l'intégration économiques, la politique de l'environnement, les forêts, le logement et la politique foncière, la population, les statistiques, l'énergie durable, le commerce et les transports. La CEE poursuit ses objectifs en analysant les politiques, en rédigeant des conventions, des réglementations et des normes et en fournissant une assistance technique (www.unece.org/energy/se/cmm.html). Des sujets liés à l'énergie, tels que l'extraction du charbon et le méthane provenant des mines de charbon, sont examinés par les États membres au sein du Comité de l'énergie durable. Le Groupe d'experts du méthane provenant des mines de charbon, organe subsidiaire de ce comité, se réunit régulièrement pour débattre de problèmes et promouvoir les meilleures pratiques de gestion, de récupération et de valorisation du méthane libéré au cours du cycle minier.

L'**Initiative mondiale sur le méthane (IMM)** est un partenariat public-privé collaborant avec les organismes gouvernementaux du monde entier pour faciliter l'élaboration de projets dans les cinq principaux secteurs produisant du méthane : l'agriculture, les mines de charbon, les ordures ménagères, les réseaux pétroliers et gaziers et les eaux usées. Lancée en 2004, l'IMM travaille de concert avec d'autres accords internationaux, notamment la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques, à la réduction des émissions de GES. Contrairement à d'autres GES, le méthane est la principale composante du gaz naturel et peut être converti en énergie utilisable. La diminution des émissions de méthane constitue donc une méthode efficace de réduction des GES, de renforcement de la croissance économique et d'amélioration de la sécurité énergétique, de la qualité de l'air et de la sécurité des travailleurs. L'Initiative mondiale sur le méthane regroupe 42 pays partenaires et la Commission européenne, représentant ensemble environ 70 % des émissions anthropiques de méthane dans le monde. Concernant le méthane houiller, le Sous-Comité du charbon de l'IMM rassemble d'éminents experts en matière de récupération et de valorisation de ce gaz afin de partager les informations relatives aux technologies et pratiques de pointe par le biais d'ateliers, de stages de formation, de voyages d'étude et d'initiatives de renforcement des capacités (www.globalmethane.org).

Structure

Le document original publié en février 2010 a été conçu par un *comité directeur*, qui en a fixé l'orientation et la vision globale, et élaboré par un *groupe d'experts techniques* composé de cinq spécialistes de renommée mondiale de l'aérage et de la récupération du méthane dans les mines de charbon souterraines. Le projet de document a d'abord été révisé par un *groupe consultatif des parties prenantes*, qui a veillé à la clarté et l'efficacité des messages communiqués aux hauts responsables, avant de suivre un processus d'examen technique collégial formel. Les contributeurs à l'édition 2010 du *Guide des pratiques optimales* et à cette première révision de la version de 2010 ont consacré de leur temps librement et volontairement, dans le désir de promouvoir le renforcement de la sécurité dans les mines de charbon.

La mise à jour 2016 a suivi la même procédure : le groupe d'experts a formé un comité directeur et un groupe d'experts techniques volontaires a été chargé de la rédaction de la nouvelle édition. Des contributions critiques ont été apportées par le groupe consultatif des parties prenantes, qui a examiné le document pour en vérifier le contenu et l'adhésion aux principes pertinents expliqués.

Cette première révision reprend la structure initiale, actualise le contenu et propose des études de cas supplémentaires élargissant l'éventail des pratiques optimales illustrées. Plus précisément, cette édition contient :

- Des modifications rédactionnelles mineures et la correction d'un petit nombre d'erreurs typographiques ;
- Une mise à jour des références, le cas échéant ;
- Des précisions sur des sujets nécessitant un complément d'explications ou des exemples, pour plus de clarté ;
- L'adjonction d'une section consacrée à la gestion du méthane des mines à ciel ouvert et des mines souterraines abandonnées ;
- Une actualisation des coûts des projets de captage et de valorisation du méthane et une révision du débat sur les marchés des produits de base environnementaux à la lumière des changements apportés aux marchés des compensations des émissions de carbone, par rapport à 2010 ;
- Des mises à jour des études de cas existantes et l'ajout de plusieurs nouvelles études ;

L'actualisation d'autres parties du document par des informations sur les avancées importantes depuis 2010.

La CEE et l'IMM tiennent à faire de ce document un document « vivant », régulièrement actualisé pour refléter l'environnement changeant dans lequel opère le secteur de l'énergie ainsi que l'évolution de l'architecture globale du climat.

Contributeurs à la deuxième édition du Guide des pratiques optimales de captage et d'utilisation du méthane provenant des mines de charbon (octobre 2016)

Comité directeur

- Felicia A. Ruiz, Coprésidente, Sous-Comité du charbon de l'Initiative mondiale sur le méthane
- Clark Talkington, Vice-Président, Groupe spécial d'experts du méthane provenant des mines de charbon
- Jacek Skiba, Vice-Président, Groupe spécial d'experts du méthane provenant des mines de charbon

Groupe d'experts techniques en charge de la rédaction de la version révisée

- David Creedy, Sindicatum Sustainable Resources
- Raymond C. Pilcher, Raven Ridge Resources
- Michael Cote, Ruby Canyon Engineering
- Richard Mattus, RM Business Consulting

Groupe consultatif des parties prenantes

- Bharath Belle, Anglo American Metallurgical Coal (Australie/Afrique du Sud)
- Yuriy Bobrov, Association des villes minières du Donbass (Ukraine)
- Martin Hahn, Organisation internationale du Travail
- Özgen Karacan, Institut national pour la sécurité et la santé au travail (États-Unis)
- Sergei Shumkov, Ministère de l'énergie (Fédération de Russie)
- Shekhar Saran, Institut central de la planification et de la conception de mines (Inde)
- Hu Yuhong, Administration nationale pour la santé des travailleurs (Chine)

Contributeurs à l'édition originale du Guide des pratiques optimales de captage et d'utilisation du méthane provenant des mines de charbon (février 2010)

Comité directeur

- Pamela Franklin, Coprésidente du Sous-Comité du charbon du Partenariat pour l'introduction du méthane sur les marchés
- Roland Mader, Vice-Président du Groupe spécial d'experts du méthane provenant des mines de charbon de la CEE
- Raymond C. Pilcher, Président du Groupe spécial d'experts du méthane provenant des mines de charbon de la CEE
- Carlotta Segre, Secrétaire du Groupe spécial d'experts du méthane provenant des mines de charbon de la CEE
- Clark Talkington, ancien Secrétaire du Groupe spécial d'experts du méthane provenant des mines de charbon de la CEE

Groupe d'experts techniques

- Bharathe Belle, société Anglo American
- David Creedy, Sindicatum Carbon Capital Ltd.
- Erwin Kunz, DMT GmbH & Co. KG
- Mike Pitts, Green Gas International
- Hilmar von Schoenfeldt, HVS Consulting

Groupe consultatif des parties prenantes

- Yuriy Bobrov, Association des villes minières du Donbass (Ukraine)
- Graeme Hancock, Banque mondiale
- Martin Hahn, Organisation internationale du Travail
- Hu Yuhong, Administration nationale pour la santé des travailleurs (Chine)
- Sergei Shumkov, Ministère de l'énergie (Fédération de Russie)
- Ashok Singh, Institut central de la planification et de la conception de mines (Inde)
- Luke Warren, World Coal Institute (Royaume-Uni)

Groupe d'examen collégial technique

- John Carras, Organisation de la recherche scientifique et industrielle du Commonwealth (CSIRO – Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation) (Australie)
- Hua Guo, Organisation de la recherche scientifique et industrielle du Commonwealth (CSIRO – Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation) (Australie)
- Li Guojun, Tiefsa Coal Industry Ltd. (Chine)
- Glyn Pierce Jones, Trolex Ltd. (Royaume-Uni)
- B.N. Prasad, Institut central de la planification et de la conception de mines (Inde)
- Ralph Schlueter, DMT GmbH & Co. KG (Allemagne)
- Karl Schultz, Green Gas International (Royaume-Uni)
- Jacek Skiba, Institut central des mines de Katowice (Pologne)
- Trevor Stay, Anglo American Metallurgical Coal (Australie)
- Oleg Tailakov, Centre de recherche international sur le charbon et le méthane, Uglemetan (Fédération de Russie)

Sigles, acronymes et abréviations

BIRD	Banque internationale pour la reconstruction et le développement
CARB	California Air Resources Board
CEE	Commission économique pour l'Europe
CH₄	Méthane
CO₂	Dioxyde de carbone
EPA	Environmental Protection Agency (Agence américaine de protection de l'environnement)
GNC	Gaz naturel comprimé
GNL	Gaz naturel liquéfié
KWh	kilowattheure
l/s	Litres par seconde
LIE	Limite inférieure d'explosivité
m	Mètre
M/s	Mètres par seconde
M³/j	Mètres cubes par jour
m³/s	Mètres cubes par seconde
MAV	Méthane présent dans l'air de ventilation
mD	Millidarcy (en règle générale, environ 10 ⁻³ (µm) ²)
MDP	Mécanisme pour un développement propre
MMC	Méthane provenant des mines de charbon
Mt	Million de tonnes
mtCO₂e	Tonne métrique d'équivalent CO ₂
Mtpa	Million de tonnes par an
MW_e	Mégawatt électrique
Nm³	Mètre cube normalisé
PRP	Potentiel de réchauffement de la planète
REC	Réduction d'émissions certifiée
REV	Réduction d'émissions vérifiée
s.c.f./min	Pied cube standard par minute
SCEQE	Système communautaire d'échange de quotas d'émission
t	Tonne
t/j	Tonne par jour
URCE	Unité de réduction certifiée des émissions
URE	Unité de réduction des émissions
USBM	Bureau des mines des États-Unis

Glossaire

Dans l'industrie du charbon et du gaz provenant des mines de charbon, une certaine confusion continue de régner sur ce que recouvrent certains termes et abréviations dans les différents domaines où ils sont utilisés. Outre les termes énumérés ci-après, la CEE a élaboré un Glossaire relatif au méthane provenant des mines de charbon, plus complet et soulignant les différences terminologiques par région. (Ce document peut être téléchargé à l'adresse suivante : www.unece.org/energy/se/pdfs/cmm/cmm4/ECE.ENERGY.GE.4.2008.3_e.pdf.)

Aéragé secondaire – Partie du flux d'aéragé principal dirigé vers le chantier d'une galerie en cul-de-sac (voie d'entrée) par le biais d'un ventilateur secondaire et d'une conduite.

Captage de gaz – Techniques permettant de récupérer le gaz présent naturellement dans les veines de charbon afin d'éviter qu'il ne pénètre dans les voies de ventilation de la mine. Le gaz peut être capté avant ou après l'extraction de charbon, ce qui suppose l'utilisation de techniques différentes. Ce terme est souvent synonyme de captage du méthane, lorsque ce dernier est le principal composant gazeux à extraire. On parle aussi de dégazage des mines.

Captage du méthane – Voir **Captage de gaz**.

Captage en amont – Extraction du gaz provenant du charbon, effectuée avant l'exploitation de la mine.

Captage en aval – Extraction du gaz provenant du charbon, effectuée après l'exploitation de la mine.

Dégagement (coup de grisou) – Violente projection de blocs de minerai ou de roche non carbonifère, accompagnée de grandes quantités de gaz (méthane, dioxyde de carbone ou mélange) d'un front fraîchement exposés dans une opération d'extraction minière.

Efficacité du captage – Rapport entre le volume de méthane capté en un point donné et le volume de gaz rejeté, au total, au même point. Le gaz rejeté se compose du gaz capté auquel s'ajoute le gaz rejeté dans l'air de ventilation de la mine. Exprimée généralement en pourcentage, l'efficacité du captage se calcule pour un chantier ou pour l'ensemble de la mine.

Exploitation par chambres et piliers – Méthode d'extraction du charbon consistant à creuser des galeries parallèles reliées ensuite par une série de larges piliers de charbon laissés en place pour soutenir la voûte.

Galerie en cul-de-sac – Galerie en préparation équipée d'une seule voie d'entrée et nécessitant un aéragé secondaire.

Gaz de front de taille – Gaz libéré par la veine de charbon sur le front d'abattage sous l'action de la machine d'abattage.

Gaz étranger – Gaz qui ne provient pas du front de taille.

Gaz naturel – Ce terme désigne en général le gaz extrait de strates géologiques autres que des gisements de charbon (c'est-à-dire de réserves de gaz « conventionnel »). Le gaz naturel se compose essentiellement de méthane et peut provenir de gisements de charbon.

Méthane d'air de ventilation (MAV) – Méthane provenant des mines de charbon, qui pénètre dans l'air de ventilation et qui est rejeté par le puits d'aéragé à une faible concentration, comprise en général entre 0,1 % et 1,0 % par volume d'air.

Méthane des gisements de charbon – Terme générique désignant le gaz riche en méthane naturellement présent dans les veines de charbon. Ce gaz se compose généralement de 80 % à 95 % de méthane et de proportions moindres d'éthane, de propane, d'azote et de dioxyde de carbone. Selon la définition internationale courante, ce terme désigne le méthane extrait des veines de charbon non exploitées au moyen de forages de surface.

Méthane des mines à ciel ouvert – Méthane contenu dans les gisements minéraux et couches environnantes qui sont libérés du fait des opérations d'extraction de surface.

Méthane provenant des mines de charbon – Gaz capté dans une mine de charbon en activité grâce à des techniques particulières de récupération. Le gaz obtenu est un mélange de méthane, d'autres hydrocarbures et de vapeur d'eau. Il est souvent présent en faible concentration avec de l'air et des produits d'oxydation en raison des inévitables fuites d'air dans les forages de captage ou dans les galeries à cause des zones de ruptures dues à l'activité minière et de l'étanchéité partielle des conduits souterrains. Les gaz captés en amont ou en aval des activités d'extraction (c'est-à-dire avant ou après ces activités) et ceux extraits par des puits de remblai en surface entrent dans cette définition. Le méthane prélevé en amont est parfois pur et n'est considéré comme provenant d'une mine de charbon que si le filon est exploité.

Poussières inhalables – Particules microscopiques de poussière pouvant pénétrer dans les voies respiratoires et les endommager.

Puits d'aérage secondaire – Puits servant à évacuer l'air chargé de gaz du chantier d'exploitation. Ce type de puits n'est généralement pas prévu pour les hommes ou le matériel.

Remblai – Résultat de l'affaissement d'un terrain meuble, dont le charbon a été extrait en longue taille et dont on a laissé s'effondrer la voûte. Cette opération libère et brise les couches qui se trouvent au-dessus et, dans une moindre mesure, en dessous de la veine exploitée.

Sas à air – Dispositif de ventilation d'une mine composé d'un ensemble de portes qui permettent le passage d'un circuit d'aérage à un autre sans provoquer de court-circuit.

Voie de retour spéciale – Dispositif provisoire d'aérage particulier formé sur la voie de retour d'une longue taille ventilée en U et qui consiste à dévier une partie de l'air circulant derrière le chantier afin de permettre les opérations de forage en vue du captage du gaz. Ce système évite les fortes concentrations de gaz d'après-taille qui subsistent dans les galeries en cul-de-sac.

Résumé

Depuis la révolution industrielle, le charbon représente une part importante de la production d'énergie primaire dans le monde. L'économie mondiale dans son ensemble restera tributaire des ressources énergétiques en charbon dans un avenir prévisible. Aujourd'hui, le charbon représente environ 30 % de l'énergie primaire, 40 % de l'électricité produite dans le monde et près de 70 % de l'énergie consommée par la sidérurgie et l'industrie de l'aluminium. L'Agence internationale de l'énergie (AIE) prévoit un ralentissement progressif de la demande mondiale de charbon ; toutefois, les économies asiatiques émergentes, en particulier la Chine et l'Inde, continuent d'animer la demande mondiale, qui pourrait atteindre 9 milliards de tonnes d'ici à 2019, malgré les efforts déployés par la Chine pour réduire sa dépendance à l'égard du charbon (IEA, 2014). En 2013, la production mondiale de charbon s'est élevée à 7,8 milliards de tonnes (Association mondiale du charbon).

Avec la poursuite de la dépendance vis-à-vis du charbon, l'extraction du minerai risque de devenir de plus en plus problématique dans de nombreuses régions du monde, en raison de l'épuisement des réserves de surface et de l'exploitation de gisements plus profonds et plus grisouteux. En même temps, les sociétés exigent et attendent une plus grande sécurité des conditions de travail dans les mines, mais aussi une meilleure prise en compte de l'environnement par l'industrie charbonnière. La mise en œuvre des meilleures pratiques en matière de captage et de valorisation du méthane est essentielle dans la mesure où elle diminue les accidents liés au méthane et les explosions qui accompagnent bien trop souvent l'extraction du charbon, mais aussi où elle contribue à la protection de l'environnement par la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES).

Le méthane provenant des mines de charbon pose des défis en matière de sécurité et de protection de l'environnement

L'industrie charbonnière mondiale, les gouvernements, les syndicats et les groupes de défense de la sécurité des travailleurs sont préoccupés par la fréquence et la gravité inacceptables des coups de grisou, en particulier dans les mines des pays émergents. Les bonnes pratiques en matière d'exploitation du charbon doivent être diffusées dans tous les pays, afin de garantir une gestion professionnelle et efficace des risques. Aucune mine, y compris dans les pays les plus développés, n'est exempte de risques. Quels que soient l'emplacement ou les conditions d'exploitation, il est toujours possible de réduire de façon importante le risque d'accidents et d'explosions dus au méthane.

Le méthane est un gaz explosif dès lors que sa concentration dans l'air atteint la tranche de 5 % à 15 %. Son transport, sa collecte et son utilisation dans cette fourchette, ou même en tenant compte d'un facteur de sécurité d'au moins 2,5 fois sa limite inférieure d'explosivité (2,0 %) et d'au moins deux fois sa limite supérieure d'explosivité (30 %), sont généralement considérés comme inacceptables en raison des risques d'explosion.

Une gestion efficace des risques liés au méthane dans les mines de charbon présente aussi l'avantage de contribuer à la réduction des émissions de GES. Les mines de charbon sont une source importante d'émissions de méthane, un GES puissant, dont le potentiel de réchauffement de la planète (PRP) est de 28 à 34 fois supérieur à celui du dioxyde de carbone (GIEC, 2014). Le méthane représente au total 20 % des émissions anthropiques de GES, en se référant au potentiel de réchauffement de la planète (PRP) de ce gaz établi par le cinquième rapport d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC, 2014), tandis que les mines de charbon libèrent 8 % des émissions anthropiques de méthane dans le monde (USEPA, 2012). Selon les estimations susmentionnées de demande de charbon de l'AIE, les émissions de méthane provenant des mines de charbon devraient augmenter et pourraient dépasser largement le milliard de tonnes d'équivalent CO₂ (mtCO₂e) par an en 2019 (PRP = 25 ; densité = 0,716kg/m³ ; émission de méthane spécifique 9 m³/t).

Présence et contrôle du méthane

Les gaz présents naturellement dans les gisements de charbon contiennent du méthane en concentration importante, généralement comprise entre 80 % et 95 %. Ce gaz est libéré au moment de l'exploitation de la veine de charbon. Le méthane provenant des mines de charbon ne devient inflammable et ne présente un risque d'explosion que lorsqu'il est mélangé à l'air.

L'exploitation de certains gisements présentant des caractéristiques géologiques particulières (comme en Australie, en Afrique du Sud, en France et en Europe centrale et orientale) donne également lieu à l'émission de grandes quantités de dioxyde de carbone, ce qui peut avoir d'importantes conséquences sur les stratégies globales de dégazage des mines. Les émissions de grands volumes de méthane, de dioxyde de carbone ou de mélange des deux peuvent aussi s'accompagner de coups de grisou provoquant des projections violentes de blocs de pierre ou de charbon. Le danger est encore aggravé par les effets secondaires des explosions et de l'asphyxie. Le captage systématique du gaz en amont, pour réduire sa masse initiale, peut permettre d'éviter ce genre d'accident.

Les bonnes pratiques en matière de sécurité dans les mines de charbon consistent à prévenir la formation de mélanges explosifs en contrôlant et diluant rapidement ces mélanges jusqu'à arriver à des concentrations sans risques (par les systèmes d'aéragage), si des niveaux anormaux de méthane sont détectés. Lorsque les effluents gazeux dépassent les capacités du système d'aéragage de la mine et que le méthane qu'ils contiennent ne peut donc être suffisamment dilué dans l'air, il convient de les collecter par un système de captage avant qu'ils ne pénètrent dans les galeries d'aéragage.

En matière de captage du méthane houiller, les bonnes pratiques consistent à choisir une méthode adaptée et à la mettre en œuvre dans les règles de l'art. Le respect des bonnes pratiques garantit le captage, le transport et (le cas échéant) la valorisation en toute sécurité du méthane, à une concentration au moins deux fois supérieure à la limite supérieure d'explosivité (c'est-à-dire supérieure ou égale à 30 %).

Réglementation relative à la maîtrise du méthane

Une évaluation réduisant au minimum les risques d'explosion, associée à une réglementation rigoureuse sur la sécurité de l'aéragage et de la valorisation du méthane, peut renforcer la sécurité dans la mine et améliorer considérablement le volume et la qualité du gaz capté.

En outre, l'élaboration et la mise en œuvre de mesures de sécurité réglementant l'extraction, le transport et la valorisation du méthane favoriseront l'émergence de normes plus rigoureuses en matière de captage, une production d'énergie plus respectueuse de l'environnement et des réductions plus importantes des émissions.

Prévisions en matière de dégagement de méthane provenant des mines de charbon

La circulation du gaz dans les mines de charbon souterraines est relativement facile à prévoir dans certaines conditions d'équilibre sur le plan géologique et de l'exploitation, en dépit de variations importantes d'un pays à l'autre. En revanche, l'absence de méthodes fiables permettant de prévoir l'écoulement gazeux dans les exploitations à grande profondeur et couches multiples reste un défi considérable en raison des échanges complexes entre les strates, la nappe aquifère et le gaz, induits par l'exploitation minière. Néanmoins, des méthodes éprouvées et largement répandues permettent de prévoir les flux gazeux, les systèmes de captage et d'aéragage nécessaires, et de calculer le potentiel de valorisation ; elles devraient être systématiquement mises en œuvre lors de la planification de l'exploitation de la mine.

De par leur nature, les dégagements accidentels et spontanés sont difficiles à prévoir. En revanche, les conditions dans lesquelles ils se produisent sont relativement bien connues et l'adoption de bonnes pratiques permet une gestion plus efficace de ces risques.

L'activité minière peut créer des perturbations dans les gisements voisins de gaz naturel, entraînant la libération spontanée de méthane dans des quantités parfois doubles de celles provenant de la veine de charbon. Ces situations sont identifiables à un stade précoce, par comparaison des données mesurées et des résultats prévus.

Le rôle des systèmes de ventilation

Pour extraire en toute sécurité le plus possible de charbon d'un front d'abattage grisouteux, deux facteurs sont à combiner : 1) un système d'aérage de la mine capable de diluer les polluants gazeux afin de les ramener à des concentrations acceptables ; 2) un système de captage du méthane efficace.

Les coûts d'exploitation jouent un rôle déterminant dans la conception du dispositif général de dégazification d'une mine. L'énergie consommée par le dispositif d'aérage fait partie des postes de dépenses d'exploitation les plus lourds dans une mine souterraine. Ce coût est proportionnel au volume d'air déplacé. En revanche, il est souvent moins coûteux de mettre en place un système de captage de gaz ou de renforcer la capacité d'un tel système que d'augmenter les volumes d'air de ventilation.

Captage du méthane

Les systèmes de captage du méthane sont conçus pour prélever ce gaz à une concentration presque pure, à la source, avant qu'il ne pénètre dans les voies d'aérage. D'un point de vue strictement réglementaire, il suffit de capter la quantité de méthane nécessaire pour éviter de dépasser la capacité du système d'aérage à diluer les polluants gazeux. Toutefois, il est fortement recommandé de maximiser le captage du gaz, afin d'améliorer la sécurité, d'atténuer les risques pour l'environnement et de récupérer une source d'énergie.

Le méthane peut être capté en amont, pendant les activités d'extraction, et en aval de ces activités grâce à des techniques différentes. Le captage en amont est le seul moyen de réduire la quantité de gaz libéré directement par la veine exploitée. C'est pourquoi cette méthode est particulièrement indiquée lorsque l'écoulement gazeux provient essentiellement de la veine exploitée ; en revanche, elle est généralement réservée aux couches moyennement ou très perméables, sauf à augmenter la perméabilité du charbon à proximité du puits et dans la couche par des techniques de stimulation, par exemple la fracturation hydraulique. Les techniques de captage du méthane en amont supposent d'associer l'interception du méthane libéré par les perturbations minières avant qu'il ne pénètre dans les voies d'aérage de la mine. Elles nécessitent toutes un accès à la zone perturbée, au-dessus, et parfois en dessous de la veine de charbon exploitée et font intervenir un forage soit souterrain, soit de surface.

La faible efficacité du système de dégazage et les importantes infiltrations d'air au niveau des chantiers sont dues à la conception et à l'utilisation de méthodes de captage inadaptées. Ces facteurs ont une incidence négative sur le transport et la valorisation du gaz car ils aboutissent à des concentrations gazeuses atteignant un niveau considéré comme à risque (moins de 30 % de méthane, par exemple).

Les performances des systèmes de captage en place peuvent être considérablement améliorées grâce à une installation et à un entretien adaptés, à une surveillance régulière des flux et à des forages systématiques.

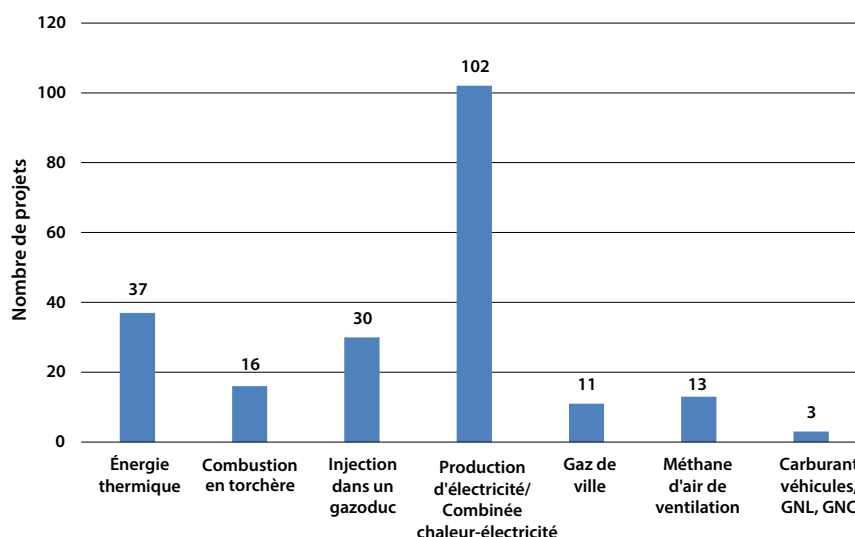
L'installation et l'exploitation de systèmes de captage à haute efficacité se justifient pleinement d'un point de vue économique. La rentabilité des mines souterraines grisouteuses passe par une bonne maîtrise du méthane.

Compte tenu de l'expérience accumulée par les mines de charbon du monde entier, l'investissement dans des systèmes de captage répondant à de bonnes pratiques réduit les temps d'immobilisation dus à des problèmes d'émissions gazeuses, rend la mine plus sûre et offre la possibilité d'exploiter une quantité plus importante de gaz et de réduire davantage les émissions.

Valorisation du méthane et dépollution

Le méthane capté dans les mines de charbon représente une source d'énergie non polluante qui offre de nombreux débouchés. La figure ES-1 illustre la répartition des projets de valorisation du méthane en cours dans le monde. Ces chiffres sont tirés d'une base de données compilée par l'Initiative mondiale sur le méthane (IMM). Comme le montre le diagramme, les principales applications de la récupération de méthane (en nombre de projets) sont la production d'électricité, l'exportation de gaz naturel par gazoduc et l'alimentation de chaudières.

Figure ES-1 – Projets de valorisation du méthane dans le monde. Ce graphique présente le nombre total de projets de valorisation de méthane provenant de mines de charbon signalés à l'IMM comme étant en activité ou en cours de développement, par filière



(Source : Base de données des projets de valorisation de méthane provenant de mines de charbon de l'Initiative mondiale sur le méthane, août 2015.)

Des techniques de purification ont été développées et sont largement utilisées (aux États-Unis notamment) pour éliminer les polluants contenus dans le méthane houiller de qualité supérieure (généralement extrait en amont), de façon de répondre aux normes très strictes de transport par gazoduc (USEPA, 2009). En ce qui concerne de nombreuses autres filières de valorisation, il est possible d'éviter le coût élevé de la purification en améliorant les normes de captage du méthane souterrain.

Grâce à du matériel et des procédures adaptés, le gaz capté non valorisé peut être brûlé en toute sécurité en torchère pour réduire les émissions de GES. Cette combustion transforme le méthane, dont le potentiel de réchauffement de la planète (PRP) est de 28-34, en dioxyde de carbone, dont le PRP est de 1 (GIEC, 2014).

Le méthane n'ayant pas été récupéré dans le système de captage est maintenu à faible concentration dans l'air de ventilation et libéré dans l'atmosphère dans l'air de ventilation, à une concentration généralement inférieure ou égale à 1 %. Malgré cette faible concentration, le méthane d'air de ventilation (MAV) représente la plus grande source d'émissions de méthane houiller dans le monde. Des techniques d'oxydation thermique sont utilisées dans des installations pilotes ou exploitées commercialement sur plusieurs sites dans le monde (Australie, Chine et États-Unis) et permettent de réduire ces émissions (et, dans deux cas de figure, à produire de l'électricité à partir de méthane faiblement concentré). D'autres techniques de réduction des émissions de MAV (comme l'oxydation catalytique) sont en cours de développement.

Considérations économiques et de coûts

Lorsqu'il est efficace, le captage du méthane réduit les risques de dégagements de gaz, d'explosion du méthane et, partant, les risques d'accident. La réduction de ces risques fait aussi baisser le coût du captage. En effet, le coût des accidents dus au méthane reste important même s'il varie considérablement d'un pays à l'autre. Par exemple, un arrêt du travail ou une immobilisation pendant 10 % du temps en raison d'un incident ou d'un accident dû au méthane peut entraîner une perte d'exploitation comprise entre 8 millions de dollars et 16 millions de dollars par an, dans une mine classique exploitée en longue taille. Un seul accident mortel dans une grande mine peut engendrer des coûts supplémentaires de 2 millions à plus de 8 millions de dollars, liés non seulement au

manque à produire, mais aussi aux frais de justice, à l'indemnisation des familles et aux sanctions pécuniaires. Il peut même provoquer la fermeture de la mine. Aux États-Unis, une société minière a versé 220 millions de dollars en amendes et pénalités¹.

En outre, le gaz capté peut être valorisé. Les projets de récupération d'énergie peuvent être économiques en tant que tels, grâce à la vente du gaz ou sa transformation en électricité, en carburant ou en produit chimique de base.

Les projets de récupération et de valorisation du méthane bénéficient aussi d'aides financières de plus en plus importantes, sous forme de crédits de réduction des émissions de carbone : crédits de réductions d'émissions vérifiées (REV), unités de réduction certifiée des émissions (URCE) ou autres dispositifs, comme les unités de réduction des émissions (URE). Ce financement par des crédits de réduction des émissions est amené à jouer un rôle essentiel dans la mesure où il rend économiquement viables certains projets de valorisation du méthane des mines de charbon ne présentant, sinon, aucun intérêt financier. En outre, le financement d'activités dans le secteur du carbone pourrait se révéler la seule source de revenus pour les projets consacrés uniquement à la lutte contre la pollution, comme l'oxydation de MAV (sans récupération d'énergie) ou la combustion du méthane en torchère.

Le MAV peut également servir à produire de l'électricité. Pour l'heure, l'exploitation commerciale de cette filière n'est pas envisageable sans les recettes tirées de la réduction des émissions de carbone ou d'autres mesures d'incitation, comme le rachat de l'électricité ou l'application de normes standard (relatives aux sources d'énergie renouvelables).

À l'heure actuelle, les décisions relatives aux investissements dans la plupart des mines ont tendance à privilégier l'augmentation de l'extraction du charbon plutôt que le développement de projets de valorisation du méthane (en particulier la production d'énergie), en raison du coût d'opportunité élevé d'investissement dans le matériel et les infrastructures. Toutefois, pour atteindre les objectifs de protection de l'environnement à l'avenir, les exploitants de mines se retrouveront peut-être dans l'obligation d'améliorer leurs performances en matière de captage de gaz, au-delà du niveau strictement nécessaire pour répondre aux impératifs de sécurité. Les améliorations du système de dégazage qui aboutissent à la production d'un gaz de qualité relativement élevée pourraient constituer une incitation supplémentaire à investir dans des projets de récupération et de valorisation du méthane.

Conclusions

Une démarche globale permettant de gérer les émanations de méthane dans les mines de charbon et les émissions subséquentes dans l'atmosphère aura un certain nombre de retombées positives sur la sécurité et la productivité de la mine en général, ainsi que sur l'environnement, en particulier l'émission de gaz à effet de serre.

- L'application généralisée des connaissances accumulées jusqu'à présent sur la présence, les prévisions, la maîtrise et la gestion du méthane renforcera la sécurité dans les mines. La mise en œuvre de bonnes

¹ Les explosions survenues en 2010 dans les mines de Pike River de Nouvelle-Zélande et Upper Big Branch (UBB) en Virginie occidentale, États-Unis, en sont deux exemples récents. Dans la mine UBB, une explosion catastrophique en avril 2010 a causé la mort de 29 personnes et des dommages considérables à la mine. Les répercussions de l'accident ont été dramatiques. La mine a été fermée et définitivement abandonnée après l'accident, et Massey Energy, l'une des plus grandes entreprises charbonnières des États-Unis a été dissoute et ses actifs acquis par Alpha Natural Resources. Plusieurs anciens responsables de Massey ont été reconnus coupables et condamnés à des peines de prison, dont Don Blankenship, ancien PDG de Massey Energy. Le montant total des amendes et des pénalités s'est élevé à 220 millions de dollars : une amende civile de 10,8 millions infligée par l'Administration de la sécurité et de la santé dans les mines (MSHA) des États-Unis, plus une somme de 209 millions de dollars imposée par le Département de la Justice et se décomposant en un dédommagement de 46,5 millions de dollars, une amende de 34,8 millions de dollars pour des infractions à la sécurité, 48 millions de dollars à verser à un fonds d'affectation spéciale pour la recherche et le développement, et 80 millions de dollars pour des améliorations de la sécurité durant deux ans. L'explosion de la mine de Pike River s'est produite en novembre 2010 et a causé la mort de 29 mineurs. Une Commission royale d'enquête a conclu que les conditions d'exploitation de la mine étaient dangereuses et que la réglementation et l'inspection de la mine par le service du travail n'avaient pas été en mesure d'empêcher l'accident. Cette mine, dans laquelle 195 millions de dollars avaient été engloutis, est désormais fermée et la zone a été intégrée à un parc national. La société Pike River Coal a été placée en règlement judiciaire quelques semaines après l'accident ; elle a été condamnée à verser une amende de près de 0,5 million de dollars et à indemniser les familles des victimes à hauteur de 3,2 millions de dollars. Aucune poursuite individuelle n'a été engagée cinq ans après les faits.

pratiques en matière de captage du méthane pourrait considérablement réduire les risques d'accident dus au méthane dans les mines de charbon.

- Les émissions de méthane, un gaz à effet de serre important et une ressource énergétique provenant des mines de charbon souterraines, peuvent être considérablement diminuées par la valorisation du gaz capté, la combustion en torchère du gaz qui ne peut être valorisé et par la réduction des émissions de MAV par oxydation.
- Plusieurs arguments commerciaux convaincants plaident en faveur de l'exploitation et de la récupération de l'énergie à partir du gaz capté, car ces systèmes renforceront la disponibilité de méthane houiller de bonne qualité.

Chapitre 1. Introduction

L'essentiel

Quelles qu'en soient les contraintes, la sécurité des mineurs revêt une importance fondamentale et ne peut faire l'objet d'aucun compromis.

Il convient d'associer une évaluation des risques d'explosion à un respect rigoureux des règles de ventilation et de sécurité.

En principe, les sociétés modernes d'exploitation charbonnière sont conscientes des avantages liés à l'adoption d'un système généralisé de gestion des gaz, qui intègre maîtrise des gaz souterrains, valorisation du méthane et réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES).

1.1 Objectifs du présent guide

Le présent document a pour objet de fournir des orientations aux exploitants de mines, aux autorités de réglementation et aux responsables politiques sur tout ce qui touche à la conception et à la mise en œuvre de dispositifs sûrs et efficaces de captage et de maîtrise du méthane dans les mines souterraines de charbon. Ce guide est principalement destiné à favoriser l'adoption de pratiques minières plus sûres, permettant de réduire les accidents, les blessures et les dégâts matériels liés au méthane.

Un captage efficace du méthane dans les mines de charbon offre un autre avantage important : il permet de récupérer ce gaz et de disposer ainsi d'une source d'énergie qui serait autrement perdue. Par conséquent, la motivation majeure ayant présidé à la rédaction de ce guide a été de faciliter et d'encourager l'utilisation et la valorisation du méthane provenant des mines de charbon dans le but de réduire les émissions de gaz à effet de serre. Au final, l'intégration de ces pratiques dans les procédures opérationnelles des entreprises minières contribuera à renforcer la pérennité et à améliorer la situation financière à long terme de l'industrie houillère en lui permettant :

- De tendre vers l'élimination totale des accidents, mortels ou non, et des dégâts matériels ;

- De démontrer l'engagement de l'industrie charbonnière mondiale en faveur de la sécurité dans les mines, de l'atténuation des effets des changements climatiques, de la responsabilité sociale des entreprises et de l'esprit civique ;
- D'établir un dialogue mondial sur le captage et la valorisation du méthane houiller ;
- De créer les liens essentiels entre ce secteur, les pouvoirs publics et les organismes de réglementation ;
- D'intégrer la valorisation efficace du méthane houiller à un programme efficace de gestion des risques.

Le présent document étant un guide, il énonce des principes généraux. L'objectif, lors de sa rédaction, n'a donc pas été de présenter une démarche exhaustive et prescriptive, qui pourrait ne pas refléter correctement la situation, les conditions géologiques et les pratiques d'extraction dans les différents sites. Les auteurs admettent qu'en la matière, il n'existe pas de solution universelle et, par conséquent, ils ont défini un ensemble général de principes pouvant être adaptés à chaque situation. En règle générale, les techniques qui permettent de traduire ces principes en pratiques continuent d'évoluer et de s'améliorer, avec le temps. Les meilleures pratiques internationales dans le domaine de l'extraction minière sont, le cas échéant, soulignées dans le présent document.

Ce guide n'est pas non plus un manuel technique détaillé sur le captage du méthane. En revanche, une bibliographie détaillée dans ce domaine est fournie en fin d'ouvrage et sur la page consacrée au méthane en provenance des mines de charbon du site Web de la Commission Économique pour l'Europe (CEE)².

1.2 Problématiques

Le charbon est une source d'énergie essentielle aussi bien dans les pays industrialisés que dans les pays émergents. Face à une demande insatiable, en

² <http://www.unece.org/energy/se/cmm.html>.

particulier dans les pays à croissance rapide, les mines de charbon ont dû augmenter leur production, parfois un niveau ne pouvant être maintenu dans la durée dans des conditions satisfaisantes de sécurité. Cette situation crée une pression sur l'industrie houillère en général et compromet la sécurité. Le méthane provenant des mines de charbon présente un risque grave pour la sécurité, qui doit être maîtrisé avec professionnalisme et efficacité. Alors que les coups de grisou dans les mines souterraines sont rares dans de nombreux pays houillers, ces phénomènes font encore des milliers de victimes et de blessés chaque année.

Un seul accident peut entraîner de nombreux décès. Le tableau 1.1 répertorie certaines des explosions les plus meurtrières qui se sont produites dans différents pays depuis 2010. Une gestion efficace du méthane souterrain permettrait d'éliminer une des causes principales de ces tragédies.

Des accidents se produisent lorsque le méthane contenu dans le gisement et les strates qui l'entourent pénètre dans l'espace d'exploitation en raison de perturbations liées à l'extraction. La quantité de gaz libéré dans la mine dépend à la fois du rythme d'extraction et de la quantité de gaz présent dans la veine exploitée et les strates environnantes.

Les agences nationales de réglementation fixent des limites maximales de concentration de méthane dans les voies d'aéragage souterraines. Par conséquent,

l'extraction de charbon peut être ralentie par le méthane qui se propage dans les galeries³.

Les coups de grisou, au cours desquels le charbon est violemment éjecté du front de taille fraîchement exposé, accompagné d'importantes quantités de gaz, ont provoqué de gros dégâts matériels, des pertes de production de charbon, la destruction intégrale de mines et de nombreuses victimes humaines. Ainsi, le 20 octobre 2004 dans la mine de charbon de Daping, dans la ville de Xinmi de la province du Henan, Chine, 148 mineurs ont perdu la vie en raison d'un coup de grisou suivi d'autres explosions (Xu *et al.*, 2006). L'une des catastrophes majeures a eu lieu dans la mine Gagarine, dans le bassin de Donetsk, Ukraine, où une explosion a éjecté 14 500 tonnes de charbon et près de 600 000 m³ de méthane. Ces explosions se produisent généralement sur les fronts d'avancement, même si quelques accidents ont été rapportés dans les longues tailles. Depuis le premier incident signalé en France en 1843, quelque 30 000 explosions ont été répertoriées dans le monde, dont plus d'un tiers en Chine.

Des directives doivent être formulées de toute urgence afin d'aider les gouvernements à mettre rapidement en œuvre des pratiques professionnelles plus sûres et de réduire ainsi les risques liés à la présence de méthane dans les mines de charbon souterraines. Selon les

³ Deux ans après l'explosion et l'incendie dans la mine de Soma, l'enquête sur les causes de la catastrophe est toujours en cours.

Tableau 1.1 Principales explosions dans des mines de charbon après 2010

Pays	Date	Mine de charbon	Nombre de victimes
Chine	29 mars 2013	Babao, Jilin	52
Colombie	16 juin 2010	San Fernando	73
Nouvelle-Zélande	19 novembre 2010	Pike River	29
Pakistan	20 mars 2011	Sorange, Quetta	52
Russie	25 février 2016	Vorkuta	36
Russie	8 mai 2010	Raspadskaya	90
Turquie ³	13 mai 2014	Soma	301
Ukraine	4 mars 2015	Zasyadko	34
USA	5 avril 2010	Upper Big Branch	29

Explosions de gaz dans la mine de charbon de Pike River en Nouvelle-Zélande

Situation : Le gaz n'avait pas été considéré comme un danger potentiel. Pendant les phases d'exploration et de développement, aucune donnée systématique n'a été recueillie à propos des formations gazéifères et des émissions caractéristiques des gisements de charbon. Lorsque le gaz a commencé à poser problème, une tentative de maîtrise sommaire a été entreprise. En outre, dans certaines parties de la mine souterraine, l'équipement électrique était mal conçu et ne répondait pas aux normes de protection contre les explosions dans les mines. Pendant plusieurs jours, une série d'explosions s'est produite, suivie d'un incendie. Vingt-neuf mineurs ont été tués.

Solution : Une commission royale a été instaurée pour enquêter sur cette tragédie. Elle a recommandé entre autres des modifications substantielles de la réglementation néo-zélandaise en matière de santé et de sécurité dans les mines de charbon ; une amélioration de la gouvernance d'entreprise et l'adoption de pratiques optimales de gestion du gaz, citant le *Guide des pratiques optimales de captage et d'utilisation du méthane provenant des mines de charbon* ; et un renforcement de la participation des travailleurs dans les programmes de santé et de sécurité.

Voir l'étude de cas n° 10 pour plus d'informations.

données disponibles, le taux de décès dans les mines souterraines varie considérablement d'un pays à l'autre. Par exemple, le taux de décès par million de tonnes de charbon produit peut varier d'un facteur de plus de un à cinq d'un pays à un autre⁴. Toutefois, ces statistiques sont fortement tributaires du degré de mécanisation et la meilleure mesure de la sécurité consiste à relier les accidents évités de justesse, les blessures et les décès au nombre d'équipes ou d'heures travaillées.

Aucune mine de charbon n'est dénuée de risques en matière de sécurité. Les incidents liés au gaz peuvent se produire même dans les mines de charbon

⁴ Chiffres tirés des statistiques (officielles) des victimes dans les mines souterraines en Chine (2015) et aux États-Unis (2014). En 2015, la Chine a fait état de 598 victimes pour 3,6 milliards de tonnes de charbon extrait de mines souterraines (partant du principe que 97 % de la production totale indiquée vient de mines souterraines), soit un indice de 0,17 victime par million de tonnes de charbon extrait de mines souterraines (SAWS, 2016). En 2014, les États-Unis ont fait état de 10 victimes dans des mines souterraines, pour une production de 346,9 millions de tonnes, ce qui équivaut à 0,03 victime par million de tonnes de charbon extrait de mines souterraines (National Mining Association, février 2016).

souterraines les plus modernes. Les technologies de pointe réduisent le danger d'accidents mortels dus à des explosions, mais la technologie à elle seule ne suffit pas à résoudre le problème. La culture de la gestion, les structures organisationnelles, la participation des travailleurs, la formation et les systèmes de réglementation et de surveillance sont des composantes essentielles de toute gestion efficace du risque. Une bonne connaissance et compréhension des principes qui régissent la maîtrise du méthane sont tout aussi importantes pour concevoir des systèmes efficaces de contrôle et d'exploitation. Enfin, les explosions traduisent toujours un défaut de mise en œuvre des pratiques et procédures de sécurité.

Les mines de charbon sont une source importante d'émissions de méthane, puissant gaz à effet de serre (GES) dont le potentiel de réchauffement de la planète (PRP) est supérieur de 28-34 fois à celui du dioxyde de carbone sur une période de 100 ans (GIEC, 2014). Le méthane représente, au total, 20 % des émissions anthropiques de GES sur la base du potentiel de réchauffement de la planète du méthane évoqué dans le cinquième rapport d'évaluation (AR5) du GIEC (GIEC, 2014), et 16 % en se fondant sur le PRP du méthane dans le quatrième rapport d'évaluation (2007). Les mines de charbon sont à l'origine de 8 % des émissions anthropiques de méthane (USEPA, 2012). Les émissions de méthane provenant des mines de charbon devraient en principe augmenter encore et d'après la prévision de l'AIE d'une demande de charbon de 9 milliards de tonnes (IAE, 2014), ces mines pourraient dégager au plan mondial plus d'un milliard de tonnes d'équivalent CO₂ (mtCO₂e) d'ici à 2019 (PRP = 25 ; densité = 0,716 kg/m³ ; émission de méthane spécifique 9 m³/t).

On estime que plus de 90 % de ces émissions de méthane houiller proviennent de mines souterraines, et que 70-80 % de ce méthane est émis sous forme très diluée (généralement moins de 1 % de méthane) par l'air de ventilation des mines.

Certaines techniques permettent d'ores et déjà de réduire de façon importante les émissions de méthane houiller. Pour qu'elles soient mises en œuvre avec succès, elles doivent être encadrées et soutenues par les pouvoirs publics, bénéficier de mécanismes de financement adaptés et d'un engagement de l'ensemble de l'industrie houillère.

1.3 Captage, utilisation et réduction du méthane

Le drainage, le captage et la valorisation du méthane provenant des mines de charbon ne sont pas des opérations nouvelles, bien que les techniques et leurs applications aient été grandement améliorées au cours des derniers siècles. La première tentative de captage du méthane a été réalisée au Royaume-Uni en 1730. Des systèmes plus modernes et mieux maîtrisés ont été introduits en Europe dans la première moitié du XX^e siècle⁵. Le grisou a probablement été utilisé pour l'éclairage dès le XVIII^e siècle ; cette technique est mentionnée dès les années 1880.

Dans les années 1950, les systèmes de récupération systématique et efficace du méthane, développés au départ en Allemagne, étaient utilisés dans toute l'Europe. Depuis les années 1960, le méthane récupéré

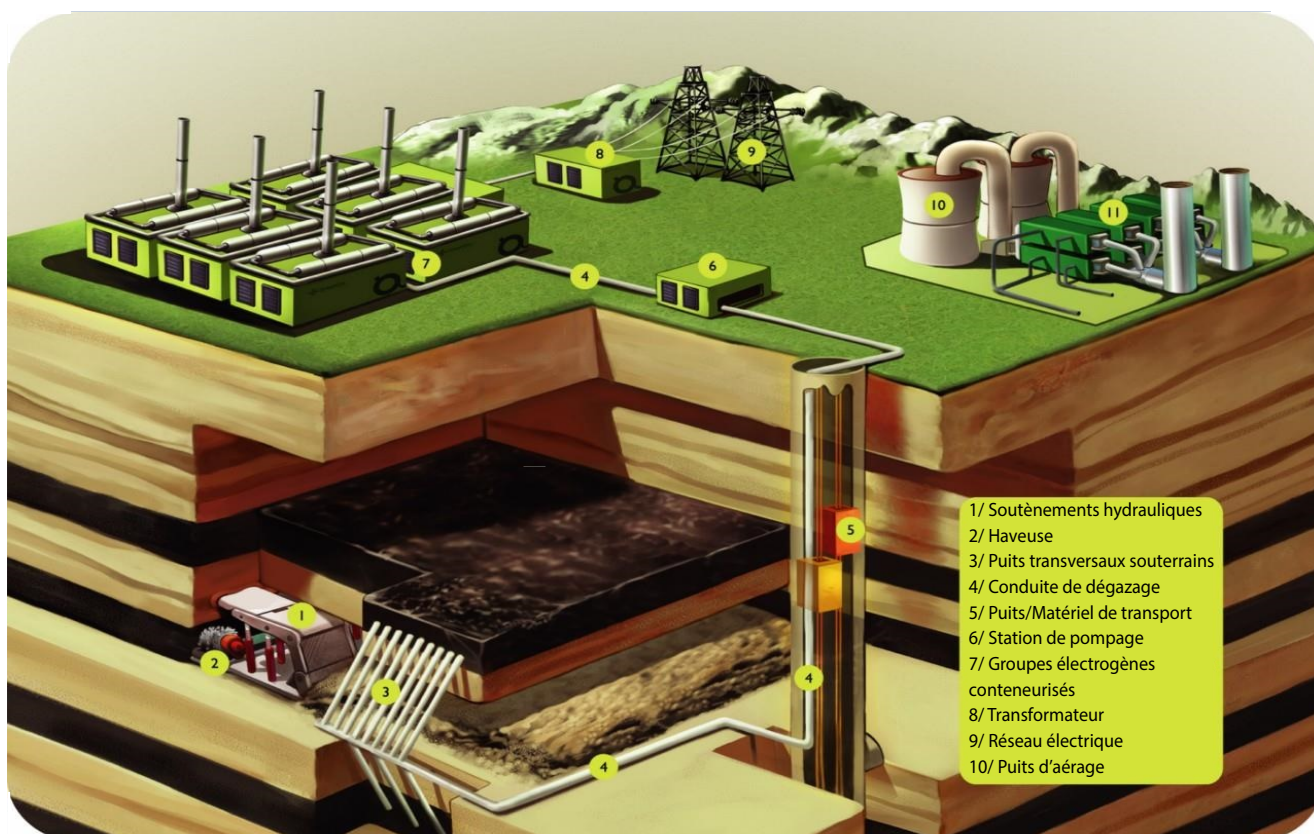
⁵ Dont des systèmes dans le bassin charbonnier de Haute-Silésie en Pologne en 1937 et en Allemagne en 1943.

dans les mines de charbon a connu des applications toujours plus nombreuses. Employé au départ dans les chaudières des mines et dans certains processus industriels, il a servi ensuite à produire de l'électricité, mais aussi comme gaz de réseau et gaz de ville.

La figure 1.1 est une coupe transversale en trois dimensions et en perspective d'une mine de charbon souterraine, avec ses ouvrages de surface. Elle montre la complexité des systèmes de collecte des gaz et d'aéragé souterrain, mais aussi la façon dont ils sont reliés pour transformer le méthane en électricité. Enfin, on y voit comment le méthane présent dans l'air de ventilation provenant des puits d'aéragé est traité à des fins de dépollution.

Plus de 200 projets de récupération et de valorisation du méthane de houille ont été réalisés, sont menés ou sont en cours de développement dans le monde (IMM, 2015). L'utilisation la plus fréquente du méthane houiller est la production d'électricité. Sinon, ce gaz a d'autres applications : alimentation de chaudières,

Figure 1.1 Système de dégazage d'une mine souterraine et ouvrages de surface destinés à la récupération d'énergie et à la diminution du méthane houiller



(Reproduit avec l'aimable autorisation de Green Gas International)

production de gaz de réseau, de gaz de ville et de gaz industriel, transformation en carburant (GNL – gaz naturel liquéfié, et GNC – gaz naturel comprimé) et séchage du charbon.

Le méthane qui ne peut être valorisé en raison de difficultés de terrain ou parce que l'opération ne serait pas rentable est parfois détruit (c'est-à-dire brûlé en

torchère et donc transformé en dioxyde de carbone). Les émissions ainsi produites ont un potentiel de réchauffement de la planète moins important. Ces réductions d'émissions peuvent également engendrer des recettes au titre des crédits de carbone dans certains pays, par le biais des marchés d'engagement volontaire ou contraignant.

Chapitre 2. Bases de la maîtrise des gaz

L'essentiel

L'élaboration et l'application de règles de sécurité relatives à l'extraction, au transport et à la valorisation du méthane contribuent à l'amélioration des normes relatives au captage du méthane, à une production d'énergie plus respectueuse de l'environnement et à des réductions plus importantes des émissions.

Les risques de coups de grisou sont bien connus de l'industrie houillère du monde entier, aussi bien en théorie que dans la pratique.

La législation ni même les techniques les plus perfectionnées ne garantiront à elles seules la sécurité du travail dans les mines grisouteuses. En revanche, une gestion, une organisation et des pratiques rationnelles et efficaces jouent un rôle essentiel en matière de sécurité de l'exploitation. La sécurité dans les mines passe aussi par d'autres aspects critiques : éducation et formation de la direction et des mineurs, et soutien aux suggestions des mineurs concernant l'application et la révision régulière des mesures de sécurité au travail.

2.1 Objectifs de la maîtrise du méthane de houille

Le principal objectif des systèmes de maîtrise du méthane est d'empêcher les risques d'explosion et d'asphyxie dans les mines de charbon souterraines. Dans certaines d'entre elles, le méthane libéré par un chantier en longue taille en activité peut effectivement être dilué du seul fait de techniques de ventilation, pour parvenir à un taux inférieur aux concentrations admissibles. Cependant, si des dégagements de méthane plus importants sont prévus sur le chantier, il convient d'associer ventilation et captage du méthane. L'utilisation de pratiques optimales de gestion du gaz permettra non seulement d'améliorer la sécurité, mais aussi les perspectives de valorisation du gaz.

Des mesures de protection permettent de réduire la propagation d'une explosion après sa survenue et représentent une deuxième ligne de défense importante. Les mesures d'atténuation des émissions de méthane après un accident ne se substituent toutefois pas à la prévention, qui est l'objet du présent guide.

2.2 Présence de risques liés au gaz

Des gaz présentant une forte concentration en méthane, c'est-à-dire comprise entre 80 % et 95 %, se trouvent à l'état naturel dans les gisements de charbon et sont libérés à l'occasion des perturbations engendrées par l'exploitation minière. Ce gaz de mine ne devient inflammable et ne présente un risque d'explosion que lorsqu'il est mélangé à l'air.

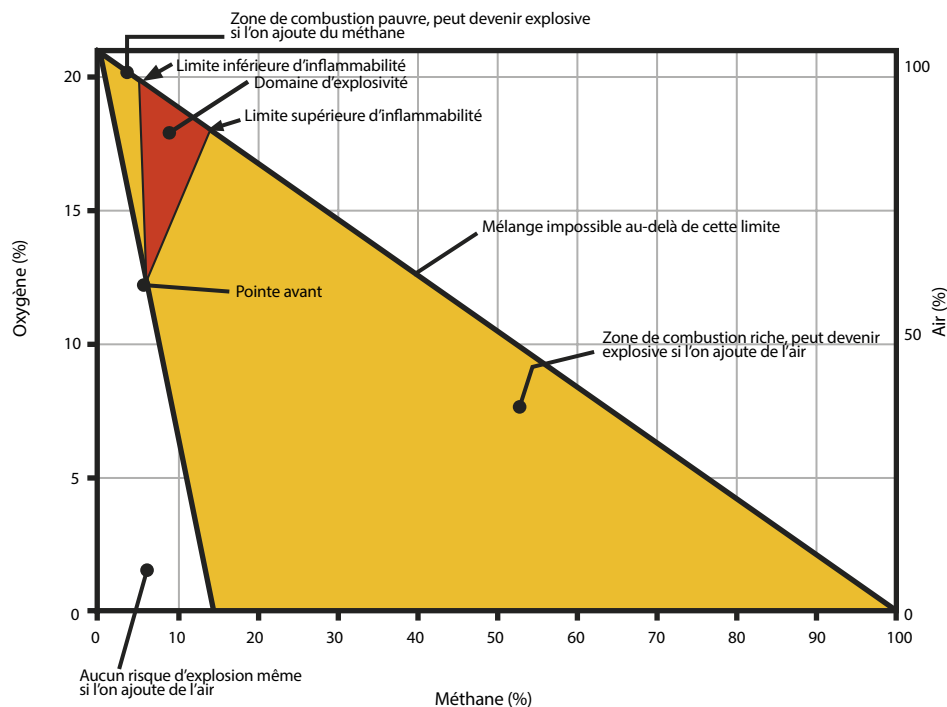
Les mines situées dans certains environnements géologiques contiennent des volumes importants de dioxyde de carbone. Les explosions impliquant le dioxyde de carbone se produisent dans certains pays et sont souvent plus violentes, plus difficiles à maîtriser et plus dangereuses que les explosions de méthane, en raison de la plus grande capacité de sorption du charbon pour le dioxyde de carbone et de la toxicité du gaz. Le dioxyde de carbone est plus lourd que l'air ; il est toxique à partir d'une concentration de 5 %, mais il a des effets néfastes sur l'organisme dès que sa concentration atteint 1 %.

Le méthane est incolore, inodore et insipide. Par conséquent, seul un appareil de mesure peut en déceler la présence. Le méthane est inflammable lorsqu'il est mélangé à de l'oxygène dans la plage de concentrations représentée à la figure 2.1.

Dans des conditions normales de pression atmosphérique, la concentration de méthane dans l'air la plus explosive est de 9,5 % en volume. En revanche, dans les espaces souterrains confinés, la concentration maximale correspondant au point d'inflammabilité peut être plus importante car le gaz non brûlé est comprimé à l'avant du front de flamme.

Dans un environnement privé d'oxygène, comme dans une arrière-taille comblée, seule une arrivée d'air risque de créer un mélange explosif. Lorsqu'il est présent à une concentration plus élevée, le méthane est asphyxiant parce qu'il réduit la quantité d'oxygène présent dans l'air. Enfin, les mines de charbon souterraines étant des espaces confinés, l'inflammation d'une accumulation importante de méthane entraîne invariablement une explosion.

Figure 2.1 Formation de mélanges explosifs



(Source : Moreby, 2009 ; d'après Coward, 1928.)

Le méthane a tendance à s'accumuler en formant des nappes horizontales dans la couronne des ouvrages miniers, là où le débit d'air est relativement faible. Ce phénomène est dû au fait que le méthane est plus léger que l'air, sa densité étant de 0,55 par rapport à l'air. Dans de nombreux cas, un débit d'air de 0,5 mètre par seconde (m/s) suffit à empêcher cette accumulation laminaire de gaz, mais ce débit peut aussi se révéler insuffisant dans d'autres cas. Les concepteurs de dispositifs d'aéragage doivent donc tenir compte des variables qui freinent l'accumulation laminaire du méthane : largeur et inclinaison de la galerie et débit du méthane et de l'air (Creedy & Phillips, 1997 ; Kissell, 2006).

Lorsque le méthane ne se mélange pas suffisamment à l'air en raison d'un débit d'air insuffisant, des nappes de méthane peuvent se former et circuler dans le sens du courant d'aéragage ou dans le sens contraire. Ces nappes contribuent à une propagation rapide de l'inflammation et augmentent le risque et la gravité des explosions, parce qu'elles relient les sources d'inflammation à d'importantes accumulations de mélanges inflammables (notamment dans l'arrière-taille). Une fois que le méthane est mélangé à l'air, la séparation de ces deux gaz ne se fait pas

Exploitation sécurisée d'un filon grisouteux – Australie

Situation : Dans les années 1990, il a été demandé à certaines mines australiennes d'élaborer des plans de gestion des explosions de gaz. Les procédures couronnées de succès dans les zones à forte concentration de méthane n'ont pas permis d'aboutir à des résultats positifs dans des mines présentant des zones à forte teneur en dioxyde de carbone. L'application de ces plans de gestion s'est révélée inefficace et l'accident meurtrier de la mine de Westcliff en 1994 a mis en lumière la nécessité d'une approche plus stricte.

Solution : Ces plans de gestion des explosions doivent inclure une description des responsabilités, des procédures et des protocoles afin de faciliter un travail en toute sécurité. Le processus de gestion des explosions suppose d'analyser les données de contrôle de la teneur en gaz du filon, la structure géologique et les résultats des sondages. Le principal mécanisme de prévention est le captage du méthane, qui permet de réduire la teneur en gaz dans la zone d'exploitation en dessous du niveau de concentration minimum pour éviter tout risque d'explosion. Lorsqu'à l'évidence aucune réduction des émissions de méthane n'est possible et aucun autre sondage ne permet d'obtenir des données additionnelles, des procédures spéciales sont à mettre en œuvre pour exploiter les mines grisouteuses.

Voir l'étude de cas n° 4 pour plus d'informations.

spontanément. Dans tous les cas, les couches superposées de méthane seront de composition variée, allant de faibles pourcentages de méthane à des concentrations élevées, en passant par la plage d'explosivité. D'où l'importance de prévenir la création de ces nappes de méthane, particulièrement dans les secteurs d'activités minières.

Les exploitants isolent les zones minières abandonnées (parfois les arrières-tailles) du système d'aérage par des cloisons, étanches ou non. Ces obstacles à la ventilation ne sont jamais parfaits en raison des mouvements de terrain et n'empêchent jamais complètement le passage de gaz vers les parties de la mine en activité. Des mélanges explosifs peuvent également s'accumuler derrière des cloisons de ventilation et pénétrer dans les voies d'aérage en raison de fluctuations de la ventilation ou de baisses de la pression atmosphérique.

Dans une mine de charbon, les zones potentiellement à haut risque, c'est-à-dire celles où le méthane atteint son point d'inflammabilité, sont les remblais à l'arrière du front de taille, les secteurs mal ventilés, la zone d'abattage et les barrages à la ventilation. Des mélanges inflammables peuvent également se former dans des systèmes de captage mal conçus ou mal utilisés, en raison d'une arrivée d'air trop importante.

L'exploitation en chambres et piliers (avec foudroyage du pilier) tend à créer des perturbations beaucoup plus modestes sur les strates adjacentes que la longue taille ; par conséquent, les mines exploitées selon cette méthode ont tendance à être beaucoup moins grisouteuses que celles exploitées en longue taille. Cela ne signifie pas pour autant que les risques d'explosion sont moins importants, car il est difficile de ventiler les fronts de taille correctement. La source de méthane prédominante dans les galeries en chambres et piliers est la veine exploitée elle-même. Des nappes de mélanges inflammables peuvent se former sous la couronne en raison d'un aérage inadapté des galeries en cul-de-sac et d'émissions provenant de la couronne (cf. étude de cas n° 9).

Inflammation de mélanges explosifs contenant du méthane

De nombreux phénomènes peuvent entraîner l'inflammation de mélanges méthane-air : étincelles électriques, températures élevées liées à l'attaque de la

roche quartzitique par de l'acier, éboulements, impact de l'aluminium sur le fer, éclairs, matériaux fumigènes, explosifs et détonateurs, combustions spontanées et flammes nues.

L'utilisation d'engins d'abattage modernes toujours plus puissants a fait naître un problème grave d'inflammation par frottement, lorsque des roches et des minéraux susceptibles de produire des étincelles à haute température sont frappés par les têtes de coupe. La fréquence des coups de grisou liés à l'utilisation de ces engins souligne la difficulté technique de maîtriser totalement les risques liés au méthane.

2.3 Réduction des risques d'explosion

L'un des principaux objectifs du présent guide est de souligner les principes fondamentaux de la prévention des coups de grisou. Les principes énoncés ci-après doivent absolument être connus si l'on souhaite concevoir un programme efficace de maîtrise des risques liés au méthane dans les mines de charbon. Ils correspondent à ceux que les entreprises minières modernes ont intégrés aux systèmes de gestion des risques, dans leurs efforts en vue d'éliminer totalement les accidents et les explosions.

La gestion des risques d'explosion dans les mines de charbon passe par un grand nombre d'activités différentes (voir encadré 2.1), qui nécessitent une bonne organisation et une répartition claire des responsabilités.

Les meilleures pratiques concernant la sécurité dans les mines de charbon consistent, d'une part, à empêcher autant que possible la formation de mélanges inflammables pour réduire les risques d'explosion et, d'autre part, à isoler les mélanges explosifs des sources d'inflammation.

Il est par ailleurs essentiel de bien maîtriser la dilution, la dispersion et la distribution des gaz inflammables dans les mines de charbon, afin de diminuer le plus possible la quantité de combustible risquant de prendre feu. Ce risque peut être minimisé de différentes façons : abaissement de la concentration de gaz inflammables dans l'air de ventilation, ventilation des machines d'abattage, évacuation du gaz des chantiers d'abattage et, le cas échéant, récupération du gaz par des forages ou des galeries de captage avant qu'il ne puisse pénétrer dans les voies d'aérage.

Encadré 2.1 Mesures et procédures habituelles de contrôle du risque d'explosion dans les mines de charbon

- Utilisation d'équipement et de câbles électriques ignifugés
- Réglementation applicable aux explosifs et à leur utilisation en milieu souterrain
- Aménagement d'installations adaptées de sauvetage et de lutte contre l'incendie
- Planification, conception et mise en service de dispositifs de captage des gaz
- Réglementation applicable à l'évacuation du méthane capté
- Réglementation applicable à l'accès à la mine et à ses différents ouvrages
- Interdiction de certaines activités illégales (comme le tabagisme) dans les souterrains
- Inspection des ouvrages souterrains
- Fourniture de matériaux antistatiques
- Réglementation applicable aux activités d'extraction
- Utilisation et entretien des installations mécaniques et électriques
- Mesures interdisant l'utilisation de matériel non adapté
- Contrôle des opérations mécaniques et électriques
- Interdiction de substances fumigènes dans les souterrains
- Plan de gestion des émissions de gaz
- Plan de gestion des explosions
- Planification de l'aérage
- Réglementation applicable aux systèmes d'aérage de la mine
- Surveillance et mesure de la concentration de méthane
- Utilisation de systèmes d'aérage secondaire
- Dégazage des couches de charbon supérieures par une séquence d'extraction appropriée
- Dégazage des fronts de taille
- Mesures prises pour éviter l'inflammation par frottement
- Utilisation de coupe-feu
- Fourniture de détecteurs de méthane
- Qualifications des mineurs
- Formation à la sécurité
- Aménagement de structures de séparation permettant d'éviter les explosions
- Mise en place d'une signalétique de sécurité

La diminution des risques d'explosion repose sur les principes suivants :

- Le cas échéant, éviter la formation de mélanges de gaz explosifs (par exemple en utilisant des méthodes très efficaces de captage du méthane

ou en faisant varier le débit d'aérage pour prévenir ou disperser les nappes de méthane) ;

- Si la formation de mélanges explosifs est inévitable, réduire le volume de ces mélanges (en abaissant rapidement la concentration de méthane grâce à une dilution de ce dernier dans l'air de ventilation) ;
- Isoler les mélanges explosifs dont la formation est inévitable des sources d'inflammabilité (en utilisant un système d'aérage au front de taille spécialement conçu pour éviter l'accumulation de gaz à proximité de moteurs électriques ou en évitant l'emploi de matériel électrique dans les galeries de retour d'air, pour les exploitations en longue taille) ;
- Éviter autant que possible les sources d'inflammation (appareils électriques dangereux, flammes nues, cigarettes) ;
- Contrôler les émissions provenant de zones fermées de la mine grâce à des méthodes de captage permettant de conserver une certaine pureté des gaz et extraction du gaz en fonction des fluctuations de la pression atmosphérique.

2.4 Principes de réglementation et de gestion

Règles de sécurité

Des règles de sécurité efficaces doivent se traduire par des directives cohérentes et claires au secteur minier, sous l'égide d'une autorité compétente en la matière, avec une définition claire et distincte des fonctions et des responsabilités, ces dernières ne devant pas créer de chevauchements avec les prérogatives d'autres autorités.

Aussi exhaustives que puissent être les règles de sécurité dans les mines de charbon, elles ne garantissent en aucun cas une sécurité absolue. Pour être efficace, la réglementation doit être comprise, mise en œuvre et son application vérifiée par des inspecteurs, la direction, du personnel de contrôle et les mineurs eux-mêmes. Une gestion préventive et ascendante des risques et des responsabilités est essentielle à la prévention des accidents liés au méthane. Les États et l'industrie charbonnière ne peuvent anticiper les situations que s'ils comprennent les principes sous-jacents des émissions de gaz et les procédures permettant de les contrôler. La réussite de tout programme de sécurité passe par la formation et

la diffusion de connaissances, ainsi que par un accès facilité à des rapports objectifs sur des incidents liés au gaz et sur leurs causes. La gestion de la sécurité et la formation à cette dernière doivent inclure les salariés des entreprises minières, mais aussi les entreprises sous-traitantes.

Surveillance du respect de la réglementation

Pour être efficaces, les inspecteurs mandatés par les pouvoirs publics doivent vérifier que les conditions de sécurité dans les mines sont bien respectées en procédant à des inspections souterraines détaillées, en fournissant des conseils avisés aux exploitants de mines, en examinant l'efficacité de la réglementation et en veillant au respect de cette dernière, en collaboration avec les exploitants, de façon à corriger toute erreur et à pénaliser celles et ceux qui passeraient outre les règles de sécurité et mettraient des vies en danger.

L'efficacité des systèmes de sécurité et de réglementation s'étend aussi aux personnes qui risquent d'être les plus touchées par une défaillance dans la maîtrise du méthane, c'est-à-dire les mineurs eux-mêmes. Tous les incidents, y compris lorsqu'ils sont évités de peu, devraient faire l'objet d'une enquête et être signalés de manière transparente pour progresser en matière de sécurité. Cette approche est appliquée le plus efficacement dans la plupart des organisations où les travailleurs ne sont pas pénalisés lorsqu'ils rendent compte de problèmes de santé et de sécurité, c'est-à-dire où règne une culture de responsabilité. Pour assurer une gestion des risques aussi efficace que possible au sein de l'entreprise, l'accent doit être placé sur la prévention des accidents et des incidents plutôt que sur les sanctions après la survenue d'accidents.

Les autorités de réglementation et les exploitants des mines ne sont pas les seuls responsables de l'efficacité de la gestion des risques pour la santé et pour la sécurité ; cette gestion doit aussi englober les mineurs à égalité avec les autres participants. Comme souligné dans la *Convention (n° 176) sur la sécurité et la santé dans les mines, 1995*, de l'Organisation internationale du Travail, et le *Recueil de directives pratiques sur la sécurité et la santé dans les mines de charbon souterraines*, publié par le Bureau international du Travail (BIT, 2006), les mineurs ont le droit de travailler

dans un environnement sécurisé, de participer à l'élaboration et la mise en œuvre de mesures relatives à la sécurité et à la santé et doivent pouvoir signaler des risques d'accident sans avoir à craindre de sanctions. En outre, en tant que partenaires dans l'élaboration des règles de sécurité au travail, ils doivent œuvrer à l'élaboration de bonnes pratiques dans ce domaine, mais aussi veiller à la sécurité dans la mine.

Concentrations admissibles de méthane en vue de garantir la sécurité au travail

Les réglementations normatives doivent être utilisées avec parcimonie, car elles freinent l'innovation, inhibent l'appréciation professionnelle, créent un faux sentiment de sécurité et servent souvent de couverture à de mauvaises décisions. Elles sont néanmoins justifiées par certains impératifs physiques, comme les paramètres d'inflammabilité du méthane de houille dans l'air. Tous les pays miniers fixent une concentration maximale admise de méthane ou de gaz inflammable à ne pas dépasser dans les voies d'aération. Les limites obligatoires peuvent varier en fonction de la zone concernée dans la mine, de l'activité qui s'y déroule et du risque d'atteinte du niveau d'explosion ; les pays fixent également des concentrations minimales différentes pour le transport et la valorisation du méthane, afin de réduire au minimum le risque de coups de grisou (tableau 2.1).

Les seuils d'intervention précis pour les différentes concentrations ne suffisent pas, en eux-mêmes, à assurer la sécurité dans les mines. Il est en effet tout aussi important de repérer les sites où les concentrations sont mesurées, d'examiner les procédures à mettre en œuvre pour effectuer ces mesures ainsi que la suite donnée à ces mesures. Dans les pays industrialisés, la législation minière est généralement axée sur les efforts de surveillance et de contrôle, en fonction de la dangerosité prévue.

Sécurité du transport et de la valorisation du méthane

Le transport et la valorisation de mélanges explosifs de gaz sont dangereux en raison des risques de propagation de l'explosion dans les chantiers de la mine. Les réglementations nationales sur la sécurité dans les mines divergent sur la concentration minimale

Tableau 2.1 Exemples de limites obligatoires et recommandées de concentration en méthane inflammable

Concentrations limites de méthane inflammable (%)	Australie	Chine	Allemagne	Inde ^h	Afrique du Sud	Royaume-Uni	États-Unis	Coefficients de sécurité ^a
Concentration maximale en dessous de laquelle l'extraction est généralement autorisée	1,25	1,0	1,0	1,25	1,4	1,25	1,0	3,6 – 5,0
Concentration maximale en dessous de laquelle le travail est autorisé dans les galeries de retour d'air	2,0 ^b	1,5 ^g	1,5	0,75	1,4	2,0 ^b	2,0 ^b	2,5 – 6,7
Concentration minimale autorisée pour l'utilisation du méthane	n.d. ^e	n.d. ⁱ	25	n.d. ^f	n.d. ^f	40	25 ^c	1,7 – 2,7
Concentration minimale autorisée pour le transport en gazoduc	n.d. ^e	n.d.	22	n.d. ^f	n.d. ^f	n.d. ^e	n.d. ^d	1,5

- a) Ces chiffres correspondent aux coefficients situés respectivement en dessous ou au-dessus de la limite inférieure (5 %) et supérieure (15 %) d'explosivité du méthane dans l'air.
- b) En l'absence d'électricité.
- c) Aux États-Unis, le dégazage fait partie de la planification des systèmes d'aéragé et il n'existe aucun règlement précis dans ce domaine.
- d) Considéré comme non problématique, étant donné que le gaz de remblai, qui présente une concentration inférieure, est généralement extrait par des puits de surface.
- e) Déterminé au niveau local.
- f) Situation rare ou inexistante.
- g) 2,5 % pour un retour d'air non déplaçable.
- h) En Inde, les normes fixant les niveaux de méthane sont énoncées dans le Règlement sur les mines de charbon (Coal Mine Regulation) de 1957, qui s'appuie sur la loi sur les mines (Mines Act) de 1952.
- i) Ministère de la protection de l'environnement de la République populaire de Chine & Administration générale responsable du contrôle de la qualité, de l'inspection et de la quarantaine de la République populaire de Chine : la norme d'émission de méthane de houille/gaz de mine (GB 21522-2008) prévoit la valorisation du méthane récupéré à 30 % de concentration ou plus, mais dans certaines conditions, des concentrations plus faibles peuvent aussi être valorisées.

de méthane considérée comme sûre pour le transport et la valorisation de ce gaz ; cette concentration varie en effet de 25 % à 40 % selon les pays. Un coefficient de sécurité supérieur ou égal à deux fois la limite supérieure d'explosivité (c'est-à-dire correspondant à une concentration de méthane supérieure ou égale à 30 %) est généralement considéré comme un bon minimum⁶.

Les accidents dans des gazoducs transportant du méthane à une concentration très supérieure à sa limite supérieure d'inflammabilité n'entraînent pas d'explosion parce que le gaz est trop pur pour brûler ; dans ce cas, il est possible d'éteindre le feu au point d'interface entre le méthane et l'air par des méthodes traditionnelles de lutte contre l'incendie. En revanche, l'inflammation du méthane

⁶ Un coefficient de sécurité inférieur d'au moins 2,5 à la limite inférieure d'explosivité du méthane (c'est-à-dire inférieur à 2 % de méthane) est considéré comme recommandable en l'absence

de tout circuit électrique ; un coefficient de sécurité plus élevé doit être appliqué en présence d'un courant électrique.

à une faible concentration (comprise entre 5 % et 15 %) dans un gazoduc peut entraîner une accélération du front de flamme dans les deux directions à l'intérieur du gazoduc, d'où la formation de puissantes forces explosives et la mise en danger de l'ensemble de la mine.

Dispositifs réglementaires de réduction des risques d'inflammation

La plupart des pays miniers sont dotés d'une réglementation qui fixe la nature et les modalités d'utilisation de matériaux dans la partie souterraine de la mine, afin de réduire au minimum les risques d'inflammation. Il est cependant impossible d'éliminer toutes les sources d'inflammation.

Ainsi, l'électricité est nécessaire pour faire fonctionner le matériel d'extraction. La sécurité des systèmes électriques dépend des normes antifeu et de sécurité adoptées, de la protection des câbles et

des connecteurs, et de la rigueur des procédures d'inspection et d'entretien. En règle générale, l'utilisation du courant électrique est interdite dans certaines voies des quartiers de longue taille où des concentrations élevées de méthane risquent de se former, même si elles restent dans les limites autorisées.

Les risques d'inflammation par frottement présentés par les machines d'abattage diminuent si l'on utilise des pics coupants très aiguisés, des jets de pulvérisation correctement placés et des systèmes de ventilation des machines adaptés. Les convoyeurs peuvent aussi être sources d'inflammation en raison de la surchauffe des moteurs d'entraînements et des rouleaux. Des visites régulières d'entretien et d'inspection, ainsi que l'élimination de la poussière et des particules de charbon autour des composants chauds, permettent de réduire considérablement ce risque. Enfin, certains gestes, comme le fait d'allumer une cigarette dans la mine, sont à l'origine d'un certain nombre d'explosions.

Chapitre 3. Présence et dégagement de méthane, et prévisions d'émissions dans les mines de charbon

L'essentiel

L'écoulement de gaz dans les mines de charbon se produit naturellement, dans des conditions d'équilibre. Ce phénomène est généralement prévisible.

S'il est plus difficile de prévoir les écoulements inhabituels et les dégagements instantanés, les conditions dans lesquelles se produisent ces phénomènes sont assez bien connues. Il existe des procédures précises permettant de réduire les risques liés à ces situations, qui doivent être adoptées en présence de risques importants. La sécurité au travail dépend de la rigueur avec laquelle les méthodes de maîtrise du méthane sont mises en œuvre et leur application surveillée.

Il convient aussi de ne pas négliger l'importance d'installer des dispositifs souterrains de surveillance, pour des raisons de sécurité de fonctionnement de la mine, et de collecter et d'exploiter les données obtenues pour planifier la sécurité.

3.1 Introduction

Les exploitations charbonnières souterraines d'aujourd'hui, à forte intensité de production, sont confrontées à des écoulements de gaz toujours plus importants du fait de l'accélération du rythme d'extraction, de l'augmentation de la taille des carreaux et de l'exploitation de gisements plus profonds et à teneur potentiellement plus élevée en méthane, dans des environnements géologiques présentant une variété de sources de gaz. Les méthodes d'extraction en longue taille libèrent sensiblement plus de méthane que les méthodes d'extraction partielle, telles que l'exploitation par chambres et piliers, en raison des strates perturbées par le foudroyage. De même, la pression diminue dans les filons de charbon et les strates voisines lorsque les morts-terrains sont retirés à l'occasion d'opérations minières de surface, ce qui se traduit par une augmentation de la perméabilité et des émissions de méthane dans l'atmosphère. Le débit de gaz dans les mines de surface est fonction de la

quantité de gaz contenu dans les strates carbonifères, du rythme d'exploitation et du drainage de l'eau. Ce débit est en principe moins important en surface, mais des volumes significatifs de gaz peuvent cependant être libérés au fil du temps. Il est donc essentiel de bien connaître la présence de gaz, les caractéristiques de son écoulement et les prévisions d'émissions dans la mine en fonction du rythme de production, afin d'assurer la sécurité des personnes, de planifier la production, d'aménager des systèmes d'aéragé, de valoriser le méthane et de contrôler les émissions de gaz à effet de serre. D'autres facteurs ont une incidence sur la production de méthane, notamment la configuration de la mine, sa géologie, et le mode d'exploitation.

3.2 Présence de méthane dans les gisements de charbon

Le gaz présent à l'état naturel dans les gisements de charbon est principalement du méthane (avec une concentration généralement comprise entre 80 % et 95 %) et des proportions plus modestes d'hydrocarbure gazeux, d'azote et de dioxyde de carbone. Ce mélange de méthane, de vapeur d'eau, d'air et de produits d'oxydation que l'on rencontre dans les mines de charbon est généralement appelé « gaz de mine ».

Le méthane des gisements de charbon est le résultat d'un certain nombre de réactions chimiques qui se sont produites au moment de la formation du charbon dans le sous-sol. Des débris végétaux, comme ceux que l'on trouve dans les marécages, se transforment lentement, passant de l'état de tourbe ou déchets organiques à l'état de charbon, lorsqu'ils sont enterrés à une profondeur suffisante et sur une période suffisamment longue : c'est le processus d'houillification. Plus la température, la pression et la durée de l'enfouissement du charbon sont élevées, plus la maturation géologique du charbon est longue (et le charbon de rang élevé) et plus la quantité de gaz générée est importante. Une quantité bien plus importante de gaz a été produite au

moment de la houillification qu'il n'en reste aujourd'hui dans les veines charbonneuses. En effet, ce gaz a été en partie rejeté dans l'atmosphère, dilué dans la nappe aquifère ou il a migré vers les structures et les espaces poreux entourant la roche, où il s'est retrouvé piégé. Ce gaz peut s'être accumulé dans des strates poreuses adjacentes, comme le grès, ou avoir été adsorbé par le schiste organique. Ces roches-réservoirs peuvent être à l'origine d'importants dégagements de gaz dans les mines lorsque les couches gazéifères sont entourées de strates imperméables et qu'elles restent donc intactes puisque non exploitées. Le méthane est présent à une concentration beaucoup plus élevée dans le charbon que dans d'autres types de roches en raison du phénomène d'adsorption, qui permet aux molécules de méthane de s'accumuler dans le charbon à une densité proche de celle d'un liquide. Souvent, la teneur en méthane augmente avec la profondeur de la veine de charbon et, par conséquent, la qualité du charbon. Le rapport teneur en gaz-profondeur du gisement varie d'un terrain carbonifère à un autre ; il reflète l'histoire géologique du bassin dans lequel s'est formée la houille. Dans certains bassins, la teneur en méthane augmente avec la profondeur, atteint un maximum, puis décroît à nouveau au-delà d'un certain niveau.

3.3 L'écoulement de gaz

Le gaz de mine produit et stocké naturellement dans la houille et les strates qui l'entourent est donc libéré lorsque les veines de charbon subissent des perturbations liées à l'activité minière. La quantité de gaz libérée et la vitesse de son écoulement dépendent de la quantité initiale présente dans la houille (teneur en gaz), de la répartition et de l'épaisseur des gisements concernés, de la solidité des strates houillères, de la disposition des chantiers d'abattage, du rythme d'extraction et de la perméabilité du gisement. L'écoulement gazeux varie toutefois proportionnellement au degré de perturbation des strates par l'activité minière. Par conséquent, dans un contexte géologique donné, le volume de gaz libéré par les activités minières augmente de façon proportionnelle au rythme d'extraction.

Dans certains cas, toutefois, des dégagements rapides de gaz, avec ou sans houille, peuvent aussi se produire. Certains gisements contiennent, en plus du méthane, des quantités importantes de dioxyde de carbone

adsorbées par la roche. Dans des conditions propices à des dégagements gazeux, la présence de dioxyde de carbone est susceptible de réduire la teneur *in situ* en gaz à laquelle un dégagement peut survenir en deçà de celle d'un gisement contenant exclusivement du méthane. Par conséquent, la teneur des deux gaz doit être mesurée afin de déterminer s'il est intéressant de procéder à un captage en amont.

Des études européennes (Creedy *et al.*, avril 1997) ont montré que du gaz est libéré par les voûtes ou les zones de perturbations ne subissant plus de contraintes mécaniques. Ces nappes de gaz se forment sur une longueur généralement comprise entre 160 m et 200 m dans la couronne de la longue taille, et comprise entre 40 m et 70 m sous le plancher. La figure 3.1 est un modèle en plâtre qui montre l'affaissement du matériau sus-jacent après excavation. Cette modélisation est utile parce qu'elle permet de visualiser la zone ne subissant plus de contraintes et la hauteur, au-dessus de la voûte, à laquelle se décollent les bancs. Elle montre les endroits où apparaissent des fissures ou d'autres manifestations d'un relâchement des contraintes sur les strates, ce qui augmente la perméabilité de la roche et crée des voies favorisant le déplacement de gaz. Divers théories et modèles empiriques ont été élaborés pour expliquer ce processus.

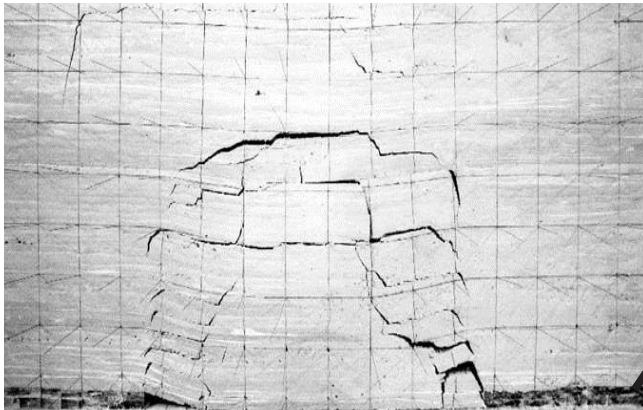
Par ailleurs, l'exploitation crée aussi des affaissements à la surface. Si toutes les couches situées entre le chantier et la surface sont perturbées par l'extraction, seul le gaz présent dans une voûte affaissée pénètre dans les chantiers. Le gaz qui n'est pas émis par des activités d'extraction normales est susceptible d'être récupéré par des forages de surface et des excavations de faible profondeur. Toutefois, le forage ou l'excavation peuvent aussi servir de voie de passage à du gaz non capté, ce qui crée des risques à la surface et dans le sous-sol.

3.4 Caractère grisouteux des mines

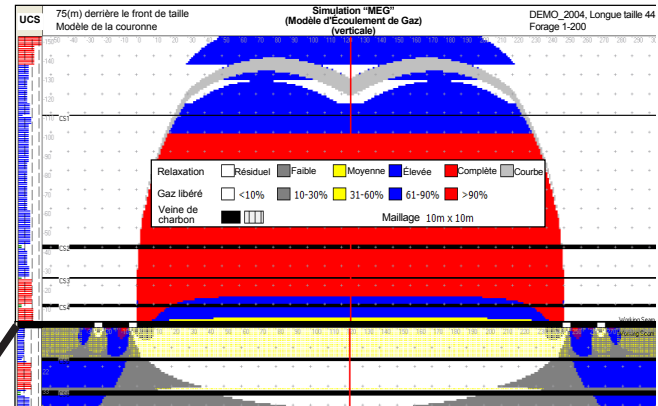
Le caractère grisouteux d'une mine ou d'un quartier de longue taille est généralement mesuré par les émissions « spécifiques » (ou « relatives ») de gaz. Cette mesure fait appel aux mêmes unités que la teneur en gaz (nombre de mètres cubes de méthane émis par tonne de charbon produite (m³/t)), mais sa conception est toute différente⁷.

⁷ La teneur en gaz du charbon est traitée dans la section 3.6.

Figure 3.1 Modèle représentant la section d'un front de longue taille avec fissuration des strates due à l'excavation, avec formation de remblai et modèle montrant l'allègement des contraintes exercées sur les strates



(D'après Gaskell, 1989)



(Reproduit avec l'aimable autorisation de Lunagas Pty Limited)

Les émissions spécifiques correspondent en effet au rapport entre le volume total de méthane libéré par toutes les sources d'émission et la masse totale de charbon extraite sur une période donnée, une semaine ou davantage. En d'autres termes, il s'agit du nombre de mètres cubes (m^3) de méthane émis par tonne (t) de charbon extrait sur la période considérée. Le gaz émis (et mesuré) provient non seulement du minerai extrait, mais aussi des couches subissant une perturbation et des affaissements de la voûte provoqués par les activités d'extraction. En règle générale, on considère comme grisouteuses les mines dont les émissions spécifiques dépassent $10 m^3/t$. Dans certains pays comme le Royaume-Uni et les États-Unis, des mines enregistrent des émissions de $50 m^3/t$ à $100 m^3/t$, mais ces niveaux sont exceptionnels (Kissell *et al.*, 1973).

3.5 Comprendre les caractéristiques des émissions de gaz dans les mines

Le dégagement de gaz dans les mines atteint un débit de pointe dans les voies de retour d'air des chantiers durant le cycle d'abatage, sur le front de taille, puis lors du foudroyage, avec l'avancement du chantier. Des statistiques ont montré que ce débit de pointe dépassait de 50 % le débit moyen (Creedy *et al.*, avril 1997). Les méthodes de prévision généralement utilisées et développées en Europe utilisent cette relation pour estimer le volume d'air nécessaire pour diluer le gaz, conformément à la réglementation en vigueur.

Si le volume de gaz libéré par l'activité d'extraction à partir des couches carbonifères et des couches voisines diminue avec le temps, l'exploitation en continue multiplie les sources d'émission. Les émissions résultantes correspondent donc à la somme de toutes les sources d'émission, sur la durée. Par conséquent, les émissions spécifiques (c'est-à-dire la quantité de gaz émis par tonne de charbon extraite) peuvent augmenter, avec le temps, sur la durée d'exploitation d'une longue taille. Lorsque l'extraction s'arrête, le gaz continue de se désorber du charbon et d'affluer depuis les couches non carbonifères, mais à débit plus faible. Lorsque l'extraction s'interrompt pendant quelques jours, les émissions gazeuses sont plus basses à la reprise de l'exploitation qu'elles ne l'auraient été en cas d'exploitation continue.

La plupart des calculs empiriques sur les émissions se fondent sur une extraction continue et des émissions uniformes. Si cette démarche répond à la plupart des besoins de planification, les exploitants de mines doivent également tenir compte d'autres facteurs, moins prévisibles. Il est donc indispensable de réduire la probabilité d'accidents graves grâce à des méthodes de contrôle des risques. Ainsi, des dégagements soudains de gaz et de minerai (et parfois même de roche non carbonifère) provenant de la veine exploitée sont possibles dans les mines présentant une forte teneur en gaz, un minerai peu perméable ou une structure géologique comportant des failles ou des zones de cisaillement qui affaiblissent localement

le filon. Les principaux facteurs géologiques et miniers à l'origine de dégagements instantanés sont souvent connus, mais leur incidence réelle ne peut pas être prédite avec certitude. Pour résoudre ce problème, les dirigeants des exploitations minières mettront en place des procédures rigoureuses de prévention et de maîtrise des dégagements. Ces procédures passent en général par l'abaissement de la teneur en gaz du minerai en dessous d'un volume critique grâce au captage du gaz effectué avant l'extraction. Ce processus est parfois facilité par le creusement d'un filon adjacent pour alléger les contraintes mécaniques, augmenter la perméabilité de la veine grisouteuse et faciliter ainsi le captage du méthane.

Des émissions instantanées de gaz peuvent se produire à partir du sol d'un quartier en longue taille, soit au niveau du front de taille, soit des voies situées à proximité de ce dernier, notamment en cas de soufflage du mur. Ce type d'émission est surtout probable en présence d'un sol composé d'une importante strate de grès et d'une autre veine de charbon située entre 40 m et 60 m plus bas. Les prévisions concernant ce type de dégagement étant difficiles, il est possible de prévenir le phénomène en procédant à une série de forages réguliers dans le sol pour éviter l'accumulation de gaz.

Les émissions et les dégagements soudains (« coups de grisou ») peuvent entraîner des dommages considérables, mais aussi des accidents, mortels ou non. Si le mélange air-méthane atteint son domaine d'inflammabilité, la moindre étincelle créée par le contact entre la roche et le métal des machines d'abattage peut enflammer le gaz.

L'extraction du minerai peut parfois aussi créer des perturbations au niveau des réservoirs de gaz naturel, ce qui entraîne des émissions beaucoup plus élevées que celles que l'on peut attendre de sources carbonifères uniquement. Ces réservoirs peuvent se trouver entre deux veines de charbon du gisement, mais ne libérer le gaz qu'au moment des activités d'extraction parce que certains processus géologiques ont obstrué ou isolé les voies de migration du gaz. Il est difficile de repérer ce type de situations avant les activités d'extraction, mais la vigilance doit être de mise et il appartient aux exploitants de comparer les mesures effectuées aux prévisions. Il convient de ne pas négliger non plus l'importance d'installer des dispositifs souterrains de surveillance pour veiller à la sécurité de

fonctionnement de la mine, mais aussi de collecter et d'exploiter les données obtenues pour la planification de la sécurité. Une exploration complémentaire est indispensable en cas de développement ou d'extension d'une mine dans une zone connue pour ses émissions importantes et inattendues de méthane.

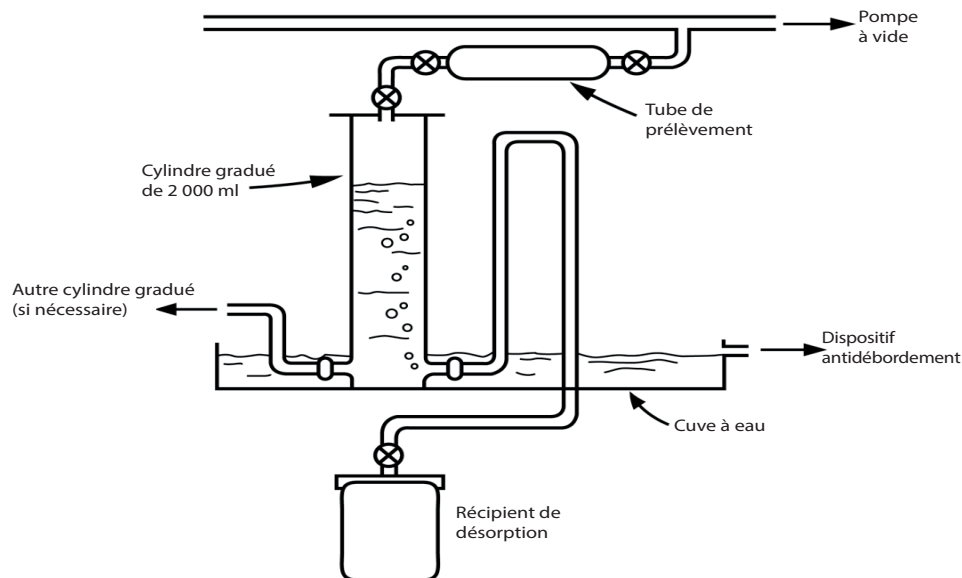
3.6 Mesure de la teneur en gaz du charbon en place

Pour prévoir des systèmes de captage de gaz et d'aérage sûrs, il faut connaître la quantité de gaz adsorbé dans le minerai et, dans une moindre mesure, la quantité de gaz présent à l'état comprimé dans les espaces poreux plus importants. La teneur en gaz est le volume de gaz par unité de masse de charbon en place (m^3/t). Cette valeur ne doit pas être confondue avec les émissions spécifiques⁸. En règle générale, pour mesurer la teneur en gaz, on prélève un échantillon de charbon aussi frais que possible que l'on place dans un récipient étanche. L'échantillon est conservé à une température proche de celle du réservoir pendant la durée de désorption du gaz. Ce débit de désorption du gaz contenu dans l'échantillon permet d'estimer la quantité de gaz qui s'est déjà dissipé avant le prélèvement de l'échantillon. La figure 3.2 présente le principe d'un appareil de collecte et de mesure de la désorption du gaz contenu dans un échantillon de charbon. Le récipient est ouvert à intervalles réguliers : le gaz circule et passe dans un cylindre où son volume est mesuré. La composition du gaz peut ensuite être analysée chimiquement par prélèvement d'un échantillon. La quantité de gaz résiduel dans l'échantillon de charbon après le test est mesurée par écrasement du minerai. Le dispositif du Bureau des Mines des États-Unis (USBM – U.S. Bureau of Mines) est le plus répandu pour effectuer ce type de mesure et nécessite de sept jours à plusieurs semaines pour parvenir à un résultat (Diamond et Levine, 1981)⁹. D'autres mesures de la désorption

⁸ Rapport entre le volume de gaz émis par les activités d'extraction et la masse de minerai extraite.

⁹ Le Bureau des mines des États-Unis (USBM) a été la première agence gouvernementale américaine à réaliser des recherches scientifiques sur l'exploitation du charbon et des minerais, métalliques ou non. Le Bureau a cessé ses activités en 1995 et ses activités ont été transférées à d'autres agences gouvernementales. Le Health & Safety Research Program est ainsi devenu Office of Mine Safety Health & Research, au sein du National Institute of Occupational Safety & Health (Institut national de la santé et de la sécurité au travail), un département des Centers for Disease Control & Prevention (Centres américains pour le contrôle et la prévention des maladies).

Figure 3.2 Dispositif de mesure de la teneur en gaz (système australien)



(D'après Diamond & Schatzel, 1998)

ont été mises au point en Europe et en Australie, afin de disposer plus rapidement de résultats et de répondre aux besoins opérationnels de l'industrie extractive (Janas et Opahle, 1986). En outre, des méthodes de mesure de la pression partielle et des méthodes statistiques ont également été élaborées pour les charbons à faible perméabilité (Creedy, 1986). Comme les gisements houillers comprennent des matières minérales et pas uniquement du charbon (l'adsorption du gaz se fait principalement sur des substances organiques), le calcul de la teneur en gaz ne tient généralement pas compte de la production de cendres. Les composants gazeux sont parfois aussi mesurés séparément : dans la plupart des cas ; le plus souvent le méthane est le gaz dominant dans le mélange. La teneur en méthane des gisements de charbon dans la nature varie de l'état de trace à 30 m³/t environ.

3.7 Estimation pratique de l'écoulement de gaz dans les mines de charbon

Des modèles théoriques rigoureux de simulation de l'écoulement de gaz ont été élaborés par des universités et des instituts de recherche. Pour des raisons pratiques, les mines font généralement appel à des modèles dont la fiabilité n'est plus à démontrer et qui tiennent compte des connaissances et des savoir-faire locaux. Ces modèles nécessitent la saisie de certains paramètres : teneur en gaz de la couche,

propriétés mécaniques des strates rocheuses et carbonifères, configuration de l'exploitation et rythme d'extraction. L'utilisateur peut créer son propre modèle à partir d'informations publiques ou faire appel à un logiciel commercial. Les estimations d'écoulement sont calculées en valeur relative, c'est-à-dire en mètres cubes de gaz libéré par tonne de charbon extrait (émissions spécifiques en m³/t) ou en valeur absolue, c'est-à-dire en débit à l'état d'équilibre, en mètres cubes par minute (m³/mn) ou en litres par seconde (l/s).

Ces modèles permettent de prévoir les effets d'une augmentation du rythme d'extraction sur l'écoulement de gaz. Ils anticipent aussi l'écoulement maximal de gaz pouvant être maîtrisé et l'extraction maximale qui y est associée, affectée par les paramètres suivants :

- Limite réglementaire de la teneur en gaz inflammable des voies de retour d'air dans les chantiers en longue taille ;
- Volume d'air de ventilation disponible et volume d'air pouvant être déplacé entre les différents chantiers. Le volume d'air alimentant un chantier en longue taille dépend du nombre de voies, de la configuration de la ventilation du chantier et du débit maximal acceptable pour le confort des mineurs ;
- Quantité de gaz pouvant être capté, le cas échéant.

Chapitre 4. Systèmes d'aérage

L'essentiel

Les systèmes d'aérage sont des composants essentiels de l'activité minière chargés d'éliminer efficacement le méthane sur les chantiers. Ils remplissent trois fonctions différentes : 1) fournir de l'air frais et respirable aux mineurs ; 2) contrôler la température de l'air et de l'humidité dans la mine ; 3) diluer ou éliminer de façon efficace les gaz dangereux et les poussières inhalables.

Les améliorations du système de captage du méthane sont une solution souvent plus rapide et plus économique aux problèmes de gaz minier que le simple fait d'augmenter l'apport d'air dans la mine.

4.1 Les défis de la ventilation dans les mines

La difficulté de ventiler la mine peut constituer un frein à l'exploitation charbonnière. En effet, le rythme d'extraction maximal pouvant être atteint en toute sécurité sur un front d'abattage grisouteux est fonction à la fois de la capacité du système d'aérage à diluer les polluants et de l'efficacité du système de dégazage.

L'aérage est le principal moyen de diluer et de disperser les gaz dangereux dans les voies des mines souterraines. Le débit et les volumes d'air déplacés sont optimisés pour garantir une réduction des gaz, des poussières, mais aussi une baisse de la température. Plus on apporte d'air frais sur le front d'abattage, plus il est facile de maintenir la teneur des gaz dégagés à une faible concentration. Ce processus de dilution est intrinsèquement limité par la quantité d'air disponible dans la mine et par le débit maximal d'air tolérable.

La pression de l'air de ventilation est proportionnelle au carré du volume d'air. Une hausse modeste du volume d'air nécessite donc une augmentation conséquente de la pression, ce qui entraîne des fuites plus importantes par les remblais et les sas d'aérage. Des fuites excessives dans les remblais risquent aussi d'augmenter le risque de combustion spontanée du gaz que contiennent ces derniers et d'endommager les systèmes de captage.

Le volume d'air nécessaire pour ventiler les chantiers souterrains et le niveau autorisé de polluants sont

souvent fixés par les autorités locales. Un système d'aérage conçu uniquement pour répondre aux valeurs minimales légales de la circulation ou du débit d'air ne suffit pas toujours à préserver un environnement sain et satisfaisant dans une mine en activité. C'est la raison pour laquelle les spécifications des systèmes d'aérage doivent tenir compte des valeurs maximales prévues de polluants.

Dans les spécifications des systèmes d'aérage, le méthane est considéré comme le principal polluant et le gaz le plus dangereux. Si le système retenu est capable d'évacuer ou de contrôler le principal polluant de façon satisfaisante, on part du principe que les polluants moins importants seront eux aussi correctement contrôlés ou évacués, dans le même temps.

4.2 Principales caractéristiques des systèmes d'aérage

En règle générale, l'air est extrait (aspiré) de la mine par des ventilateurs d'extraction situés en surface. Par conséquent, la pression de l'air dans la mine est inférieure à la pression atmosphérique. En cas de panne d'un ventilateur, la pression augmente dans la mine, ce qui empêche la libération instantanée de gaz sur les chantiers.

Une mine plus profonde et étendue peut nécessiter un système d'aérage plus complexe. Cependant, ce surcroît de complexité risque de se traduire par une propension plus élevée aux fuites, par le biais de portes communicantes entre les voies d'entrée et de retour d'air dans la mine. C'est pourquoi les mines complexes et de grandes dimensions disposent de quantités limitées d'air frais pour ventiler les galeries en cul-de-sac et les fronts d'abattage, qui nécessitent des conduits de ventilation secondaire. En tout état de cause, il convient de fournir une quantité d'air suffisante pour assurer une ventilation en parallèle, et non successive, des galeries, faute de quoi le gaz libéré dans une galerie risque de se propager rapidement à la galerie suivante. Si, malgré tout, l'aérage se fait de façon successive dans les galeries, la meilleure solution consiste à veiller à ce que l'alimentation électrique soit coupée sur tous les chantiers situés en aval du quartier

où la concentration en méthane a dépassé la valeur maximale réglementaire.

Les normes d'aéragé sont dynamiques. En effet, l'air de ventilation nécessaire augmente avec l'intensité de l'activité d'extraction et le volume des zones à ventiler ; dans certains cas, il devient nécessaire d'installer des puits d'aéragé supplémentaires, de remplacer les ventilateurs ou d'élargir les voies d'aéragé existantes.

Des logiciels commerciaux permettent de créer des modèles de réseaux d'aéragé. Il convient de mesurer régulièrement la pression et le débit de l'air afin de calibrer ces modèles et de surveiller les performances du système au fur et à mesure des modifications qui lui sont apportées.

Lorsque cela est possible, le système de ventilation doit être conçu de façon à obtenir un équilibre naturel entre les différentes zones ventilées. Ainsi, l'installation de dispositifs de contrôle du flux, par exemple des sas d'aéragé, devient moins nécessaire. L'ouverture et la fermeture de ces sas pour permettre le passage du personnel a en effet un impact important sur les débits de la zone considérée (entrées).

Par ailleurs, le(s) ventilateur(s) de surface doi(ven)t répondre aux normes de ventilation. Ils peuvent généralement être réglés pour répondre à ces normes sans pour autant que leur stabilité aérodynamique soit compromise. Les ventilateurs de surface anciens, installés dans

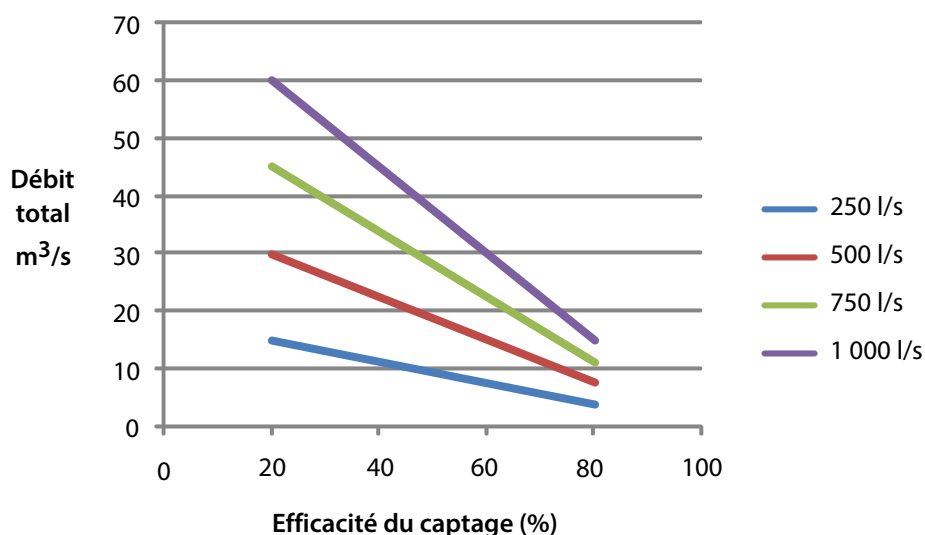
certaines exploitations âgées, fonctionnent souvent à leurs capacités maximales. Dans ce cas, le seul moyen d'augmenter l'apport d'air frais dans les parties les plus éloignées de la mine est d'améliorer le circuit d'aéragé.

4.3 Ventilation de fronts de taille grisouteux

La quantité de gaz, de poussière et de chaleur qui se dégage d'un chantier dépend de la configuration du système d'aéragé et de son efficacité. Les risques sont surtout importants dans les chantiers dont la veine a été partiellement ou totalement exploitée (selon la méthode de la longue taille ou des chambres et piliers) et dont l'accès n'est plus sécurisé (remblai). Toutes les opérations de valorisation du gaz dans d'anciens chantiers se font dans des zones désaffectées où l'air est pauvre en oxygène et où peuvent s'accumuler du méthane et d'autres gaz dangereux. Le méthane présent sur ces sites correspond au résidu non dégazé pendant l'extraction et au gaz qui continue de se dégager du charbon de remblai.

Au niveau du contrôle de la ventilation, le méthane est traité de l'une des deux façons suivantes. Première solution : le gaz intègre la circulation d'air de la mine, sous réserve que l'air qui circule dans les voies d'aéragé ait un débit suffisant pour le ramener, par dilution, sous la limite maximale de concentration (fig. 4.1). À titre d'exemple, un système d'aéragé en U

Figure 4.1 Débit nécessaire pour la dilution à 2 % du méthane, débits de pointe pris en compte, exploitation en longue taille



(Reproduit avec l'aimable autorisation de Syndicatum Sustainable Resources)

en longue taille, comme celui qui est représenté à la figure 4.2, est en mesure de récupérer un débit total de méthane de 800 l/s (48 m³/mn)¹⁰. La meilleure solution est toutefois un système à entrées d'air multiples en longue taille : il permet de récupérer 70 % de méthane pur à un débit de 5 333 l/s (320 m³/mn), soit six fois plus que la solution précédente^{11, 12}.

Deuxième solution : lorsque la propension à la combustion spontanée du gaz ou la configuration des couches le permettent, une partie du gaz peut être déviée vers une voie de décharge, derrière le front, ou traverser plusieurs remblais désaffectés pour déboucher vers les principales voies de sortie d'air ou vers un puits de décharge (voie verticale d'évacuation de l'air chargé de gaz en provenance des quartiers, une solution fréquemment utilisée aux États-Unis). L'efficacité de ces systèmes de décharge dépend de la répartition de la pression de l'air dans les chantiers, qui est réglée au moyen de systèmes d'obstruction partielle (portes régulatrices) dans les voies d'aéragage. Dans certains pays, la concentration de méthane dans les voies de décharge ne doit pas dépasser 2 % en raison du risque d'explosion.

La quantité d'air qui peut circuler sur un front d'abattage est limitée, pour ne pas rendre les conditions de travail

¹⁰ Voies d'entrée et de retour d'air uniques, 2 % de méthane au maximum et débit de 30 m³/s.

¹¹ Voies d'entrée multiples, 2 % de méthane au maximum et débit de 120 m³/s.

¹² Les deux solutions présentées sont en mesure de gérer un débit de pointe supérieur de 50 % au débit moyen.

insupportables à cause du soulèvement de particules de poussière qu'entraînerait un courant d'air trop important. Compte tenu de ces limites, l'aéragage se limite généralement au système conventionnel en U (voir fig. 4.2). Lorsque le débit est insuffisant pour diluer le gaz qui se dégage du chantier, il est possible d'apporter de l'air supplémentaire par l'adoption de configurations telles que celle dite « à trois sorties » ou « en Y », représentées à la figure 4.3. Ces systèmes d'aéragage nécessitent toutefois des investissements plus importants : aménagement d'une voie supplémentaire le long du bord du remblai (arête de remblai) et renforcement des voies ouvertes dans l'arrière-taille. Dans les figures 4.2 et 4.3, les flèches épaisses de couleur bleue correspondent au sens de l'extraction, les flèches fines bleues à l'entrée d'air et les flèches rouges à l'évacuation de ce dernier.

Quel que soit le système utilisé ou la configuration du chantier, un volume suffisant d'air frais doit parvenir jusqu'à la machine d'abattage afin de diluer le gaz qui se dégage sur le front de taille (c'est-à-dire qui est libéré par la veine après le captage en amont, le cas échéant) et les voies de retour (à l'angle de la voie de tête) de longue taille en fonction des limites réglementaires locales. La configuration choisie doit permettre un aéragage de bonne qualité aux emplacements où les forages sont le plus efficace. À défaut, le captage sera moins performant, la demande d'air de ventilation plus importante et l'extraction de charbon réduite.

La maîtrise du gaz et l'accès au forage et à la régulation des puits de captage transversaux sont

Figure 4.2 Système d'aéragage conventionnel de type U

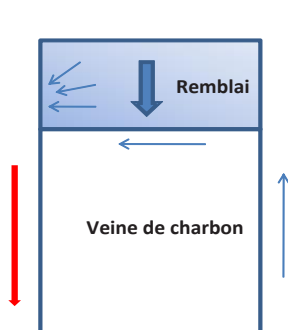
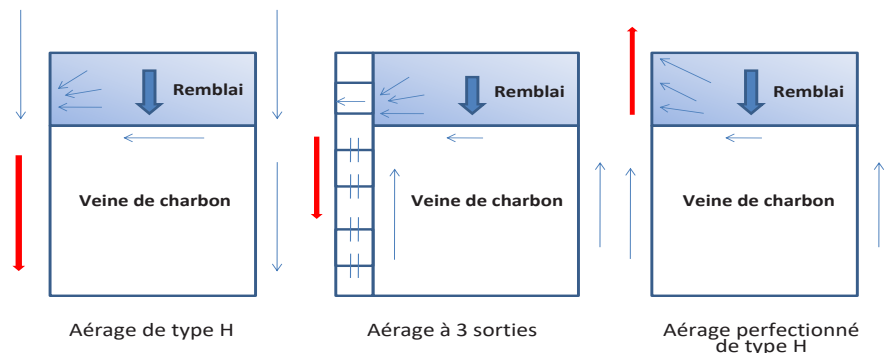


Figure 4.3 Dispositifs d'aéragage dans les fronts de taille longs et grisouteux



Exploitation intensive en longue taille dans des couches très grisouteuses – Allemagne

Situation : Le débit maximal autorisé de l'air, de 25 m³/s sur le front d'abattage, ne parviendrait à diluer un débit de gaz de 0,37 m³/s (22,2 m³/mn) seulement, bien que l'autorité de tutelle ait accepté de relever la concentration maximale autorisée de méthane de 1,0 % à 1,5 % (soit une réduction du coefficient de sécurité de 5,0 à 3,3). Le captage en amont a fait l'objet d'une évaluation et a été jugé inefficace.

Solution : Un système d'aéragé en « Y » a été conçu pour permettre l'entrée d'air à un débit de 50 m³/s, ce dernier venant s'ajouter aux 25 m³/s traversant le front d'abattage ; le courant d'air ainsi créé passe derrière le front d'abattage et dilue le méthane produit par ce dernier et par le remblai. Des forages transversaux ont donc été percés et reliés au système de captage pour pouvoir surveiller et régler ce dernier individuellement.

Voir l'étude de cas n° 2 pour plus d'informations.

plus simples lorsque le défilage est effectué selon la méthode chassante et non selon la méthode rabattante. Quoi qu'il en soit, la plupart du charbon extrait en longue taille dans le monde vient de fronts d'abattages défilés selon la méthode rabattante, plus rentable ; différentes configurations d'aéragé ont donc été conçues et combinées grâce à un système d'aéragé derrière le front d'abattage en Y, en H, et à une voie de retour spéciale¹³. Le système d'aéragé doit créer une différence de pression sur le front de taille, de façon à éviter la pénétration des mélanges de gaz inflammables sur le front d'abattage. Pour cela, il est possible d'installer des portes régulatrices (à obstruction partielle) sur les voies et des dispositifs spéciaux d'aéragé dans les galeries en cul-de-sac, afin de détourner le courant d'air le long du bord du remblai, derrière le front d'abattage.

4.4 Consommation d'électricité par les systèmes d'aéragé

Une augmentation modeste du volume d'air déplacé par le système d'aéragé nécessite une consommation électrique supplémentaire très importante, ce qui accroît le coût de l'aéragé. La consommation d'énergie du système d'aéragé, l'un des postes de dépenses les plus importants dans une mine, augmente avec le volume d'air déplacé (fig. 4.4). Par conséquent, la mise en place d'un système de captage ou l'amélioration de l'efficacité de ce dernier représente souvent une solution plus économique que celle qui consiste à augmenter le volume d'air déplacé, qui risque de nécessiter l'aménagement d'infrastructures majeures dans la mine.

4.5 Ventilation des fronts de taille

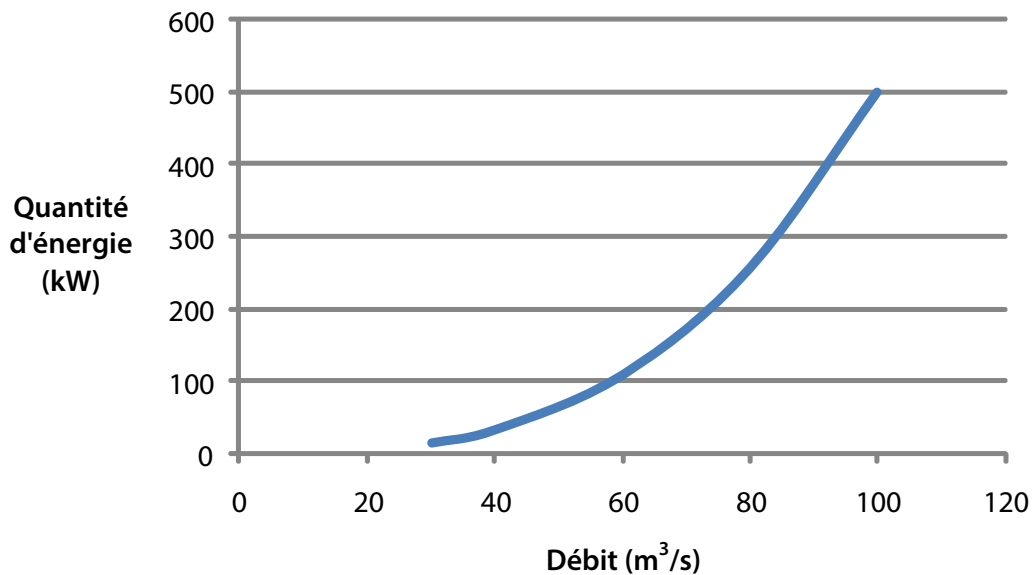
Pour maîtriser les émissions de gaz dans les galeries en cul-de-sac et les galeries en chambres et piliers, une bonne solution consiste à prévoir un aéragé secondaire et à utiliser des systèmes d'aéragé montés sur les machines d'abattage afin de diluer le méthane dès son apparition.

Les fronts de taille sont généralement aérés par un ventilateur et un conduit auxiliaire qui insufflent ou extraient l'air, voire qui associent ces deux méthodes. Toutefois, des risques peuvent apparaître rapidement en cas de défaillance de ce système d'aéragé. Une fois que le gaz s'est accumulé, la vigilance doit être de mise avant de pénétrer à nouveau sur un front de taille en cul-de-sac et de vérifier que le gaz a été éliminé. Pour diminuer les risques d'accumulation de gaz, certaines mines autorisent le redémarrage automatique des ventilateurs souterrains suite à des interruptions de courte durée, dans certaines conditions. Lorsque le méthane s'est accumulé dans une galerie à la suite d'un défaut d'aéragé, il convient de mettre en œuvre une procédure soignée de dégazage pour prévenir l'émission incontrôlée de méthane hautement concentré dans le système d'aéragé principal.

Les pannes du système d'aéragé dues à des coupures de courant, à des problèmes mécaniques ou à des conduits défectueux des ventilateurs secondaires, ont entraîné de nombreux coups de grisou graves. Une alimentation électrique redondante, ainsi que la présence de ventilateurs d'appoint en surface et dans la mine garantissent la redondance du système d'aéragé principal.

¹³ La figure 9.1 de l'étude de cas n° 1 montre le principe de cette voie de retour.

Figure 4.4 Consommation d'énergie par les systèmes d'aéragé en fonction du débit d'air



(Reproduit avec l'aimable autorisation de Sindicatum Sustainable Resources)

Réduire le risque d'explosion dans les mines à chambres et piliers – Afrique du Sud

Situation : Les sections exploitées ne peuvent pas être ventilées efficacement en raison des quantités massives d'air nécessaires et de la difficulté de les répartir uniformément. Afin d'assurer que les flux de ventilation principaux atteignent les fronts d'abattage, ces zones exploitées sont délimitées par des écrans temporaires ; le gaz s'accumule donc dans les zones enclavées derrière le front.

Solution : Diverses mesures ont été recommandées, notamment : 1) l'utilisation d'un système efficace d'aéragé auxiliaire dans les galeries d'avancement (aéragé secondaire) ; 2) la mesure et l'enregistrement réguliers des données critiques d'aéragé ; 3) l'inspection des chantiers grisouteux toutes les heures au moins ; et 4) la surveillance continue du gaz dans les galeries exploitées.

Voir l'étude de cas n° 9 pour plus d'informations.

4.6 Contrôle du débit d'air d'aéragé

Il existe deux méthodes principales de surveillance du système d'aéragé : 1) des capteurs fixes enregistrant en permanence la vitesse de l'air et transmettant cette information à la surface ; 2) des instruments portatifs calibrés permettant d'effectuer des mesures périodiques *in situ*.

La précision de la mesure continue des débits dépend de plusieurs facteurs : le placement et le calibrage des capteurs, et la section transversale de la voie, qui peut évoluer au fil du temps en raison de l'extraction. La circulation de l'air doit être surveillée de façon permanente sur les chantiers et les fronts de taille, car ces sites sont critiques aussi bien pour la sécurité que pour l'activité d'extraction.

Par ailleurs, il convient d'éviter de positionner les points de mesure à proximité d'éléments obstruant le passage, par exemple des locomotives ou d'autres véhicules, car le mouvement de ces derniers risque de fausser les mesures.

L'anémomètre portatif à hélice se prête à toutes les mesures dans la mine, y compris dans les zones d'activité dynamique, car il permet de vérifier les dimensions de la voie d'aéragé pour chaque mesure effectuée. Les dispositifs de mesure doivent être recalibrés à intervalles réguliers pour garantir leur précision.

4.7 Maîtrise de l'aéragé

La maîtrise de la distribution de l'air consiste aussi à réorienter la circulation de l'air vers un point, au détriment d'autres circulations. La relation entre résistance aérodynamique, pression et débit de l'air

étant bien connue, elle peut servir à calculer le résultat d'une redistribution de la circulation de l'air.

En règle générale, le système d'aérage est pris en charge par un ou plusieurs ventilateurs de surface. Une augmentation de la puissance de soufflage ou d'aspiration risque pourtant de n'avoir qu'un effet négligeable sur la circulation de l'air dans les zones les plus éloignées de la mine. C'est la raison pour laquelle une hausse de la pression induite par le système d'aérage de surface ne résout pas toujours un problème de circulation insuffisante d'air dans les quartiers éloignés. La pression des couches peut aussi

entraîner un resserrement du plafond, des parois et du sol de la voie, ce qui augmente le débit d'air. Par conséquent, les galeries doivent être entretenues afin de permettre une ventilation efficace et conforme aux spécifications prévues.

Il est déconseillé de surveiller et de régler constamment le ventilateur principal. Un système redondant de ventilateurs de surface (un ou plusieurs ventilateurs fonctionnent, tandis que d'autres sont en attente pour de prendre le relais) est préférable pour s'assurer que la circulation de l'air n'est pas interrompue lorsque certains ventilateurs sont arrêtés pour entretien ou inspection.

Chapitre 5. Captage du méthane

L'essentiel

Dans les pays industrialisés, l'expérience montre qu'un investissement dans de bonnes pratiques de captage a plusieurs conséquences bénéfiques : diminution du temps d'immobilisation de la mine en raison des risques de coups de grisou, sécurisation de la mine, valorisation d'une quantité plus importante de méthane et réduction des émissions de ce gaz.

Les problèmes liés au captage peuvent être résolus par la mise en œuvre de connaissances et de techniques éprouvées. L'adoption de nouvelles solutions techniques ne doit être envisagée qu'après un recours aux bonnes pratiques existantes et uniquement si les techniques utilisées à l'heure actuelle n'offrent pas de solution satisfaisante. L'introduction dans la mine d'une nouvelle technique, quelle qu'elle soit, doit être précédée d'essais rigoureux, pour ne compromettre ni la sécurité ni les bonnes pratiques.

Il est possible d'améliorer les performances des systèmes de captage par l'installation, l'entretien et le contrôle réguliers de ces systèmes, mais aussi par la mise en œuvre de plans de forage systématiques.

Le transport de mélanges méthane-air à des concentrations situées à l'intérieur ou à proximité du domaine d'explosivité est dangereux et doit être interdit.

5.1 Le captage du méthane et les défis qu'il pose

Le captage du méthane a pour objet de récupérer un gaz presque pur à la source, avant qu'il ne pénètre dans les voies d'aérage. Pour des raisons réglementaires, la quantité de gaz libéré dans l'air en circulation ne doit pas dépasser les capacités du système d'aérage à ramener les polluants gazeux aux niveaux de sécurité obligatoires. Toutefois, il est très souhaitable d'augmenter au maximum le captage du gaz afin de renforcer la sécurité, de réduire l'impact sur l'environnement et de disposer d'une source d'énergie.

Les méthodes de captage sont diverses et variées. Le choix d'une méthode inadaptée ou une mise en œuvre incorrecte amenuise l'efficacité de la récupération par

un apport excessif d'air, ce qui aboutit à l'obtention de faibles concentrations de méthane dans le gaz capté. Il est risqué de transporter ou d'utiliser du méthane à une concentration proche de ou égale à sa limite d'explosivité.

5.2 Principes essentiels des pratiques utilisées dans le monde

Les différences de configuration géologique et minière des bassins houillers du monde ont entraîné l'élaboration de techniques de captage différentes.

Les méthodes de *captage du méthane* sont mises en œuvre avant (en amont de) ou après (en aval de) l'extraction. Dans le *captage en amont*, on extrait le méthane de la veine avant l'extraction du charbon, tandis que le *captage en aval* consiste à récupérer non seulement le méthane mais aussi d'autres gaz provenant de veines avoisinantes par suite du déplacement de la roche, de l'allègement des contraintes et de la perméabilisation des couches suite à l'extraction. L'annexe 1 présente un résumé des méthodes de captage les plus répandues. Les *méthodes de captage en amont* décrites dans ce chapitre font généralement référence aux situations rencontrées dans des mines souterraines ; les aspects propres au *captage en amont* du méthane des mines de surface sont abordés au chapitre 6.

Le captage en aval, lorsqu'il est correctement mis en œuvre, permet de récupérer de 50 à 80 % du gaz émis par un quartier de longue taille dans des conditions géologiques normales. Généralement, un objectif de récupération de 50 % sur l'ensemble de la mine semble réaliste. Il est possible de récupérer au moins 30 % de méthane par captage en aval, quelles que soient les conditions géologiques, sauf si celles-ci sont exceptionnellement difficiles ; le captage en amont permet de récupérer des concentrations de 60 % de méthane, voire davantage.

5.3 Captage en amont : principes de base

Le captage en amont peut être réalisé à la fois par des forages dans la veine et par des forages à partir de la surface. C'est le seul moyen de réduire directement les

émissions de gaz de la veine exploitée, qui peuvent être importantes si cette couche représente la principale source d'émission. Le captage en amont est parfois nécessaire aussi pour réduire les risques de coup de grisou (voir étude de cas n° 3). Cette opération étant réalisée avant l'extraction, les systèmes de collecte ne risquent pas d'être perturbés par des mouvements du sous-sol et, le cas échéant, il est possible de récupérer un gaz relativement pur. Ce type de captage donne en général un gaz presque pur, en fonction de la perméabilité et de la teneur en gaz du minerai. Lorsque la circulation du gaz est importante dans des fronts qui n'ont pas encore été exploités, cela signifie que la perméabilité est moyenne à élevée à la fracturation et que ces veines présentent un potentiel intéressant, aussi bien en matière de captage que de valorisation.

La perméabilité du charbon a une incidence directe sur le délai de dégazage efficace de la couche. Plus le minerai est imperméable, plus il faut de temps pour récupérer le gaz et abaisser la teneur de la veine pour qu'elle atteigne la valeur moyenne réglementaire. À l'inverse, plus le minerai est perméable, plus il faut faire de forages pour atteindre la concentration souhaitée en gaz avant l'exploitation de la veine. La durée du dégazage, le coût des opérations de forage et la configuration du site déterminent la faisabilité du dégazage en amont.

Plusieurs techniques de captage en amont sont employées dans le monde. Le sondage rotatif est très utilisé. Il consiste à percer des forages à des profondeurs comprises entre 100 m et 200 m. Toutefois, il est possible de percer des forages de 1 000 m, voire davantage, au moyen de techniques de sondage directionnel, ce qui augmente l'efficacité du dégazage. Lorsque la mine n'est pas très profonde, le sondage et le dégazage intensifs de la veine peuvent être réalisés depuis la surface. Ces techniques ont fait la preuve de leur efficacité dans le dégazage en amont de couches dont la perméabilité est comprise entre 0,5 millidarcy (mD) et 10 mD environ (soit entre environ $5 \cdot 10^{-4} (\mu\text{m})^2$ et $10^{-2} (\mu\text{m})^2$), voire des valeurs inférieures. La combinaison du captage en amont et en aval par des sondages directionnels souterrains et effectués depuis la surface est mis en œuvre en Australie, où le gaz dégagé par les mines peut atteindre un débit de 9 500 l/s et où l'efficacité du dégazage en longue taille doit atteindre 80 % ou 85 % pour les longues tailles rabattantes (Belle, 2016). En raison de la piètre

performance des forages de surface et des coûts d'exploitation connexes, les sondages souterrains ont été favorisés en Australie (Belle, 2016). Les expériences réalisées en Australie et aux États-Unis (Von Schonfeldt, 2008) ont montré que lorsqu'il était possible de forer depuis la surface, cette solution était plus intéressante que les sondages souterrains, parce que cette opération pouvait être réalisée bien avant l'extraction et qu'elle était donc moins susceptible de voir sa durée raccourcie par les activités d'extraction (Black et Aziz, 2009). La figure 5.1 représente une configuration de sondage permettant de dégazer la veine en amont des activités d'extraction. Dans ce schéma, deux veines sont dégazées par le creusement d'un puits pilote à partir duquel sont percés deux trous de forage qui pénètrent en biais dans la veine. Après la mise en place de ces puits transversaux, un second puits vertical est foré et vient couper les puits transversaux. L'eau et le gaz sont extraits de ce puits ascendant, tandis que le puits pilote est condamné ou abandonné. La figure 5.2 montre des solutions de dégazage en aval, mais les forages transversaux et les forages guidés ou directionnels (en amont) peuvent être réalisés presque de la même façon.

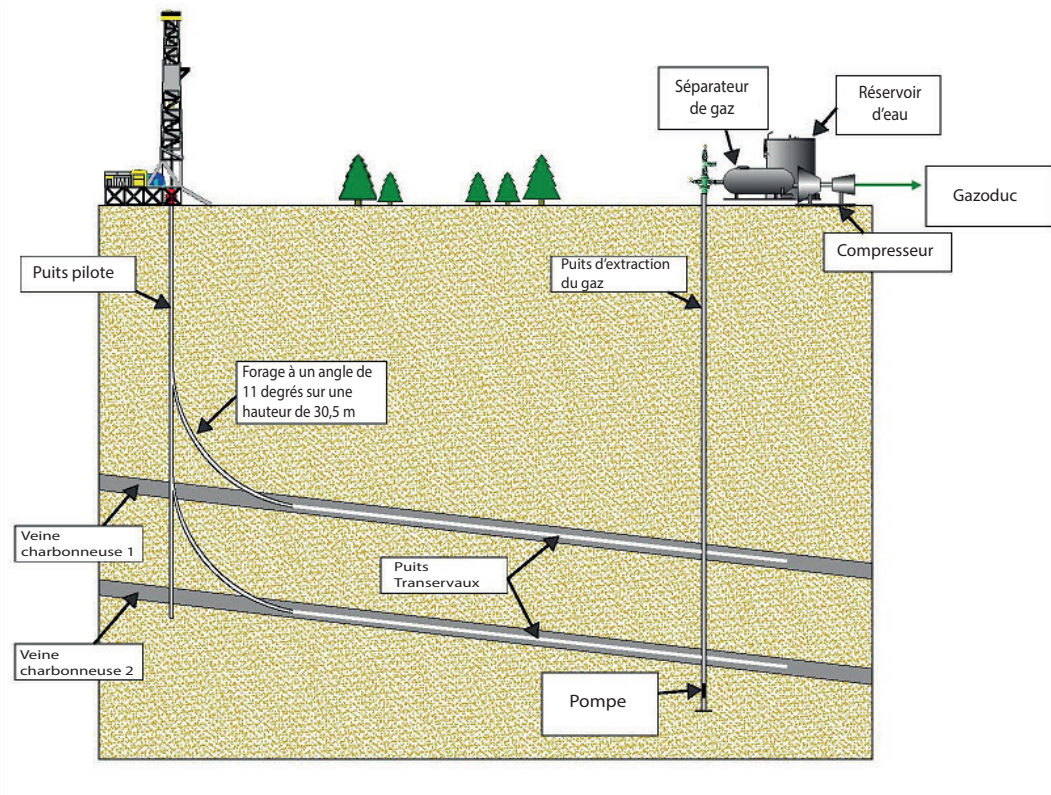
Pour les veines très perméables (perméabilité supérieure à 10 mD) situées à une profondeur faible à moyenne, le forage de puits verticaux depuis la surface, avec stimulation par un fluide à haute pression (fracturation hydraulique), a été longtemps pratiqué avec beaucoup de succès, principalement aux États-Unis, pour récupérer du méthane avant l'extraction. Si la fracturation hydraulique n'a pas compromis la sécurité des mines situées dans l'est des États-Unis, il convient de réfléchir à l'intérêt de cette technique dans certaines configurations géologiques et minières avant de la mettre en œuvre.

L'avantage du sondage depuis la surface est qu'il permet de procéder au dégazage indépendamment de l'extraction, mais l'intérêt de cette technique dépend de la profondeur du sondage, de la nature du charbon et de toute autre limite imposée par la topographie des lieux.

5.4 Captage en aval : concepts de base

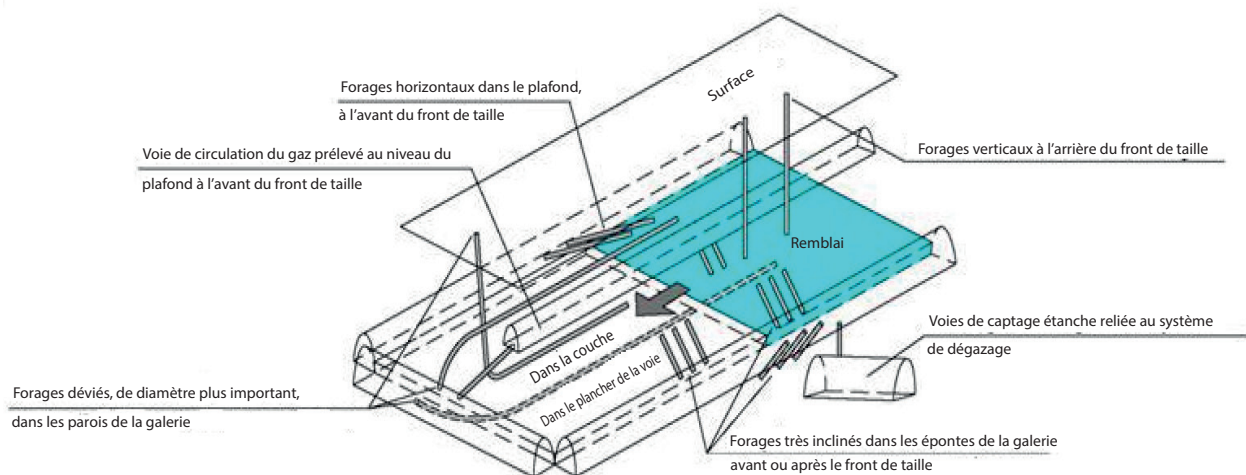
Dans de nombreux bassins miniers du monde, la faible perméabilité du gisement ($< 0,1$ mD) et les caractéristiques géologiques de la veine (lignite, fissures)

Figure 5.1 Schéma de dégazage en amont grâce à des puits transversaux forés depuis la surface



(Reproduit avec l'aimable autorisation de Raven Ridge Resources, Incorporated)

Figure 5.2 Diverses méthodes de forage pour un captage en aval



(Reproduit avec l'aimable autorisation de DMT GmbH & Co. KG)

ne se prêtent pas à un captage en amont. Cette situation risque de se généraliser avec l'épuisement des réserves peu profondes et l'extraction à de plus grandes profondeurs dans de nombreux pays. Un captage efficace du méthane dans ces bassins dépend de la méthode de fracturation et de la perméabilisation des couches, au fur et à mesure de la progression du chantier.

Le *captage en aval* consiste à intercepter le méthane libéré par les couches perturbées par l'exploitation avant qu'il ne pénètre dans les voies d'aérage, mais aussi à accéder à la zone perturbée, située au-dessus et, parfois, en dessous de la veine exploitée.

Les émissions provenant des couches situées au-dessus ou en dessous de la veine exploitée peuvent largement dépasser celles de la veine exploitée, en fonction principalement de l'épaisseur totale des couches et de leur teneur en gaz. Par conséquent, il est

souvent possible de récupérer des volumes de gaz bien plus importants après l'extraction qu'avant. Pour obtenir une concentration de gaz suffisante justifiant un captage et une valorisation en toute sécurité du méthane, les systèmes utilisés doivent être soigneusement conçus et maîtrisés. Plus il y a de charbon au-dessus et en dessous d'une veine grisouteuse en exploitation, plus le captage après extraction devient intéressant.

La figure 5.2 illustre les techniques de captage pouvant être utilisées sur un panneau en longue taille après extraction du charbon. Trois techniques sont représentées :

- Forages horizontaux guidés : Ces forages sont effectués depuis des voies ou des galeries de forage spécialement prévues à cet effet. Ils peuvent être creusés dans les strates environnantes qui se détendent au fur et à mesure du retrait du front. Le relâchement des contraintes libère du gaz dans des zones aménagées comme voies de passage et de collecte du méthane. La figure 5.2 montre les forages effectués au-dessus du carreau et dans les épontes.
- Forages transversaux : Ces forages, présentés ici en différentes configurations, servent à dégazer les épontes de la galerie à mesure que les contraintes sur les parois diminuent en raison de l'extraction du minerai. Une série de forages est effectuée à l'avant de la taille, au niveau de la voûte, derrière le front d'abattage. Cette technique donne de meilleurs résultats après plutôt qu'avant les activités d'extraction, car les forages réalisés en amont sont forcément abîmés par l'abattage, au fur et à mesure de l'excavation. En règle générale, les forages transversaux effectués sur l'arrière-taille permettent un captage plus efficace et l'obtention d'un gaz plus pur que les forages effectués à l'avant du front. Il est toutefois nécessaire de conserver la voie d'entrée à l'arrière du front en construisant des épis et parfois aussi d'isoler cette zone du remblai. Les cloisons du côté remblai de la voie ouverte derrière le front soutiennent la voie et empêchent l'air de pénétrer dans le remblai afin d'éviter les combustions spontanées.
- Forages de surface dans le remblai : Percés depuis la surface dans la partie supérieure du remblai, en général avant l'extraction, ces forages

Atteinte des objectifs d'extraction dans une mine en longue taille rabattante grisouteuse subissant de fortes contraintes et une veine présentant des risques de combustion spontanée – Royaume-Uni

Situation : Chantier à 980 m de profondeur, émissions spécifiques de 50 m³/t, provenant d'une longue taille rabattante de 2 m destinée à produire 1 Mtpa. Le filon exploité était constitué de charbon à très faible perméabilité, soumis de fortes contraintes horizontales et à un soulèvement du plancher dans les voies d'accès aux longues tailles. En plus de ces problèmes, le filon exploité présentait un risque de combustion spontanée. Les émissions spécifiques dans la mine étaient de 50 m³/t. Le captage en amont n'était pas possible en raison de la faible perméabilité du charbon, et les forages transversaux réalisés au-dessus du front d'abattage étaient perturbés par les fortes contraintes ; de ce fait, le volume du gaz capté et sa pureté étaient trop faibles. Le risque élevé de combustion spontanée et le besoin d'un pilier de grande taille pour la stabilité interdisaient l'utilisation d'un système à voies d'entrée d'air multiples ou de voies de purge.

Solution : Des forages transversaux ont été réalisés derrière le front de taille dans une « voie de retour » spécialement étayée et ventilée. Des forages verticaux ont été réalisés à 100 m d'intervalle afin de réduire au minimum les risques d'émission par le sol. Le taux de retrait du quartier en longue taille a été rapide, mais suffisamment long pour terminer et raccorder chaque forage au tuyau collecteur de captage.

Voir l'étude de cas n° 1 pour de plus amples informations.

permettent la remontée du méthane depuis les couches libérées et fracturées par la création d'un vide partiel. Il convient toutefois de veiller à ne pas procéder à une aspiration trop puissante de l'air de la mine, pour ne pas diluer le méthane en dessous du seuil de 30 %. Lorsque la concentration passe sous la barre des 25 % à 30 %, les forages doivent être obstrués.

L'aménagement de galeries de captage au-dessus ou en dessous des quartiers de longue taille et le captage sur des chantiers fermés, situés dans la zone perturbée, sont autant de moyens efficaces de réduire les émissions de méthane dans les zones en activité de la mine.

Les stratégies de captage en aval peuvent faire appel à une ou plusieurs des techniques présentées plus haut. Le choix et la configuration du programme de captage dépendent de l'efficacité souhaitée, de la configuration minière et géologique du site, du bien-fondé de la technique envisagée pour la zone présentant les dégagements les plus importants, et des coûts. La figure 5.2 montre différentes possibilités en aval de l'extraction, mais les sondages transversaux, directionnels ou guidés peuvent aussi bien être effectués selon la même configuration, pour extraire du gaz avant une exploitation en longue taille, sur des panneaux déjà délimités. L'inconvénient des méthodes de captage en aval tient aux problèmes de stabilité des forages, qui peuvent parfois entraver la production de gaz.

Certaines méthodes de captage, par exemple celle qui consiste à installer des conduits de dégazage dans le remblai à l'aide de cloisons aménagées derrière le front de taille, laissent entrer un volume trop important d'air dans le dispositif au point que le méthane risque d'atteindre sa limite d'explosivité. Cette méthode, comme celles qui captent un méthane impur, sont à éviter : elles sont hautement inefficaces et favorisent l'accumulation de mélanges explosifs dans le remblai sur les voies de retour des longues tailles rabattantes. Elles n'empêchent pas non plus la formation ni le déplacement des nappes de méthane.

Une dégradation des performances du captage entraîne une augmentation rapide de la concentration de méthane dans la voie d'aéragage (dans l'hypothèse où la circulation de l'air de ventilation demeure constante, globalement, dans la mine).

5.5 Conception de systèmes de captage

Le système de captage doit être conçu de façon à pouvoir accepter la quantité maximale attendue de gaz (mélange de méthane et d'air) libéré par toutes les sources de la mine, qu'il s'agisse des fronts d'abattage, des fronts épuisés dont le matériel a été retiré et des quartiers abandonnés (fermés de façon étanche ou non).

Le volume prévu de méthane peut être estimé. Le volume maximal susceptible d'être transporté par le réseau de conduites correspond au volume maximal prévu de gaz capté, pour la concentration (pureté) de méthane la plus basse susceptible de se former dans des conditions normales. Le débit résultant doit se situer dans les limites de capacité prévues par le système lorsque toutes les pompes fonctionnent.

La qualité du gaz doit être une caractéristique nominale du système de captage, non une caractéristique intrinsèque ou naturelle. Une concentration de méthane dans l'air inférieure à 30 % doit être considérée inacceptable aussi bien pour des raisons de sécurité que d'efficacité. Le maintien de la pureté du gaz dans les systèmes de captage souterrains dépend de la qualité de l'étanchéité du forage, qui est elle-même fonction des paramètres suivants : installation correcte des colonnes montantes, régulation des forages individuels et force d'extraction appliquée par l'installation d'extraction de surface. Le fait d'augmenter la puissance d'extraction afin d'accélérer le débit n'aura pour effet que d'ajouter de l'air et, par conséquent, de réduire la concentration de méthane. À l'inverse, une diminution de la force d'extraction diminuera le débit mais permettra de récupérer un gaz plus pur. Le plus important, toutefois, est que les personnes chargées de régler la puissance d'extraction et le débit de l'usine de surface le fassent qu'en toute connaissance de l'état du sous-sol et en relation permanente avec les responsables de l'aéragage de la mine.

Lors de la planification, de l'exécution et de la gestion d'un système de captage, les facteurs suivants sont à prendre en compte :

- La sécurité de l'accès pour le forage, la surveillance et les contrôles de sécurité ;
- La stabilité du terrain et des systèmes de stabilisation des forages ;

Exploitation intensive en longue taille dans des couches très grisouteuses – Australie

Situation : Dans une mine australienne, un nouveau gisement exploitable en longue taille se trouve dans une couche de 2,8 m de hauteur, d'une teneur en méthane comprise entre 8 et 17 m³/t de charbon. Le gisement se situe à une profondeur comprise entre 250 m et 500 m. Selon les prévisions, les émissions spécifiques de la couche seraient comprises entre 15 et 30 m³/t. Les émissions de gaz peuvent atteindre 9,5 m³/s.

Solution : À ce jour, la mine a mis en place avec succès des forages conventionnels de la surface au remblai (300 mm de diamètre, espacés de 50 m et situés sur la partie retour de la voie de tête) pour réduire la charge des émissions sur le système d'aérage. Cette stratégie a ainsi permis de récupérer 75 % du méthane (captage depuis le remblai plus aérage), avec des pointes de 85 %, et d'obtenir un gaz relativement pur (plus de 90 % de méthane).

Voir étude de cas n° 3 pour de plus amples informations.

- Les configurations des forages tenant compte des différences de performances attendues au niveau des épontes, en aval ;
- La capacité de dégazage, les diamètres des conduites, la pompe d'extraction et les infrastructures nécessaires ;
- Le positionnement, l'installation et la mise en service des conduites de captage ;
- Les pièges à eau et dispositifs de drainage de l'eau ;
- Le contrôle opérationnel et l'entretien du système et de l'infrastructure de captage ;
- La surveillance des forages, des réseaux de conduites et de l'usine d'extraction de surface ;
- La protection des conduits de captage pour éviter toute rupture derrière les longues tailles rabattantes.

5.6 Infrastructure souterraine des conduites de gaz

Des matériaux adéquats comme l'acier, le composite verre-résine et le polyéthylène (PE) doivent être utilisés dans les conduites de captage.

Les conduites en composite sont relativement cassantes et sont à éviter sur les chantiers ; toutefois,

leur manipulation et leur installation sont tellement faciles comparativement aux conduites en acier qu'elles sont privilégiées pour les conduites principales.

Dans les espaces réduits ou lorsque la conduite risque d'être abîmée (par exemple en raison d'une déformation de la voie ou du passage de véhicules automatiques), il convient d'utiliser des conduites en acier et de les relier à l'aide de raccords flexibles offrant une certaine souplesse.

Le polyéthylène est utilisé dans certains pays, mais est déconseillé en raison de la température élevée de soudure nécessaire pour les raccordements dans la mine. Dans certains pays, les autorités de réglementation autorisent malgré tout ces opérations, mais dans des zones bien ventilées et sous la surveillance d'un personnel de sécurité qualifié. Dans d'autres pays, le soudage est interdit. En outre, les conduites doivent être fabriquées dans un matériau conducteur pour éviter les risques de décharges d'électricité statique.

Quel que soit le choix du matériau et leur positionnement, les conduites souterraines sont fragiles, même dans les mines les plus réglementées. Le principal problème est lié au matériel d'extraction : convoyeurs de minerai, systèmes de poulies, locomotives et leurs chargements et explosifs utilisés pour l'abattage. Le déplacement de la couche et l'affaissement de la voûte sont aussi des facteurs d'endommagement. Le système de captage doit donc être conçu et utilisé en tenant compte du principe qu'il existe toujours un certain risque de défaillance du système.

5.7 Surveillance des systèmes de captage

Des systèmes de surveillance manuels ou à distance doivent être utilisés pour surveiller l'efficacité du système de captage. La qualité de cette surveillance dépend de la fiabilité, du positionnement, de l'entretien, du calibrage et de l'utilisation des capteurs.

Des mesures doivent être prises dans chaque forage, dans les conduites de captage et dans les installations de surface qui abritent les pompes chargées d'extraire le gaz de la mine. Sont tout particulièrement à surveiller : la composition du mélange, la concentration en méthane, la pression manométrique et la température. La pression barométrique doit aussi être

enregistrée afin de faciliter la compilation des données sur les débits. Dans certains cas, le gaz extrait de la mine ou émis par cette dernière contient des hydrocarbures gazeux plus lourds, tels que l'éthane ou le propane. Ces types d'hydrocarbure peuvent fausser la réponse des systèmes de détection de gaz à infrarouge conventionnels et la mesure du méthane. Il convient donc de choisir des équipements de contrôle capables de corriger la teneur en méthane en fonction

de tous les éléments supplémentaires trouvés, de façon à garantir une mesure précise.

Enfin, la surveillance doit permettre d'évaluer les performances réelles du système installé par rapport au concept d'origine. Dans certains pays, par exemple aux États-Unis, les autorités exigent des mines de charbon qu'elles surveillent, déclarent et vérifient les émissions de gaz à effet de serre¹⁴.

¹⁴ En réponse à la loi de finances pour 2008 (Consolidated Appropriations Act) adoptée par le Congrès des États-Unis, l'Environmental Protection Agency (Agence américaine de protection de l'environnement, EPA) américaine a publié un règlement intitulé « Mandatory Reporting of Greenhouse Gases Rule ». En vertu de ce texte, les grands producteurs aux États-Unis, y compris les mines de charbon souterraines qui libèrent au moins 701 tonnes métriques de méthane par année (36,5 millions de pieds cubes ou 1,03 million de m³ par année) sont tenus de communiquer un certain nombre de données relatives aux gaz à effet de serre (GES) et d'autres renseignements pertinents. En 2014, 128 mines ont déclaré des émissions dans le cadre de ce règlement. Les données fournies au Programme de déclaration des gaz à effet de serre par les exploitants des mines de charbon sont publiques et consultables sur le site Web de l'EPA. Le règlement n'impose que la déclaration des émissions, mais pas leur contrôle, et n'inclut pas de programme d'échange de droits d'émission.

Chapitre 6. Valorisation et réduction du méthane

L'essentiel

Les mines de charbon souterraines représentent l'une des sources les plus importantes d'émissions anthropiques de méthane. Ces dernières peuvent être considérablement réduites grâce à la mise en œuvre de bonnes pratiques. Le potentiel de réchauffement de la planète du méthane est plus de 28 à 34 fois supérieur à celui du dioxyde de carbone, le principal gaz à effet de serre.

Une grande partie du méthane provenant des mines souterraines peut être extrait puis valorisé, brûlé en torchère ou oxydé lorsqu'il est présent dans l'air de ventilation. L'utilisation de techniques efficaces et l'existence de débouchés devraient permettre d'atteindre à terme l'objectif de suppression totale des émissions de méthane.

Dans la course à l'exploitation du méthane provenant des mines de charbon, les mesures de sécurité et les normes techniques nécessaires ont parfois été négligées, ce qui a entraîné l'apparition de nouveaux risques dans les mines. La valorisation du méthane doit être planifiée de façon à éviter tout risque supplémentaire dans la mine.

6.1 Méthane provenant des mines de charbon et atténuation des changements climatiques

La réduction des émissions de méthane constitue une priorité internationale et un projet dans lequel l'industrie minière est appelée à jouer un rôle important. Le méthane représente en effet 20 % des émissions anthropiques totales de gaz à effet de serre (GES) et les mines émettent 8 % du méthane, soit environ 400 millions de mtCO₂e par an (USEPA, 2012 ; GIEC, 2014). Les GES émis par le méthane sont relativement faibles par rapport aux autres sources d'émission de l'industrie charbonnière (comme le dioxyde de carbone dû à la combustion du charbon), mais elles ne sont pas pour autant négligeables. Une installation peut émettre des quantités de méthane très importantes, dépassant le million de tonnes de CO₂ par an. Fait plus important encore, des techniques de récupération et de valorisation du méthane provenant des mines

de charbon existent et ont fait leurs preuves : la valorisation du méthane de houille est donc une solution intéressante de réduction des GES à court et à moyen terme pour l'industrie charbonnière.

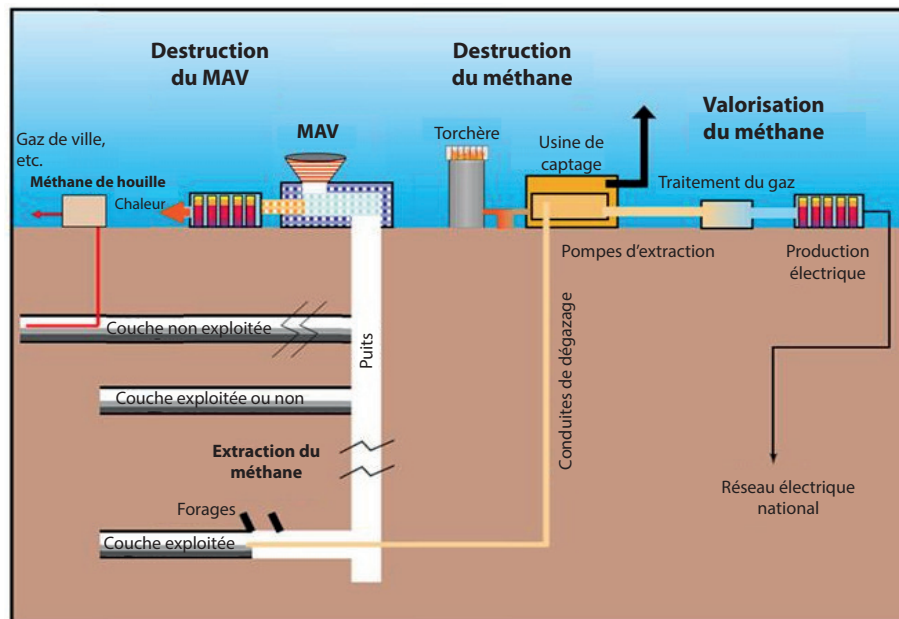
6.2 Le méthane de houille comme source d'énergie

Le captage et la valorisation du méthane peuvent créer de la valeur ajoutée pour la mine. Le gaz capté peut en effet servir à produire de l'électricité qui sera vendue ou utilisée sur place, permettant ainsi de tirer profit d'une ressource naturelle. Cette solution est économiquement intéressante pour la mine, qui pourra vendre l'électricité produite ou faire des économies si cette dernière est consommée sur place. En outre, la valorisation du méthane crée de la valeur ajoutée intrinsèque en engendrant des plus-values qui peuvent être réinvesties dans du matériel de sécurité et dans l'exploitation. Le captage et la valorisation du méthane houiller peuvent être l'élément central d'une stratégie de responsabilité sociale des entreprises, un avantage essentiel dans le contexte actuel de préoccupation mondiale croissante face aux impacts des changements climatiques et à la durabilité des industries extractives.

6.2.1 Le méthane des mines souterraines

La technologie actuelle permet d'optimiser la récupération d'énergie et d'éliminer une part significative des émissions de méthane des mines souterraines (cf. fig. 6.1). Les normes et bonnes pratiques de captage permettent de récupérer du gaz de qualité constante et exploitable, et de valoriser cette énergie fossile à faible coût. En raison des variations de l'extraction du minerai, la quantité de gaz obtenue fluctue et l'équipement servant à son utilisation peut tomber en panne ou être arrêté pour des visites d'entretien. Le gaz non utilisé peut alors être brûlé en torchère pour réduire le plus possible les émissions. Le méthane qui n'a pas pu être récupéré et valorisé est dilué dans l'air de ventilation avant d'être relâché dans l'atmosphère. Des techniques de réduction des émissions de méthane provenant de l'air de ventilation ont été développées depuis de nombreuses années. En règle générale, il est techniquement possible d'oxyder

Figure 6.1 Optimisation de la récupération d'énergie avec une émission de méthane proche de zéro



(Reproduit avec l'aimable autorisation de *Sindicatum Sustainable Resources*)

le méthane contenu dans l'air de ventilation à une concentration supérieure à 0,20 % et plusieurs projets dans ce domaine sont exploités commercialement dans le monde.

La sécurité doit toujours rester la première préoccupation pour tout ce qui touche à la gestion du méthane dans les mines de charbon souterraines. Dans la course à l'exploitation du méthane de houille, les mesures de sécurité et les normes techniques indispensables ont parfois été négligées, ce qui a entraîné l'apparition de nouveaux risques dans les mines. La valorisation du méthane doit être planifiée de façon à éviter tout risque supplémentaire dans la mine.

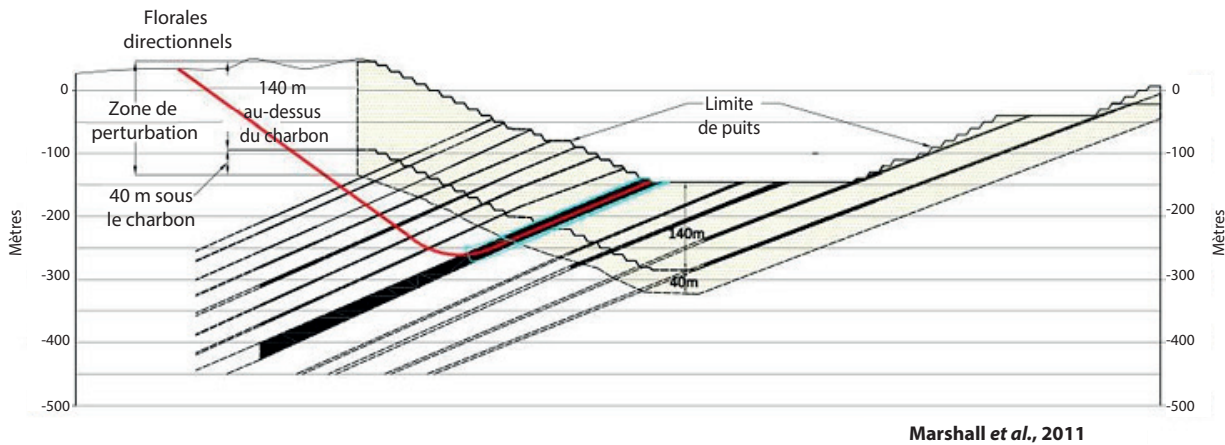
6.2.2 Le méthane des mines de surface

Le méthane des mines de surface peut être capté à l'aide d'une technologie mise au point et utilisée pour la production de méthane des gisements de charbon ; toutefois, le captage et la récupération efficaces du méthane qui, autrement, serait libéré pendant l'extraction du charbon, exigent que les forages soient réalisés avant l'extraction. Pour être rentable, le programme de forage doit être coordonné avec le plan et le calendrier d'extraction de la mine. Cette coordination avec les opérations minières garantit au

producteur de gaz la possibilité, une fois le puits foré, de capter de façon viable les ressources en gaz et de rentabiliser son investissement.

Les mines de charbon de surface sont de deux types : à ciel ouvert ou par mise à nu, chacune offrant des avantages et des inconvénients pour le captage du méthane. Les exploitations minières par mise à nu sont disposées le long de l'axe longitudinal du filon charbonnier cible, les terrains de couverture étant retirés avant extraction du minerai. À mesure que la mine avance, la terre retirée est déposée dans les zones déjà exploitées et désaffectées. Des forages verticaux peuvent permettre de capter le gaz du filon de charbon avant le début des travaux d'excavation, mais ils doivent être placés judicieusement, de façon à éviter toute perturbation par les activités minières, et creusés suffisamment à l'avance pour permettre un captage efficace. Les forages directionnels réalisés depuis la surface peuvent également être utilisés pour capter efficacement le gaz du filon de charbon (fig. 6.2). Ils sont particulièrement efficaces à condition d'être positionnés de manière à ce que le puits de forage se trouve à la base de la zone perturbée et reste dans le filon exploité. Au fur et à mesure de l'enlèvement des déblais, la pression dans les strates sous-jacentes

Figure 6.2 Coupe transversale d'une mine à ciel ouvert montrant les emplacements possibles des forages directionnels



Marshall et al., 2011

diminue, ce qui, dans une certaine mesure, augmente la perméabilité et améliore l'efficacité du captage.

Dans les mines à ciel ouvert, les déblais sont excavés en une série de gradins concentriques s'étendant de la surface jusqu'au fond de la fosse. Les parois de celle-ci sont conçues de manière à assurer la stabilité des talus et prévenir les chutes de pierres ou la rupture des parois. Les voies de transport sont situées le long des terrasses, le charbon et/ou les déblais étant transportés à la surface et déposés le long des rebords de la fosse. Comme dans les exploitations minières par mise à nu, l'emplacement et le calendrier des forages doivent être coordonnés avec le plan de mine à ciel ouvert. La figure 6.3 illustre la coordination de l'emplacement des forages avec le développement prévu de la fosse.

Les puits verticaux forés depuis la surface ont été utilisés de manière très efficace dans le bassin de la Powder River, aux États-Unis, pour capter le gaz des filons houillers avant leur exploitation. La clef du succès de ce projet a été la coordination étroite entre l'exploitant de la mine de charbon à ciel ouvert et le propriétaire des droits sur le méthane de houille associé. Les droits miniers étaient détenus par le Gouvernement américain, et le Bureau de gestion du territoire des États-Unis a réduit les redevances et les loyers afin d'inciter le producteur de gaz à éviter le gaspillage de la précieuse ressource gazière au fur et à mesure de l'avancement de la mine. Cet exemple de coproduction coordonnée du gaz a permis la production, le transport par gazoduc et la vente du gaz

plutôt que sa dilapidation dans l'atmosphère à mesure que l'exploitation minière progressait (USEPA, 2014).

6.3 Filières de valorisation

Le méthane de houille, dans la tranche de concentration de 30 % à 100 %, trouve de nombreuses applications, notamment : 1) comme combustible dans les hauts-fourneaux, les fours et les chaudières ; 2) dans certains moteurs à combustion interne actionnant des turbines, pour la production d'électricité ; 3) pour injection dans des réseaux de gaz naturel ; 4) comme matière première dans les engrais ; 5) comme carburant, dans certains types de véhicules (GNL ou GNC). Lorsque le gaz est destiné à être utilisé hors site, en particulier par des clients civils, des réservoirs de stockage sont parfois construits pour répondre aux pics de demande et faire face à une interruption de l'extraction de gaz. Le coût, l'emprise foncière, l'impact visuel et les risques importants liés au stockage de gros volumes de gaz inflammable sont généralement évités grâce à des centrales électriques fonctionnant au méthane et situées sur le carreau de la mine, dont beaucoup fonctionnent en liaison avec une mine en activité.

L'Initiative mondiale sur le méthane (www.globalmethane.org) a identifié au plan mondial plus de 200 projets opérationnels de valorisation du méthane de houille/MAV dans des mines actives ou abandonnées. La figure 6.4 récapitule ces projets par type, sachant que globalement près de 50 % des

Figure 6.3 Coupe schématique montrant les forages verticaux par rapport à l'extension prévue d'une mine de charbon à ciel ouvert

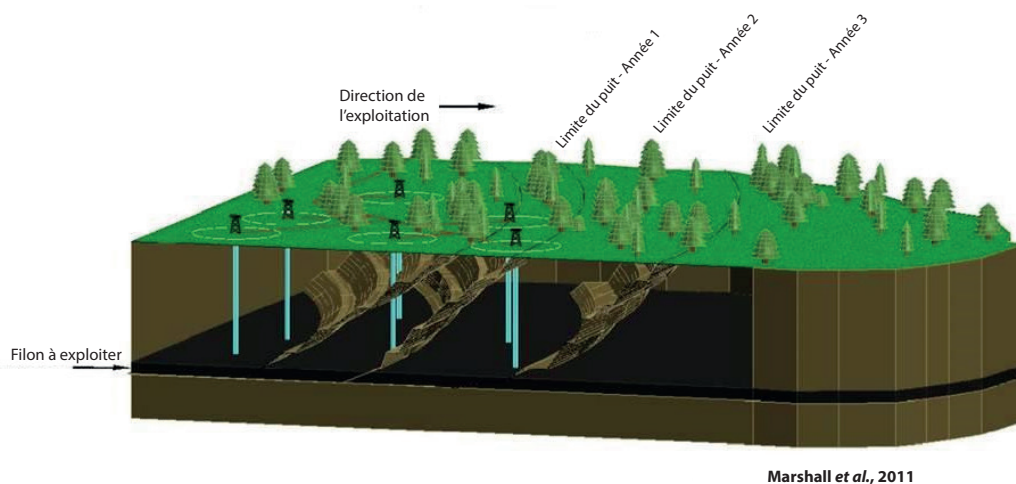
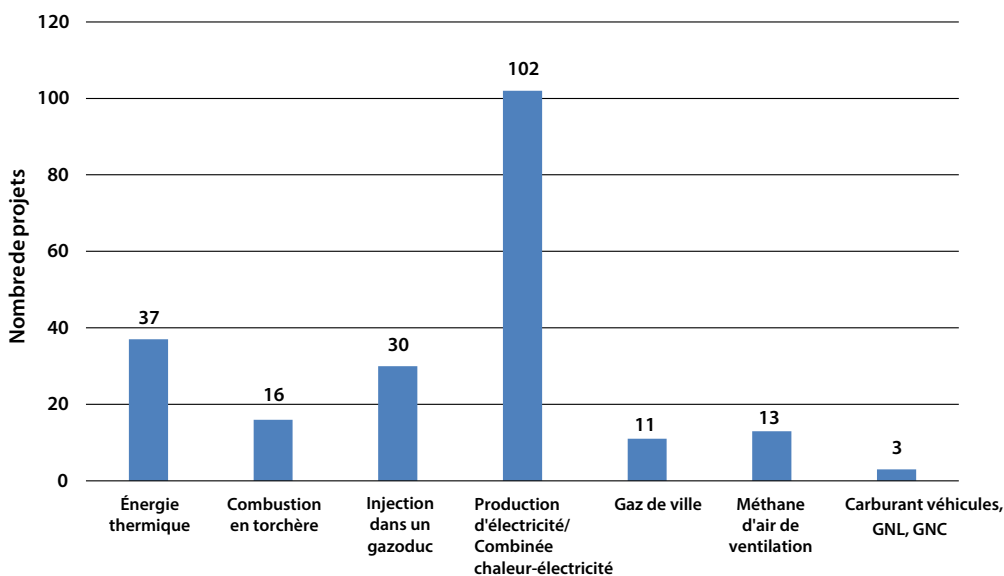


Figure 6.4 Répartition des projets de valorisation du méthane de houille dans le monde



(Source : Base de données des projets relatifs au méthane de l'Initiative mondiale sur le méthane, août 2015.)

projets sont dédiés à la production d'électricité. Au total, ces projets de production d'électricité fournissent près de 709 mégawatt (MW), alors que les projets ne générant pas d'électricité correspondent annuellement à la vente de 2 716 millions de m³ de gaz. La réduction annuelle des émissions en 2013 représentait 29,4 millions de mtCO₂e (Initiative mondiale sur le méthane, 2015).

À ce jour, la majorité des projets de valorisation sont menés dans les pays suivants : Allemagne, Australie,

Chine, États-Unis, Fédération de Russie, Pologne, République tchèque, Royaume-Uni et Ukraine, d'autres étant également en cours en Afrique du Sud, Kazakhstan, Mexique, Roumanie et Turquie. Avec l'avènement du marché du carbone, certains pays auront intérêt à réduire leurs émissions de carbone, ce qui aboutira à la création de crédits de carbone ou d'autres produits environnementaux en plus des produits énergétiques engendrés par ces projets (cf. chap. 7). Divers nouveaux projets en la matière

ont ainsi été stimulés dans plusieurs pays, notamment en Chine, en particulier des projets dont les recettes proviendraient principalement des crédits de carbone (comme le brûlage en torchère et la réduction du méthane présent dans l'air de ventilation).

6.4 Réduction et valorisation du méthane capté

L'utilisation du méthane capté dépend de la quantité et de la qualité du gaz obtenu. Par le passé, il fallait parvenir à une concentration de méthane d'au moins 30 %. Ces dernières années, des moteurs à combustion capables de brûler du gaz de mine ayant une concentration en méthane inférieure à 30 % ont commencé à faire leur apparition. Le présent guide établit une distinction entre le méthane moyennement ou très concentré et le méthane faiblement concentré (concentration inférieure à 30 %), car le transport de gaz à faible concentration est extrêmement dangereux et à éviter.

6.4.1 Gaz de houille à concentration en méthane moyenne à élevée

La valorisation du méthane à ces concentrations requiert généralement un débit et une qualité de méthane relativement stables, d'une concentration minimale de 30 % pour des raisons de sécurité de transport. Certaines filières ne sont commercialement viables qu'avec du gaz de qualité supérieure, capté en amont de l'activité minière. Toutefois, il n'existe pas une seule et unique application optimale. Chaque projet doit être évalué en fonction de ses caractéristiques propres, de la qualité et de la quantité de gaz produit, mais aussi du marché et des conditions d'exploitation, du fonctionnement de la mine et des dispositions juridiques. Ainsi, les tarifs de rachat ont été un facteur déterminant pour la valorisation du méthane de houille en Allemagne et ont favorisé la production d'électricité par des centrales fonctionnant à ce gaz. Aux États-Unis, bon nombre de mines ont accès à un réseau de transport de gaz naturel bien développé ; le prix intéressant du gaz naturel favorisant les projets de ventes de gaz transporté par gazoduc. Le tableau 6.1 compare les filières les plus répandues de valorisation en soulignant brièvement les avantages et les inconvénients de chacune. Pour plus de détails, le lecteur est invité à se reporter aux sources d'information les plus citées, dont le site du Coalbed Methane

Élaboration d'un plan de cogénération d'énergie/ réduction des émissions de méthane de houille – Chine

Situation : À l'usine d'extraction, le méthane était de pureté variable et sa concentration était parfois inférieure aux 30 % autorisés pour garantir une valorisation efficace. Les fluctuations de quantité étaient prévues, compte tenu des variations du cycle d'exploitation et de la synchronisation des chantiers dans les différentes couches. Par conséquent, il fallait réduire la capacité de la centrale électrique au gaz de houille afin de répondre à l'exigence de 85 % de disponibilité pour rentabiliser l'investissement. L'un des objectifs du projet a été d'optimiser la récupération d'énergie et de réduire au maximum les émissions de GES.

Solution : Il a été possible d'augmenter la pureté du méthane en améliorant l'étanchéité et en réglant les forages transversaux. La capacité de traitement de l'infrastructure de captage a été renforcée, les dispositifs de surveillance des débits ont été remplacés et un plan élaboré pour augmenter le captage du gaz. Des forages intensifs en amont, sur deux panneaux en longue taille, ont fourni un apport complémentaire de gaz enrichi. Cet apport a fini par représenter 23 % du gaz capté, le reste provenant du captage en aval et de forages transversaux dans la voue.

Voir l'étude de cas n° 5 pour plus d'informations.

Outreach Program (CMOP) à l'adresse <https://www3.epa.gov/cmop/> et le site de l'Initiative mondiale sur le méthane (www.globalmethane.org).

6.4.2 Gaz de houille à faible concentration de méthane

Les méthodes de captage inadaptées et les normes d'application médiocres se traduisent par une faible efficacité du captage et des infiltrations d'air trop importantes, avec à la clef un gaz insuffisamment concentré, qui atteint parfois son domaine d'explosivité. Il est vivement recommandé de ne pas tenter de transporter ou d'utiliser du gaz dans son domaine d'explosivité, afin d'éviter une explosion qui mettrait en danger la vie des mineurs, provoquerait des dégâts matériels et entraînerait des coûts importants pour l'exploitant de la mine.

6.4.3 Techniques de purification pour diluer le méthane des systèmes de dégazage

Dans certaines situations, il peut être avantageux d'améliorer la qualité du méthane de houille, surtout

Tableau 6.1 Comparaison des utilisations de méthane de houille

Filière	Applications	Avantages	Inconvénients
Production d'électricité	Générateurs alimentés au gaz produisant de l'électricité utilisée par la mine ou vendue au réseau	<ul style="list-style-type: none"> • Technique ayant fait ses preuves • Récupération de chaleur pour le chauffage des bâtiments de la mine, les pièces d'eau utilisées par les mineurs et le chauffage et le refroidissement des puits 	<p>Production interruptible et variable, donc pas toujours adaptée pour le réseau d'électricité</p> <p>Entretien régulier obligatoire, nécessitant donc un engagement de l'exploitant de la mine</p> <p>Coûts d'équipement élevés au stade initial du projet</p>
Gaz de réseau de qualité supérieure	Méthane de houille purifié de qualité supérieure	<ul style="list-style-type: none"> • Équivalent du gaz naturel • Rentable lorsque le prix du gaz est élevé • Solution intéressante en présence d'une importante infrastructure de gazoducs 	<p>Les normes de pureté pour le transport du gaz sont strictes et la purification coûteuse</p> <p>Envisageable uniquement pour le méthane de houille de qualité supérieure, capté en amont, ou pour du gaz traité</p> <p>Nécessite un accès raisonnable au réseau de transport</p>
Gaz « de ville » ou industriel, de qualité moyenne	Concentration > 30 % de méthane pour les applications résidentielles locales, le chauffage urbain et les applications industrielles comme les fours de cuisson	<ul style="list-style-type: none"> • Combustible bon marché • Applications locales • Purification minimale, voire superflue, du gaz au préalable 	<p>Coût des systèmes de distribution et de l'entretien</p> <p>Volume et qualité variables</p> <p>Gazomètres coûteux pour gérer les pointes de demande</p>
Matières de base chimiques	Gaz de qualité supérieure pour la fabrication de noir de carbone, de carburants et combustibles synthétiques, de formaldéhyde et de diméthyléther	<ul style="list-style-type: none"> • Valorisation de méthane de houille de qualité supérieure délaissé 	<p>Coût élevé de traitement</p> <p>Sans intérêt pour le MDP lorsqu'il y a libération de carbone</p>
Sur le site de la mine	Chauffage, cuisson des aliments, chaudières, séchage du charbon, chauffage des logements des mineurs	<ul style="list-style-type: none"> • Remplace le charbon • Source d'énergie propre et bon marché 	<p>L'utilisation sur site présente moins d'avantages économiques que la vente</p>
Carburant	Gaz purifié de qualité supérieure capté en amont et méthane de houille pour le GNC et le GNL	<ul style="list-style-type: none"> • Commercialisation de gaz délaissé • Coût très élevé des carburants 	<p>Coûts de traitement, de stockage, de manipulation et de transport</p> <p>Normes de purification très strictes</p>

Remarque : tous les projets cités peuvent donner lieu à émission de crédits de carbone ou de crédits afférents aux énergies renouvelables.

celui qui provient des remblais. Il convient tout d'abord de renforcer les normes de captage souterrain afin d'éviter les coûts importants liés à la purification ultérieure du gaz capté. Grâce à cette opération, le gaz est de meilleure qualité et la sécurité dans la mine mieux assurée.

Une autre solution consiste à purifier le gaz obtenu. Les systèmes de purification du gaz sont cependant souvent onéreux. Avant d'installer de tels systèmes, il convient d'examiner soigneusement les solutions envisageables et de réaliser une étude coûts-avantages en fonction des objectifs du projet de récupération du méthane. Si l'option retenue est la purification du gaz, le plus simple est de mélanger du gaz de remblai, de qualité inférieure, à du gaz de qualité supérieure, extrait en amont de la mine, afin d'obtenir un mélange optimal. L'autre solution consiste à débarrasser le gaz de ses polluants (oxygène, azote, dioxyde et monoxyde de carbone, mais aussi sulfure d'hydrogène) au moyen de l'une des techniques suivantes : 1) adsorption modulée en pression (PSA) ; 2) adsorption par tamis moléculaire, une variante de la première solution ; 3) séparation cryogénique.

- Adsorption modulée en pression : Dans la plupart des systèmes à rejet d'azote, des tamis moléculaires de charbon à larges pores adsorbent le méthane à chaque cycle de pressurisation. Ce processus permet de recycler le gaz riche en méthane en augmentant la proportion de ce dernier à chaque cycle. Cette technique permet de récupérer jusqu'à 95 % du méthane disponible, peut fonctionner en continu et ne nécessite qu'une attention minimale.
- Adsorption par tamis moléculaire : Cette technique est la même que la précédente, avec une taille des pores du tamis moléculaire réduite à 0,1 angström. Cette solution perd son intérêt économique lorsque la teneur en gaz inerte dépasse 35 %.
- Séparation cryogénique : Le processus cryogénique, une solution standard et économique pour purifier du gaz de qualité inférieure provenant de gisements de gaz naturel aux normes prescrites – fait appel à une série d'échangeurs de chaleur, chargés de liquéfier le flux de gaz qui pénètre à haute pression dans le dispositif. De toutes les techniques existantes, les postes de production cryogénique sont ceux qui offrent le taux de récupération du méthane le plus

élevé, avec un taux d'environ 98 %. En revanche, ils sont très onéreux et mieux adaptés aux projets à grande échelle.

La publication de l'USEPA, *Upgrading Drained Coal Mine Methane to Pipeline Quality : A Report on the Commercial Status of System Suppliers* (USEPA-430-R-08-004), contient des informations supplémentaires sur la purification du méthane extrait des mines de charbon (<http://usepa.gov/cmop/docs/red24.pdf>).

6.4.4 Brûlage en torchère

Le brûlage du méthane en torchère est une solution intéressante de réduction des émissions lorsque le gaz ne peut pas être valorisé. Idéalement, chaque centrale de valorisation devrait être équipée d'une torchère en cas de panne du système de traitement, lorsque la centrale doit être provisoirement fermée pour cause d'entretien ou encore aux premières phases de l'exploitation de la mine, lorsque la production de méthane n'a pas encore atteint un niveau suffisant pour permettre la commercialisation. Cette solution minimise les émissions de méthane dans l'atmosphère et a donc pour effet de protéger l'environnement dès lors qu'une valorisation n'est pas envisageable.

Dans certains pays, l'industrie charbonnière et les autorités de tutelle se sont opposées à l'installation de torchères dans les mines, de peur de voir la flamme redescendre le long du système de captage et pénétrer dans les galeries, provoquant ainsi une explosion. La torchère doit être conçue de façon rigoureuse et intégrer des systèmes d'arrêt de flamme et des détonations, des systèmes d'étanchéité, des capteurs et d'autres dispositifs de sécurité. Les torchères de méthane de houille fonctionnent de façon satisfaisante dans un certain nombre de pays, dont l'Australie, la Chine, les États-Unis et le Royaume-Uni.

Les torchères peuvent brûler à l'air libre ou en espace protégé. La seconde solution est nettement plus coûteuse que la première, mais la combustion du méthane est aussi beaucoup plus efficace. Dans des conditions idéales, les deux systèmes ont une efficacité quasiment identique, pouvant atteindre 98 % à 99 % ; en revanche, l'efficacité d'une torchère à l'air libre diminue de façon spectaculaire avec le vent et d'autres paramètres (Université de l'Alberta, 2004). En outre, les torchères à l'air libre sont interdites dans de nombreux contextes. Le Conseil exécutif du

Mécanisme pour un développement propre (MDP), par exemple, utilise des facteurs par défaut de 90 % pour les torchères protégées et de 50 % pour les torchères à l'air libre (Conseil exécutif du MDP, 2009). L'efficacité réelle des torchères en espace protégé est mesurable. D'autre part, le California Air Resources Board utilise des facteurs par défaut de 99,5 % pour les torchères en espace protégé et de 96 % pour celles à l'air libre (CARB, 2014). Enfin, il convient de préciser que les torchères protégées sont plus esthétiques, étant donné que leur flamme n'est pas visible. Elles permettent aussi une meilleure gestion des polluants libérés par la combustion.

6.5 Élimination ou valorisation du méthane faiblement concentré présent dans l'air de ventilation (MAV)

Les mines souterraines représentent de loin la première source d'émissions fugitives de méthane du secteur de l'extraction houillère. Selon les estimations, au moins 70 % de toutes les émissions des mines de charbon proviennent de l'air de ventilation de la mine. L'air ainsi libéré dans l'atmosphère contient en général moins de 1 % de méthane. Aujourd'hui, la rentabilité commerciale de la récupération du MAV comme principal combustible ou carburant dépend des recettes engrangées grâce aux crédits carbone ou d'autres subventions ou aides. Les projets d'exploitation du MAV seraient rentables pour un prix du carbone très bas, de l'ordre de 10 à 15 dollars/tCO₂e.

Au cours de ces dernières années, des techniques d'oxydation thermique du méthane présent à une très faible concentration dans l'air de ventilation ont été développées, initialement pour réduire les émissions de gaz à effet de serre. Mais certaines de ces techniques sont associées à un système de récupération de chaleur, pour chauffer la mine ou un quartier de proximité (chauffage urbain) ou encore pour actionner des turbines à vapeur produisant de l'électricité. Ces technologies de récupération d'énergie suscitent un intérêt croissant.

Deux techniques d'oxydation existent aujourd'hui : l'épuration thermique régénérative, réalisée par des réacteurs thermiques à inversion de flux (TFRR) et l'épuration catalytique régénérative, réalisée par des réacteurs catalytiques à inversion de flux. Les deux systèmes font appel à une inversion du flux pour

maintenir le cœur du réacteur à température et se distinguent uniquement par le fait que le second utilise un catalyseur pour l'oxydation. Avant d'être appliquées au méthane contenu dans l'air de ventilation (MAV), ces technologies étaient largement utilisées pour lutter contre la pollution en milieu industriel et commercial, en particulier pour oxyder des composés organiques volatils et d'autres produits polluants, et éliminer les mauvaises odeurs. Des épurateurs thermiques pour réduire les émissions de méthane ont été installés et testés dans des mines d'Australie, de Chine et des États-Unis. La récupération de l'énergie a également été testée avec succès en Australie, le méthane contenu dans l'air de ventilation servant de carburant pour des moteurs et à la production d'électricité dans une centrale voisine de la mine. Un épurateur catalytique a également été testé en grandeur réelle dans une unité pilote.

Les techniques actuelles de récupération du MAV ne sont généralement pas en mesure de traiter ce gaz lorsque sa concentration est inférieure à 0,2 % sans l'ajout d'un comburant. Mais des recherches sont en cours pour abaisser ce seuil de concentration car dans de nombreuses mines dans le monde la concentration est inférieure à 0,2 %. Dans les filières de production d'électricité à partir de MAV, il faut parfois concentrer davantage le méthane qui pénètre dans le dispositif d'oxydation. Une des méthodes utilisées consiste à enrichir le gaz en méthane provenant d'autres sources, comme le remblai, ou capté en amont. Lorsque l'enrichissement est envisagé, il convient d'éviter l'utilisation de gaz de qualité inférieure (concentration en méthane inférieure à 30 %) en raison des risques d'explosion. À plus forte concentration (> 30 %), le gaz risque aussi de mobiliser une ressource qui pourrait être mieux employée à la production d'électricité à bas coût. Il convient donc de tenir compte de ce paramètre dans l'étude de faisabilité du projet.

Hormis la réduction efficace des contaminants, l'autre enjeu majeur est la sécurité et ce problème a été résolu dans une large mesure par les installations non minières. Des problèmes de sécurité surviennent lorsqu'un épurateur thermique régénératif est exposé à une concentration de contaminants supérieure à la limite inférieure d'explosivité (LIE) qui, pour le méthane, est d'environ 5 % dans l'air. De notoriété publique, des augmentations soudaines et occasionnelles de la concentration de MAV peuvent se produire dans

les mines de charbon pour des raisons diverses et variées liées à l'exploitation normale et sûre de la mine. Ces variations soudaines demeurent cependant une préoccupation sérieuse dans toutes les industries faisant appel à l'épuration thermique régénérative. Quoi qu'il en soit, l'équipement de réduction du MAV n'est pas conçu pour traiter des mélanges explosifs et des mécanismes de prévention sont à mettre en œuvre pour empêcher que cela ne se produise.

Depuis les années 1970, les problèmes de sécurité liés aux épurateurs thermiques régénératifs installés dans d'autres industries ont été réglés grâce à une combinaison de mesures de prévention et d'atténuation. D'après la procédure normalisée, les fournisseurs expérimentés d'épurateurs évaluent et gèrent les risques de sécurité de toute installation sur la base des normes IEC 61511 et IEC 61508 (AS 61511 et AS 61508) et leurs différents équivalents internationaux, qui établissent les prescriptions techniques pour l'ingénierie des systèmes assurant la sécurité d'un procédé industriel au moyen d'instruments.

Parmi les mesures générales de sécurité en matière de MAV, les fournisseurs se chargent en particulier de :

- Détecter les éventuelles conditions dangereuses, stopper en cas de nécessité le fonctionnement de

l'épurateur thermique régénératif et dévier l'air de ventilation/le gaz directement dans l'atmosphère ;

- Veiller à ce que toutes les conditions dangereuses détectées dans la mine provoquent une déconnexion immédiate de l'épurateur thermique ;
- Faire en sorte que le système de conduites qui amène le MAV de l'évasée du système de ventilation à l'unité de réduction ne contienne pas de mélange explosif de méthane avant chaque reconnexion à l'épurateur thermique régénératif ;
- Concevoir les conduites de manière à ce que le débit dans le système soit supérieur à l'éventuelle vitesse de propagation d'un front de flamme alimenté par le méthane, mais qu'il soit néanmoins suffisamment faible dans certaines portions pour permettre la retombée de la majeure partie de la poussière de charbon entraînée ;
- Éviter les conditions dangereuses en surveillant toute concentration légèrement élevée de méthane et en diluant le gaz à un maximum de 25 % de la LIE avant d'atteindre l'épurateur.

Par ailleurs, il convient de vérifier que les épurateurs et l'infrastructure nécessaire au transport de l'air remontant de la mine vers les réacteurs ne créent pas une contre-pression supplémentaire sur le ventilateur de la mine, qu'ils minimisent, dans la mesure du possible, la consommation parasite d'énergie et qu'ils contiennent des systèmes d'analyse du méthane et d'autres dispositifs de sécurité (coupe-flammes, dérivations).

Dans une mine de charbon, les systèmes de réduction du MAV intégrant les meilleures pratiques devraient être conçus de manière à surveiller la concentration de méthane dans le puits de ventilation et dans l'évasée au moyen de multiples dispositifs de mesure indépendants. À des concentrations légèrement supérieures à 25 % de la LIE, le flux de ventilation sera dilué avec de l'air frais, alors qu'à des concentrations sensiblement plus élevées, il sera dévié vers l'atmosphère après la sortie de l'évasée. Le dispositif d'arrêt chargé d'empêcher le flux d'atteindre l'épurateur doit être positionné à une distance suffisante de l'évasée pour permettre la détection et une réponse appropriée du dispositif de mesure et d'admission. Il doit s'appuyer sur des dispositifs multiples et indépendants, pour avoir la certitude que les concentrations élevées n'atteignent pas l'épurateur.

MAV – Chine

Situation : La valorisation du MAV et la réduction des émissions n'avaient jamais été réalisées précédemment en Chine, ne bénéficiant d'aucune mesure incitative en l'absence de crédits carbone.

Solution : Un marché MDP s'est créé, offrant les instruments nécessaires au financement de projets de réduction du MAV. Le groupe minier détenu par l'État, qui exploite la mine, a travaillé en collaboration avec un concepteur de projet MDP et un important fournisseur de solutions techniques afin de mettre au point, en service et exploiter un projet pilote de valorisation commerciale du MAV à l'aide d'un épurateur thermique régénératif à lit unique sans émission de flamme. L'installation de la mine de Zhengzhou a permis de produire l'eau chaude pour les douches des mineurs et le chauffage des bâtiments avoisinants. La chaleur est récupérée grâce à un échangeur de chaleur air eau installé entre l'épurateur thermique régénératif et sa cheminée, à partir de l'air d'échappement chaud.

Voir étude de cas n° 7 pour plus d'informations.

Parmi les autres techniques de valorisation du MAV en cours de développement, il convient de citer le réacteur monolithe catalytique, des turbines utilisant un mélange pauvre en méthane, qui pourraient fonctionner avec du MAV à une concentration de 1,5 %, voire moins, ainsi que des fours rotatifs utilisant du MAV mélangé à de la fine de charbon (Su, 2006). Des recherches sont par ailleurs en cours sur des catalyseurs afin de soutenir le déploiement commercial de la technologie des épurateurs catalytiques pour le MAV. Un fabricant a signalé la mise au point d'un procédé catalytique en une seule passe, fonctionnant à des températures beaucoup plus basses et à une fréquence bien supérieure qu'un épurateur thermique conventionnel. La chaleur du processus peut servir à produire de l'électricité.

Parmi les exemples d'installations commerciales de réduction du MAV, on peut citer la mise en place d'un d'épurateur unique chez Jim Walters Resources, en Alabama, par le fournisseur Biothermica, l'installation de MEGTEC comprenant six unités d'épuration avec production d'eau chaude à la mine Datong dans la province chinoise de Chongqing, et l'installation de trois unités DÜRR à la mine McElroy de CONSOL Energy, en Virginie occidentale, aux États-Unis (fig. 6.5).

En raison des conditions du marché du charbon et du carbone, de ce qui précède, seul le dernier projet de réduction du MAV reste opérationnel en 2015 (fig. 6.5). Cependant, Dürr Systems et Fortman Clean

Energy Technology ont annoncé le développement de plusieurs nouveaux projets d'oxydation et de valorisation du MAV/MMC en Chine. Dürr Systems a été officiellement mandatée à cet effet en mai 2015 pour la mine de charbon de Gaohe, du Lu'An Mining Group, dans la province de Shanxi. Cette installation, forte de 12 unités, dispose d'une capacité de mélange de plus d'un million de Nm^3 d'air de ventilation contenant du méthane avec jusqu'à 60 000 Nm^3/h de méthane houiller et récupère la chaleur évacuée par les oxydants pour générer plus de 30 MW d'énergie électrique (fig. 6.6).

6.6 Surveillance du méthane

L'efficacité et la sûreté d'utilisation du méthane peuvent être considérablement améliorées à condition de mesurer et de contrôler avec précision la concentration réelle de ce gaz à l'extraction.

Le gaz capté et destiné à être converti en électricité ou brûlé en torchère peut être transporté de façon plus sûre s'il existe des données précises sur sa teneur réelle en méthane. Cette mesure est bénéfique pour la sécurité et améliore la valeur marchande du méthane et des matières premières issues de la valorisation ou de la destruction de ce dernier. Ainsi, les moteurs fonctionnant au gaz ne tolèrent qu'une plage étroite de concentrations de méthane ; un apport stable et constant de gaz augmente donc l'efficacité de ces moteurs tout en réduisant leur coût de fonctionnement et d'entretien. De même, le méthane destiné à intégrer le réseau de distribution de gaz naturel doit répondre à des normes extrêmement strictes, au risque d'être refusé par l'exploitant du gazoduc, qui peut même infliger une amende en cas de non-respect de ces normes.

Pour les projets de MAV, il est indispensable de mesurer précisément les flux de ventilation avant la conception du projet, afin d'évaluer les fluctuations du débit et de la concentration du gaz. Une fois le projet en phase d'exploitation, un système de surveillance approfondie fournira des données de fonctionnement. Le programme de surveillance est particulièrement important si l'on veut mesurer les baisses d'émissions de façon précise. Pour cela, il faudra peut-être passer par une batterie de tests très différents de ceux que l'on emploie en général dans la mine, la surveillance du méthane étant effectuée pour des raisons de sécurité

MAV – Australie

Situation : La valorisation ou la réduction à grande échelle du MAV n'avait pas encore été testée dans cette configuration, c'est-à-dire avec une très importante quantité d'air et du méthane très dilué.

Solution : Grâce à la collaboration du constructeur de l'épurateur utilisé sur le site d'Appin, la mine a intégré quatre épurateurs au cycle de fabrication de vapeur d'eau d'une centrale électrique. Les épurateurs sont des chaudières spéciales, capables de fonctionner avec un combustible, le MAV, très dilué. La centrale électrique alimentée au MAV (fig. 9.10) est conçue pour traiter 250 000 Nm^3/h (150 000 pieds cubes standard par minute) d'air de ventilation, soit 20 % du volume total disponible dans l'évasée de la mine. Sa capacité a été prévue pour une concentration moyenne de 0,9 % de méthane dans l'air de ventilation.

Voir l'étude de cas n° 8 pour plus d'informations.

Figure 6.5 Installation Dürr de traitement du MAV (trois épurateurs) à la mine McElroy aux États-Unis



(Reproduit avec l'aimable autorisation de Dürr Systems)

Figure 6.6 Installation de traitement du MAV de Dürr systems à la mine de Gaohe, Chine



(Reproduit avec l'aimable autorisation de Dürr Systems)

et les flux de ventilation étant mesurés pour optimiser cette dernière. Par exemple, nombre de protocoles de mesure de gaz à effet de serre exigent une surveillance continue des émissions du flux de MAV, mais aussi un échantillonnage continu ou périodique des analyseurs de méthane.

6.7 Utilisation du méthane des mines fermées et abandonnées

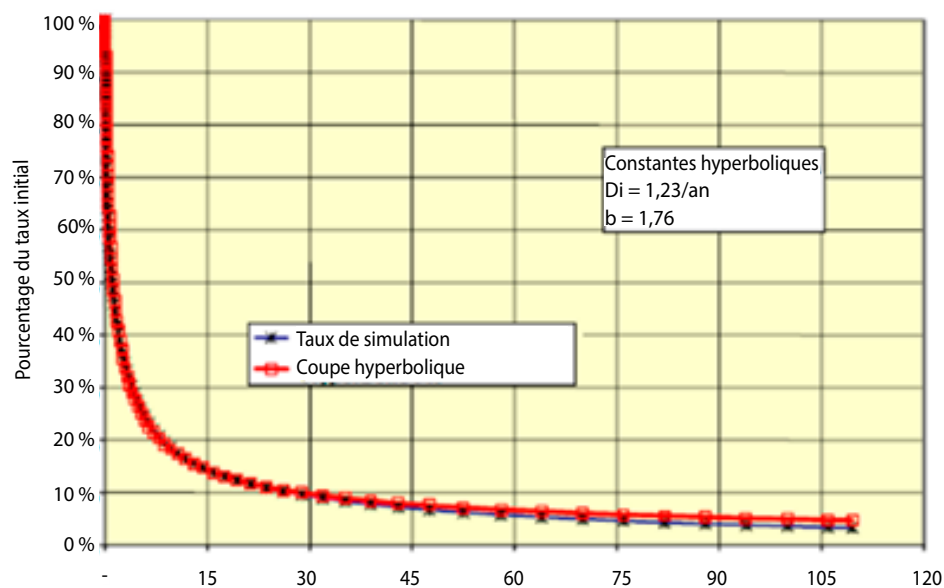
Lorsque la production de minerai s'arrête dans une mine de charbon souterraine, le méthane continue de s'écouler dans les chantiers souterrains par le simple fait de la désorption du charbon résiduel

dans les strates perturbées par l'activité minière. Dans le cas des mines grisouteuses, ce processus de désorption peut se poursuivre plusieurs années après la fermeture, mais à un rythme rapidement décroissant, et lorsqu'une mine est noyée, il peut reprendre après assèchement des chantiers inondés. Le propriétaire d'une mine de charbon endosse de ce fait une responsabilité à long terme, raison des risques d'explosion en surface et des dangers potentiels pour le public, ainsi que des émissions continues de gaz à effet de serre. L'exploitation et l'atténuation du méthane dans les mines de charbon souterraines fermées permettront de minimiser ces risques, de réduire les émissions et potentiellement de générer des revenus. Il y a peu de différence de principe entre le gaz dans les vastes zones scellées d'une mine en

exploitation et une mine abandonnée, bien que les techniques et les priorités en matière de gestion du gaz soient différentes.

Si l'objectif est de produire du gaz à partir d'une mine abandonnée, il est fortement conseillé d'élaborer une prévision de production de gaz tenant compte d'une éventuelle inondation et donc d'un arrêt prématuré de la disponibilité du gaz. Diverses méthodes de prévision fondées sur des données scientifiques ont été mises au point pour évaluer la diminution des émissions de méthane, calculer la capacité des réservoirs de gaz et estimer le potentiel de production de méthane des mines de charbon abandonnées (par exemple USEPA 2004, Lunarzewski & Creedy, 2006, Lunarzewski, 2009). La figure 6.7 montre la courbe de déclin typique d'une mine non inondée et ventilée.

Figure 6.7 Courbe de déclin et potentiel du réservoir de gaz naturel pour une mine fortement grisouteuse abandonnée



(Source : USEPA 2004.)

Chapitre 7. Coûts et aspects économiques

L'essentiel

L'installation et l'exploitation de systèmes de captage à haut rendement se justifient pleinement d'un point de vue économique, de même que la valorisation du gaz capté. Le gaz provenant des mines de charbon a de nombreuses applications, qui sont mises en œuvre partout dans le monde avec succès. Le coût élevé de la purification du gaz capté en vue d'améliorer la concentration de méthane pour une application donnée peut souvent être évité en améliorant les techniques de captage du méthane souterrain.

7.1 Justification économique du captage

Dans les mines de charbon modernes, il est nécessaire de produire une quantité constante et élevée de charbon pour obtenir un rendement financier acceptable de l'investissement. Toutefois, une accélération du rythme d'extraction du charbon entraîne souvent aussi des émissions de méthane plus importantes. Une extraction planifiée de charbon ne doit donc être entravée ni par l'incapacité à respecter les limites de sécurité concernant la concentration maximale du gaz de mine, ni par des incidents liés au gaz. Une transgression des règles de sécurité concernant le gaz peut donner lieu au versement de pénalités ou provoquer des explosions mettant en danger des vies humaines. Or toute perte de vie humaine est inacceptable et doit être évitée. En dehors des effets directs d'une telle perte sur les proches des mineurs, un accident mortel nuit à l'entreprise et affecte l'ensemble du personnel, bien au-delà des aspects financiers liés à la responsabilité pénale, à l'indemnisation, à l'arrêt de la production et aux amendes qui peuvent résulter de l'accident. Le coût d'un seul accident mortel dans une grande mine peut aller de 2 millions à plus de 8 millions de dollars en raison du manque à gagner, des frais judiciaires, des indemnisations financières et des amendes. Un accident majeur a coûté près de 220 millions de dollars en amendes et pénalités diverses (voir note de bas de page 1). Dans certains pays, un accident grave dans une mine peut entraîner l'arrêt de l'extraction pendant une période prolongée, jusqu'à ce que les autorités

aient effectué les visites d'inspection nécessaires et trouvé une solution pour éviter que l'accident ne se reproduise. La fermeture et l'abandon de la mine sont également des options possibles après un accident majeur.

Le coût du captage du méthane fait partie intégrante du coût total des activités d'extraction minière et justifie pleinement l'investissement dans des systèmes efficaces d'extraction du gaz, qui permettront de s'assurer que l'exploitation atteint les objectifs de production dans le respect de la réglementation et en toute sécurité. L'impact financier de l'extraction de méthane peut être calculé. Dans une mine moderne, avec une exploitation intensive en longue taille, l'extraction peut produire de 2 à 5 millions de tonnes de charbon par an (Mtpa) dans de bonnes conditions géologiques. À raison d'une tonne de charbon à 60 dollars, tout problème d'émission de gaz ralentissant ou interrompant la production pendant 10 % du temps se traduit par un manque à gagner compris entre 12 et 30 millions de dollars par an pour l'exploitant de la mine.

Une fois le système de dégazage installé, l'investissement dans un système supplémentaire de captage du gaz permet à la mine de réaliser des économies ou lui procure des recettes additionnelles grâce à la diminution potentielle du coût de l'énergie nécessaire au système de ventilation ou à l'augmentation du potentiel de production de charbon.

7.2 Comparatif des coûts du captage du méthane

Le coût des systèmes de captage du méthane dépend de plusieurs facteurs (matériel, entretien, main-d'œuvre, accès de surface, acquisition foncière) très variables d'un pays à l'autre. À ces différences de coûts viennent s'ajouter les variations liées à la configuration géologique et minière des sites. Ces écarts importants rendent difficile toute généralisation. Le tableau 7.1 compare le coût relatif de différentes méthodes de captage par tonne de charbon extrait (prix de 2015), sur la base de l'exploitation théorique d'un panneau grisouteux en longue taille de 2 km de long sur 250 m

Tableau 7.1 Coût relatif, par tonne de charbon extraite en 2015, de différentes méthodes de captage, en dollars

Méthode	Technique de base	Principaux postes de dépenses	Principales variables de coût	Coût estimé ¹⁵
Captage souterrain en amont	Forage directionnel sur la longueur de la veine	Foreurs spécialisés et équipement spécial	Diamètre et longueur du forage	0,5 à 3,7 dollars/tonne
	Forages rotatifs transversaux	Appareil de forage rotatif et équipement spécial	Diamètre et longueur du forage	0,7 à 4,6 dollars/tonne
Captage de surface en amont	Puits vertical et fracturation conventionnelle	Sous-traitance du forage, du cuvelage et de la fracturation Étanchéisation en fin d'opération	Profondeur du forage et nombre de couches à traiter	1,4 à 11,1 dollars/tonne
	Puits allant de la surface jusqu'à la veine avec de multiples forages transversaux	Sous-traitance du forage, et du cuvelage, et services spécialisés de forage, forage guidé et étanchéisation en fin d'opération	Profondeur et longueur totales des forages transversaux effectués dans la veine. Le coût peut augmenter rapidement en cas de difficultés de forage	1,2 à 9,3 dollars/tonne
Captage souterrain en aval	Forages transversaux (depuis les voies existantes)	Appareil de forage rotatif et équipement spécial	Diamètre et longueur du forage	0,1 à 1,9 dollar/tonne
	Galeries de captage	Création de voies supplémentaires	Épontes et dimensions de la voie	0,4 à 13 dollars/tonne
	Forages sur-adjacents (ou sous-adjacents) ou forages horizontaux guidés	Foreurs spécialisés et équipement de forage guidé spécial	Difficulté de forer en fonction du rayon de courbure	0,6 à 4,6 dollars/tonne
Captage de surface en aval	Forages du remblai	Sous-traitance du forage et du cuvelage, étanchéisation en fin d'opération	Profondeur	1,6 à 17,6 dollars/tonne

Remarque : Les chiffres ci dessus sont très généraux et ne tiennent pas compte des variations de coûts des méthodes « de surface » en fonction de la profondeur.

de large à une profondeur de 600 m, sur une couche de 3 m d'épaisseur et à un rythme annuel de 0,5 Mt à 2,0 Mt. Ces chiffres correspondent à des mines chinoises et australiennes.

La méthode de captage choisie doit être adaptée aux données géologiques et à la configuration de la mine. Par exemple, quelques forages transversaux seulement dans la couche au-dessus de la veine exploitée ne permettront pas une maîtrise efficace du gaz. Par ailleurs, le coût des méthodes de surface augmente

avec la profondeur de la mine. Par conséquent, plus l'extraction est profonde, plus les méthodes souterraines deviennent intéressantes financièrement.

Dans les mines très grisouteuses, il sera peut-être nécessaire d'associer plusieurs méthodes avant de parvenir à l'extraction de volumes importants de charbon dans des conditions de sécurité optimales. Le coût du système de captage augmente aussi avec la complexité géologique du terrain. Ce système doit être suffisamment redondant pour éviter qu'un problème sur un forage ou une galerie de captage ne vienne compromettre la sécurité de l'ensemble de la mine.

¹⁵ Estimation des coûts sur la base de 2009 et d'une inflation annuelle de 2,5 %.

L'extraction de méthane pur en provenance d'une mine présente un coût compris entre 0,07 dollar/m³ et 0,28 dollar/m³, selon les estimations.

7.3 Aspects économiques de la valorisation du méthane

L'utilisation du gaz capté pour la production d'électricité nécessite des investissements supplémentaires, mais représente aussi une source de revenus ou diminue la facture énergétique de la mine. La variation du débit et de la qualité du gaz, les coûts d'opportunité et le financement sont autant d'aspects financiers dont il faut tenir compte avant d'investir dans un projet de production d'électricité.

Le coût de l'investissement par mégawatt d'électricité produite (MW_e) pour une centrale de cogénération alimentée par du méthane de houille (tous équipements compris, dont le traitement préalable du gaz) est compris entre 1 et 1,5 million de dollars pour un générateur à haut rendement répondant aux normes internationales (2008). Les coûts d'exploitation et d'entretien (tout compris) sont de l'ordre de 0,02 dollar à 0,025 dollar par kilowattheure (kWh), sur le cycle de vie complet de la centrale (2008).

Les performances financières d'une centrale électrique au gaz de mine dépendent de la disponibilité du gaz, de l'efficacité de sa transformation, de la fiabilité de l'équipement (et, par conséquent, du nombre d'heures de fonctionnement), de l'acceptation de l'électricité produite par le réseau électrique national ou le client, et des recettes engendrées ou des économies réalisées par la mine grâce à l'utilisation de l'électricité ou de la chaleur produite par la centrale. Le gaz étant de toute façon extrait pour des raisons de sécurité, le coût marginal du captage n'a pas été pris en considération dans l'analyse. Dans certains cas, des coûts supplémentaires sont à prévoir pour améliorer le débit et la qualité du gaz. Pour garantir la réussite du projet, il est essentiel d'associer une conception de bonne qualité, un équipement éprouvé, un dispositif robuste de fonctionnement et d'entretien, mais aussi un système de surveillance en temps réel des performances. La figure 7.1 montre le fonctionnement d'un logiciel de surveillance d'une centrale au méthane de houille.

Le dimensionnement d'une centrale électrique au méthane de houille doit tenir compte de la variabilité

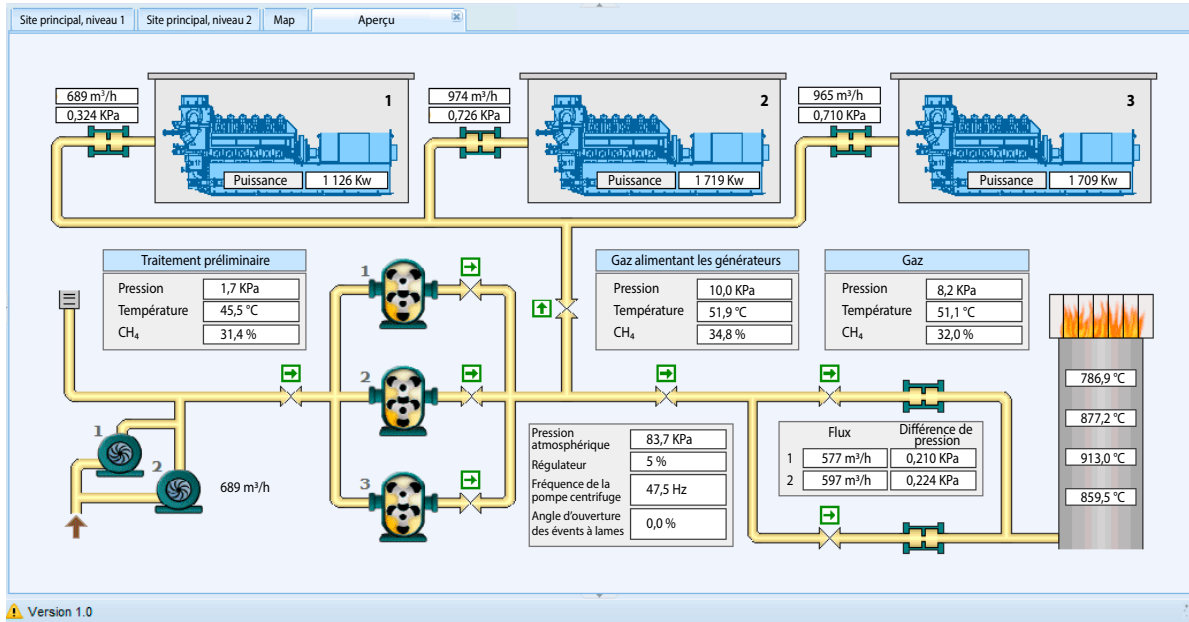
du débit et de la pureté du gaz liés à une activité d'extraction normale. Le cas échéant, il convient d'appliquer des normes de captage plus strictes afin de s'assurer que la qualité du gaz destiné à être valorisé est à la fois sûre et conforme à la réglementation. La compilation de données chronologiques servira à déterminer la capacité de production d'énergie correspondant à une teneur en méthane prédéterminée (par exemple 85 %), le torchage permettant d'éliminer le méthane non utilisé (voir fig. 7.2). Comme l'ont montré de nombreuses centrales électriques au méthane de houille surdimensionnées – et donc peu performantes – ce calcul est important parce que ces centrales ont un intérêt économique lorsqu'elles fonctionnent à leurs pleines capacités, c'est-à-dire plus de 7 500 heures par an. Par conséquent, la capacité du générateur ne doit pas être calculée pour traiter une arrivée de charge de pointe, mais plutôt pour une charge de base, en fonction de la disponibilité du gaz. En termes quantitatifs et qualitatifs (qualité inférieure du gaz), les pointes de charge doivent idéalement être brûlées en torchère pour réduire au maximum l'impact sur l'environnement.

Avec l'amélioration progressive du captage, il est possible d'ajouter d'autres générateurs : un débit de méthane pur de 4 m³/mn permet de produire environ 1 MW_e.

Outre l'alimentation d'une centrale électrique, le méthane de houille a de nombreuses autres applications : gaz de ville, combustible dans les chaudières, production de chaleur et produit chimique de base, comme expliqué au chapitre 6. Pour ces applications, les aspects économiques sont largement tributaires des particularités de chaque situation et il est difficile d'établir des estimations généralisées comme cela a été fait pour la production d'électricité.

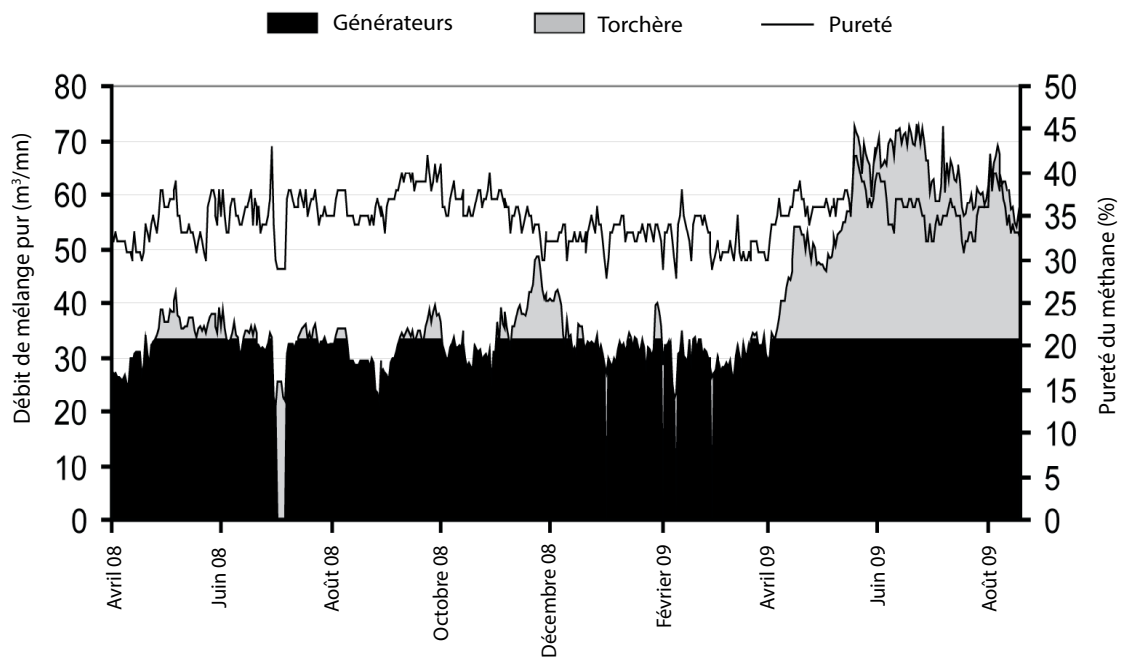
Les émissions de méthane de houille provenant essentiellement de l'air de ventilation (MAV), certains principes de valorisation de cet air s'appliquent. L'oxydation du MAV dégage de la chaleur utilisable pour produire de la vapeur d'eau et générer de l'électricité. Des unités d'oxydation pouvant traiter 35 m³ normalisés par seconde (Nm³/s) d'air de ventilation contenant 0,5 % de méthane sont capables de produire environ 1,3 MW_e. Afin d'atteindre une production constante d'électricité, il faut disposer d'une source suffisante de méthane capté permettant de stabiliser la concentration

Figure 7.1 Production d'électricité à partir de méthane de houille et réduction des émissions : système de suivi en temps réel montrant le diagramme de flux et les paramètres de performance du méthane utilisé dans trois générateurs et une torchère



(Reproduit avec l'aimable autorisation de Formac Electronics et de Sindicatum Sustainable Resources)

Figure 7.2 Fluctuation du débit et de la pureté du méthane capté dans une mine de charbon, avec optimisation de la capacité et utilisation de générateurs et d'une torchère



(Reproduit avec l'aimable autorisation de Sindicatum Sustainable Resources)

Valorisation du méthane houiller et réduction des émissions dans trois grandes mines de charbon – Chine

Situation : Trois grandes mines, d'une capacité combinée de production de charbon de 14 Mtpa, captaient au total environ 140 m³/mn de méthane qui étaient évacués dans l'atmosphère. Les mines souhaitaient mettre en œuvre une technologie moderne de moteurs à gaz et optimiser la production d'électricité, mais n'avaient aucune expérience de l'utilisation du méthane de charbon. Se posaient également des problèmes de variabilité de la concentration et des flux de méthane dans les mines.

Solution : La société minière s'est associée à un développeur de projets internationaux possédant une expertise en méthane houiller pour construire et exploiter des systèmes de cogénération alimentés par du méthane de houille dans trois mines grisouteuses. Le partenaire international a financé tout l'équipement tandis que le partenaire minier chinois a fourni le terrain et financé la conception et les travaux de génie civil. Les trois projets ont été enregistrés avec succès en tant que projets MDP (mécanisme de développement propre) dans le cadre de la CCNUCC et ont permis d'éviter au total plus d'un million de tonnes d'équivalent dioxyde de carbone par an.

Voir l'étude de cas n° 6 pour plus d'informations.

en MAV, sachant qu'une concentration relativement élevée de ce gaz est nécessaire pour optimiser les performances. Les dépenses d'équipement par unité d'énergie produite sont deux fois plus élevées que celles encourues pour la production classique d'électricité au méthane de houille, tandis que le « coût d'opportunité environnemental », qui porte sur la réduction des émissions, est quatre à cinq fois plus important que ce qu'il aurait été dans la solution traditionnelle, avec le même niveau de dépenses d'équipement. Au prix actuel de l'énergie et lorsque le tarif de rachat du gaz est faible, la production d'électricité à partir de l'air de ventilation ne présente pas d'intérêt économique si elle ne s'accompagne pas de l'apport de recettes engendré par les crédits carbone. En outre, une amélioration du captage peut permettre d'augmenter la production d'électricité à partir du gaz de houille pour un coût bien plus bas et de réduire, dans le même temps, les émissions de MAV.

L'intérêt économique de la production d'électricité à partir de méthane de houille ou de l'air de ventilation est largement tributaire du prix de l'électricité produite pour

un projet donné, de la valeur des crédits de réduction des émissions ou d'autres incitations, par exemple des exemptions fiscales.

7.4 Crédits carbone et autres incitations

Les crédits de réduction des émissions peuvent offrir une option de financement supplémentaire dans un certain nombre de pays, de régions ou de provinces et compléter ainsi les formes classiques de financement de projets susceptibles d'être obtenus au moyen de prêts bancaires ou d'investissements privés. Divers programmes de plafonnement et d'échange des émissions de GES ou similaires sont en cours ou planifiés dans les pays producteurs de charbon tels que l'Australie, le Canada, la Chine, les États-Unis, le Kazakhstan, le Mexique et l'Union européenne. En outre, de nombreux programmes volontaires de réduction des émissions de GES acceptent le méthane provenant des mines de charbon comme type de projet de compensation. Aux États-Unis, le California Air Resources Board (CARB) a approuvé, le 25 avril 2014, un crédit compensatoire de carbone pour la réduction du méthane, qui prévoit des diminutions d'émissions jusqu'en 2020 dans les mines de charbon souterraines en exploitation et abandonnées, ainsi que dans les mines de charbon à ciel ouvert. En Chine, des projets d'utilisation du méthane houiller dans la province du Guizhou ont été approuvés le 4 juin 2014 comme nouveaux projets de réduction volontaire des émissions de la Chine par la Commission nationale pour le développement et la réforme (CNDR). Les réductions d'émissions certifiées par la Chine produites par ces projets sont utilisables comme crédits compensatoires dans certains des sept systèmes pilotes d'échanges de quotas d'émissions opérationnels en Chine¹⁶.

Le cycle d'un projet de compensation carbone commence par l'inscription et l'enregistrement auprès d'un programme ou registre GES. Tous les projets de crédits compensatoires enregistrés sont tenus de démontrer qu'ils sont réels, mesurables et vérifiables. Pour certains d'entre eux, tels les projets de réduction volontaire des émissions de la Chine, une preuve solide de leur « additionnalité » est exigée pour être éligibles

¹⁶ Au moment de la publication de cette édition du Guide des pratiques optimales, seuls des projets pilotes étaient en cours. En septembre 2015, la Chine a annoncé qu'un système national d'échange de droits d'émission serait lancé en 2017 et pleinement opérationnel d'ici à 2020.

aux crédits de réduction d'émissions en utilisant des méthodologies « basées sur des projets », par exemple celle du Mécanisme pour un développement propre (MDP). La démonstration de l'additionnalité propre à un projet consiste à établir que le projet a impérativement besoin de crédits de réduction d'émissions pour surmonter certains obstacles (par exemple technologiques, financiers ou liés aux pratiques courantes), faute de quoi il ne peut être réalisé. En général, l'admissibilité et l'additionnalité du projet sont établies pendant la phase de validation du cycle du projet et représentent un coût en termes financier et de temps pour le promoteur du projet.

Alternativement, les programmes de réduction des GES peuvent recourir à une méthode standardisée « basée sur la performance » ou « basée sur l'activité » pour les compensations. Elle permet de s'affranchir de la nécessité d'argumenter en termes d'additionnalité et de supporter des coûts de validation pour chaque projet. La mise en place de méthodes standardisées implique des dépenses plus importantes en matière de recherche et d'analyse par les programmes de réduction des GES et les parties prenantes, et peut être délicate dans de vastes régions géographiques dotées de pratiques différentes d'extraction du charbon. Les programmes CAR (Climate Action Reserve) et CARB utilisent des approches standardisées basées sur les activités pour les mines de charbon américaines.

D'autres mesures incitatives permettent aussi de financer des projets de valorisation du méthane : subventions, crédits d'impôt, plans d'éco-investissement et rachat du gaz (comme en Allemagne et en République tchèque). En l'absence de ces mesures incitatives, le financement de la lutte contre les émissions de carbone s'est avéré un instrument efficace et axé sur le marché pour susciter la mise en œuvre de projets d'exploitation du méthane provenant des mines de charbon, notamment ceux visant uniquement la destruction du méthane, par exemple du MAV. La rémunération à la performance gagne également du terrain en tant qu'outil politique pour encourager la réduction des émissions, par exemple en Australie et à la Banque mondiale^{17, 18}.

¹⁷ Australia Emissions Reduction Fund White Paper (Livre blanc du Fonds de réduction des émissions de l'Australie), à l'adresse http://environment.gov.au/system/files/resources/1f98a924-5946-404c-9510-d440304280f1/files/emissions-reduction-fund-white-paper_0.pdf.

¹⁸ Mécanisme pilote de ventes aux enchères pour la réduction des émissions de méthane et l'atténuation du changement

L'effet de levier apporté par la finance carbone peut être calculé de la façon suivante : une unité de réduction des émissions (URE) correspond à une tonne de dioxyde de carbone, soit environ 70 m³ de méthane (en envisageant un PRP de 21¹⁹). Les calculs doivent prendre en compte les gains liés à la destruction du méthane ainsi que le rejet de 2,75 tCO₂ émis par tonne de méthane brûlé. De façon empirique, une centrale à méthane de houille, qui brûle 250 m³/h de méthane pur pour une capacité installée de 1 MW_e, peut réduire les émissions de CO₂ de 30 000 tonnes par an. En fonction du nombre d'heures de fonctionnement et de l'efficacité du processus, cela correspond à plus de sept fois les réductions d'émissions obtenues grâce à une éolienne de 1 MW_e.

Avant d'opter pour l'effet de levier offert par la finance carbone ou d'autres instruments incitatifs, il convient de réfléchir aux paramètres suivants : choix du mécanisme d'attribution des crédits, procédures et coûts de transaction, durée, complexité, réglementation locale et incertitudes concernant les prix des crédits de réduction des émissions. La consignation des crédits de carbone dans des registres de GES peut s'avérer difficile et nécessiter une assistance spécialisée, en particulier lors de la mise en place du projet, de la validation et de la vérification initiales.

Le MDP mis en œuvre dans le cadre du Protocole de Kyoto de 2008-2012 a permis aux pays développés d'élaborer et de revendiquer des réductions d'émissions certifiées (REC) à partir de l'application de méthodologies approuvées dans les pays en développement (non visés à l'annexe 1). Ce mécanisme a stimulé le développement de 128 projets liés au méthane houiller, approuvés par la Commission nationale pour le développement et

climatique (*Pilot Auction Facility for Methane and Climate Change Mitigation*, ou PAF), à l'adresse <http://www.worldbank.org/en/topic/climatechange/brief/pilot-auction-facility-methane-climate-mitigation>.

¹⁹ Le GIEC a révisé ce chiffre dans le quatrième rapport d'évaluation (GIEC, 2007) : désormais les projets MDP utilisent la valeur 25 ; la Californie utilise l'ancienne valeur de 21, bien que celle-ci risque d'être révisée à l'avenir. Les rapports d'évaluation du GIEC ont régulièrement revu à la hausse le PRP du méthane, à mesure que la connaissance des mécanismes du changement climatique se renforçait. Le cinquième rapport d'évaluation présente les valeurs de PRG de 28-34 (IPCC, 2014) à l'horizon temporel communément utilisé de 100 ans. Les protocoles de réduction des émissions sont généralement en retard par rapport aux mises à jour du GIEC, d'où le large éventail de valeurs dont il est fait état dans la littérature.

la réforme (CNDR) en Chine entre 2005 et 2012. Tous les projets ne sont pas éligibles aux crédits de réduction certifiée des émissions, dont le prix a chuté rapidement depuis 2012 en raison de l'absence de demande de la part du système communautaire d'échange de quotas d'émission (SCEQE), seul marché important pour les crédits. Néanmoins, les incitations du MDP ont favorisé le développement de l'industrie du méthane houiller dans toute la Chine, drainant des investissements internationaux et apportant un meilleur captage du gaz et des technologies avancées d'utilisation du méthane. Depuis 2012, le MDP n'est plus applicable aux nouveaux projets de MMC en Chine. Le pays a cependant lancé sept programmes pilotes indépendants de plafonnement et d'échange des émissions de GES à l'échelle municipale et provinciale. Les règles de génération des unités de réduction certifiée d'émissions (URCE) de la Chine sont gérées par un processus similaire au MDP, la CNDR étant l'arbitre final. Le Gouvernement chinois prévoit d'introduire en 2016 un SCEQE national qui devrait être pleinement opérationnel d'ici à 2020. Ce marché, le plus grand marché mondial du carbone, pourrait offrir des opportunités substantielles pour développer l'industrie du méthane de houille dans toute la Chine ; toutefois, une norme environnementale existante, qui exige l'emploi de méthane d'une pureté supérieure à 30 %, constitue un obstacle supplémentaire à l'application des pratiques optimales, limitant le bénéfice des URCE aux seuls projets à faible concentration de méthane. Alors que le Gouvernement chinois prévoit de réduire la dépendance à l'égard du charbon en freinant la croissance du secteur, les mines de charbon demeureront une source importante d'émissions de GES dans un avenir prévisible. En 2014, les prix des quotas de carbone ont considérablement varié d'un projet pilote à l'autre, allant de 3,2 à 10,5 dollars/tCO₂e. Les prévisions de prix moyen de l'URCE se situent pour la plupart dans la fourchette de 3,2 à 6,5 dollars.

Le programme californien de plafonnement et d'échange, sous le contrôle de la CARB, permet aux entités visées (par exemple les centrales électriques) d'émettre des GES. La CARB a reconnu que les réductions d'émissions de MMC constituaient un type de compensation admissible, à la condition que le projet respecte le protocole de compensation obligatoire des projets de captage du méthane dans

les mines²⁰. Ce protocole s'applique aux mines américaines souterraines, de surface et abandonnées, bien que les ventes aux gazoducs de gaz provenant de mines en exploitation ne soient pas éligibles, car considérées comme des « activités courantes » et des ventes additionnelles. La première période de référence expire en 2020. Les prix des compensations pour 2014 se situent entre 8 et 10 dollars/tCO₂e. La CARB a été officiellement liée au programme GES du Québec en 2014 et a mené des discussions avec des représentants de programme GES du Mexique, du Kazakhstan et de Chine.

Plusieurs programmes internationaux volontaires de réduction des émissions de GES permettent d'enregistrer les projets de réduction d'émissions. Le marché des réductions d'émissions vérifiées (REV) est plus étroit et leur prix est nettement plus bas (1-3 dollars/tCO₂e) que les marchés de conformité, mais des accords bilatéraux portant sur un montant jusqu' à 5 dollars/tCO₂e ont été négociés en 2014.

Plusieurs programmes nord-américains de réduction des GES acceptent les projets de MMC. Climate Action Reserve utilise un protocole de compensation pour la réduction des émissions de méthane des mines souterraines américaines et Verified Carbon Standard (VCS) emploie des protocoles de compensation pour les mines souterraines, de surface et abandonnées à l'échelle internationale. American Carbon Registry (ACR) accepte les projets internationaux utilisant les protocoles MDP tels que l'ACM0008.

Les coûts d'investissement pour les centrales de cogénération de MMC, en termes de potentiel de réduction des émissions pendant dix ans d'exploitation, sont d'environ 3 à 5 dollars par tonne d'équivalent en dioxyde de carbone évitée. La génération de crédits de réduction d'émissions implique la préparation des documents de projet, la validation, la vérification et des coûts de service, accompagnés d'équipements de valorisation et de destruction du méthane et leur maintenance.

À titre d'exemple, une mine moyennement grisouteuse (émission spécifique de 10 m³/tonne de charbon extrait) dégage, net de CO₂ produit par combustion, 0,040 tCO₂/tonne de charbon produit, tandis qu'une

²⁰ <http://www.arb.ca.gov/cc/capandtrade/protocols/mmcprotocol.htm>.

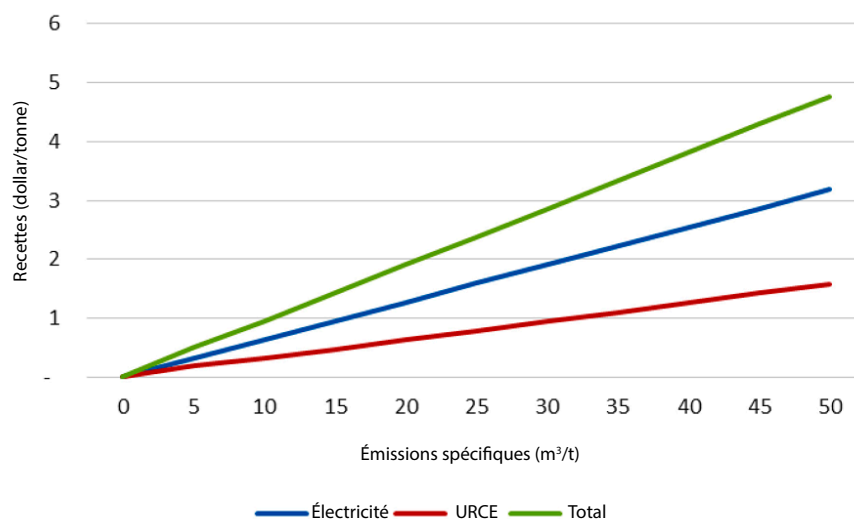
mine très grisouteuse (émission spécifique de 40 m³/tonne de charbon extrait) produit 0,158 tCO₂e/tonne de charbon. Ce calcul repose sur l'hypothèse du captage de 40 % du méthane de houille et d'une utilisation de 80 % de ce dernier. Un tel niveau de performance serait attendu comme un minimum pour les projets appliquant des pratiques, méthodes et normes optimales et ne connaissant pas de contraintes géologiques ou minières majeures. Dans cet exemple, une production 4 millions de tonnes de charbon par an dans la mine moyennement grisouteuse représenterait environ 158 000 tCO₂e. Dans une mine très grisouteuse, cette même production de 4 millions de tonnes de charbon par an équivaldrait à près de 633 000 tCO₂e.

La valeur réelle de la réduction d'une tonne d'équivalent CO₂ dépend du marché et du calendrier de la vente. Les prix actuels du marché américain (2015) se situent généralement entre 6 et 10 dollars la tonne d'équivalent CO₂. Un investissement en vue de la valorisation du méthane dans une mine moyennement grisouteuse (10 m³/t) produisant 4 millions de tonnes de charbon par an (Mtpa), avec un contrat d'achat de réduction d'émissions (ERPA) au prix de 8 dollars/tCO₂e (40 % de captage de gaz et 80 % de disponibilité), rapporterait environ 1,3 million de dollars des États-Unis par an par les crédits de réduction d'émissions, somme à laquelle il convient d'ajouter les revenus ou les économies de

coûts provenant de la production d'électricité ou des ventes de gaz. Dans l'hypothèse d'une stabilité de l'alimentation en gaz, le méthane capté permettrait de produire 5 MW_e (2,2 millions de m³ par an de méthane pur permettent de produire environ 1 MW_e), tandis que les recettes tirées de la production d'énergie, d'environ 0,05 dollar/kWh, pour 7 000 heures de fonctionnement par an, s'élèveraient à 1,75 million de dollars. Les recettes provenant de la réduction des émissions et de la production d'électricité représenteraient donc 3,01 millions de dollars au total. La figure 7.3 représente les recettes provenant de la production d'électricité, en dollars par tonne de charbon extrait, et les ventes de crédits d'émissions en fonction des émissions spécifiques de méthane (pur) en m³/t. Sur la base d'un prix médian des crédits d'émissions de 8 dollars/tCO₂e, ces derniers fournissent environ 33 % du revenu total. Avec une valeur basse de 6 dollars/tCO₂e et une valeur haute de 10 dollars/tCO₂e, ces crédits d'émissions représenteraient 27 % et 38 % du total des revenus. L'attractivité économique d'un projet d'exploitation de méthane provenant des mines de charbon dépendra bien entendu des coûts d'investissement et de fonctionnement du projet.

Une rentabilité sensiblement supérieure est envisageable dans des mines plus riches en méthane. Ainsi, une mine très grisouteuse (émissions

Figure 7.3 Doublement des recettes liées à la production d'électricité à partir de méthane de houille : 40 % de gaz capté, 80 % de gaz utilisé



(Reproduit avec l'aimable autorisation de Sindicatum Sustainable Resources)

spécifiques de 40 m³/t) produisant 4 Mtpa pourrait tirer des recettes de 8 millions de dollars par an de ces réductions d'émissions, avec une capacité de production d'électricité de 20 MW_e représentant 7 millions de dollars. Les recettes brutes totales tirées de l'extraction et de la valorisation du gaz s'élèveraient donc à 15 millions de dollars. En supposant un coût d'investissement typique de 1,2 million de dollars/MW_e installé pour une centrale électrique au gaz de houille, un retour sur investissement de deux ans est réalisable.

Il n'est possible de rentabiliser des projets de réduction des émissions que si les réductions opérées peuvent être prouvées par des mesures précises du débit et de la pureté du méthane. Les projets d'extraction et de valorisation du méthane font déjà l'objet d'une surveillance rigoureuse et risquent d'être davantage surveillés encore à l'avenir. La complexité de la surveillance et des mesures à effectuer est souvent sous-estimée, ce qui peut entraîner des risques et un manque à produire.

7.5 Coût d'opportunité de la valorisation

Une société minière pourrait choisir d'investir dans l'augmentation de sa capacité de production de charbon à mesure que les prix du charbon augmentent, plutôt que d'investir dans la production d'électricité à partir de MMC. Inversement, si les prix du charbon diminuent, la production d'électricité à partir du méthane gagne en intérêt. En revanche, la situation n'est plus la même lorsqu'un acteur extérieur investit dans la valorisation et que le système de crédits de réduction des émissions entre en jeu. En effet, cette

proposition est intéressante pour une mine, puisque le coût d'opportunité disparaît et que le méthane non utilisé précédemment crée de la valeur ajoutée.

7.6 Coûts environnementaux

À l'heure actuelle, la plupart des entreprises minières considèrent le captage du méthane comme un coût d'exploitation, alors que les frais engagés pour la valorisation du gaz ou la réduction des émissions sont un coût d'investissement supplémentaire. Lorsque l'atténuation des changements climatiques et l'utilisation d'énergies propres feront partie intégrante de la chaîne de valeur, les exploitants de mines devront sans doute adopter une démarche plus globale vis-à-vis de ces facteurs. À l'avenir, ils pourraient se trouver dans l'obligation de renforcer l'efficacité des systèmes de captage au-delà de ce qu'exigent les normes de sécurité, afin de répondre aux objectifs de protection de l'environnement.

Dans l'hypothèse d'un statu quo, les estimations pour la Chine montrent que le coût lié à l'internalisation de l'impact des émissions de méthane dues à l'extraction de charbon serait d'environ 12 dollars par tonne de charbon extrait (ESMAP, 2007). Aucun pays n'a cherché pour l'heure à imposer un tel coût, mais ce montant donne une idée du coût potentiel auquel risque de se trouver confrontée toute mine de charbon qui n'aurait pas réussi à réduire ses émissions. La Russie, par exemple, impose déjà une amende sur les émissions de méthane provenant des mines de charbon, mais d'un montant bien inférieur au chiffre indiqué plus haut.

Chapitre 8. Conclusions et résumé à l'intention des décideurs

Depuis la révolution industrielle, le charbon représente une part importante de la production d'énergie primaire dans le monde. Les grands pays industrialisés, mais aussi les pays émergents et en transition, en fait l'économie mondiale dans son ensemble, continueront de bénéficier des avantages et de dépendre de cette source d'énergie dans un avenir prévisible. En 2013, le charbon a représenté 29 % de l'énergie primaire et 41 % de l'électricité produites dans le monde et pratiquement 70 % de l'énergie consommée par la métallurgie et l'industrie de l'aluminium. Selon les prévisions de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), la production mondiale de charbon continuera de progresser jusqu'à 2020 malgré les efforts déployés par la Chine pour modérer sa consommation, du simple fait de la forte croissance de la demande chinoise et indienne (IEA 2015a, IEA 2015b, WCA 2014).

L'extraction du charbon et une gestion efficace du méthane deviendront de plus en plus problématiques en raison de l'épuisement des réserves de surface et de l'exploitation de gisements toujours plus profonds et grisouteux. En même temps, les sociétés exigent un renforcement de la sécurité pour les mineurs et une meilleure prise en compte de l'environnement par l'industrie charbonnière.

Idéalement, les entreprises charbonnières modernes ont conscience des avantages liés à l'adoption d'un système global de gestion du méthane intégrant de manière constructive la maîtrise du gaz souterrain, la valorisation du méthane et les réductions des émissions dangereuses. De même, dans une optique de politique générale et de réglementation, une démarche globale vis-à-vis de la gestion du méthane provenant des mines de charbon offre de nombreux avantages. L'élaboration et la mise en œuvre de règles relatives à l'extraction, au transport et à la valorisation du méthane en toute sécurité favorisent l'émergence de normes de captage plus strictes ainsi qu'une production d'énergie plus soucieuse de l'environnement et une réduction plus importante des émissions de méthane.

L'expérience des pays industrialisés dans ce domaine montre qu'un investissement dans de bonnes pratiques de captage réduit la durée d'immobilisation de la mine en présence de grisou, offre un environnement de travail plus sûr et permet de valoriser une quantité plus importante de méthane et de réduire les émissions de méthane de houille. Le présent guide doit être le point de départ de l'élaboration de stratégies et de programmes destinés à soutenir les améliorations nécessaires en matière de sécurité et de pratiques, afin de renforcer la sécurité dans la mine tout en réduisant drastiquement les émissions de méthane de façon conséquente.

Les grands principes énoncés dans ce guide sont les suivants :

1. L'industrie charbonnière dans le monde entier dispose d'un corpus considérable de connaissances et d'expérience de la gestion des risques de coups de grisou. Une exploitation à l'échelle mondiale des connaissances et des pratiques accumulées et actuellement disponibles sur la présence, la prévision, la maîtrise et la gestion du méthane pourrait réduire de façon sensible les risques de coups de grisou dans les mines. Les connaissances en matière de gestion du risque potentiel d'explosion de gaz font défaut. Comment améliorer le captage des gaz dans les gisements de charbon à très faible perméabilité ?

2. Quelles que soient les contraintes, la sécurité des mineurs passe avant tout ; il ne peut être porté atteinte à ce principe. La législation ni même les techniques les plus perfectionnées ne peuvent, à elles seules, assurer la sécurité dans les mines grisouteuses. En revanche, une gestion, une organisation et des pratiques rationnelles et efficaces sont essentielles pour parvenir à une exploitation sans danger. La sécurité dans les mines passe aussi par d'autres aspects critiques : l'éducation et la formation de la direction et des mineurs, et le soutien aux suggestions des mineurs concernant l'application et la révision des mesures de sécurité au travail.

3. Il convient d'associer une démarche d'évaluation des risques d'explosion à une application rigoureuse d'une réglementation stricte en matière de ventilation et de valorisation du méthane.

Cette démarche permettra d'augmenter la quantité et la qualité du gaz capté. En effet, la circulation de méthane dans les mines, dans des conditions normales, d'équilibre, est généralement prévisible. Par nature, les dégagements accidentels et spontanés sont difficiles à prévoir, mais les conditions dans lesquelles ils se produisent sont relativement bien connues. Des procédures précises permettant de réduire les risques liés à ces situations ont été développées et doivent être adoptées lorsque les risques sont importants. La sécurité des mineurs dépend de la rigueur avec laquelle les méthodes de maîtrise du méthane sont mises en œuvre et leur application surveillée. Il convient aussi de ne pas négliger l'importance d'installer des dispositifs souterrains de surveillance, pour des raisons de sécurité de fonctionnement de la mine mais aussi pour collecter puis exploiter les données ainsi obtenues en vue de planifier la sécurité.

4. Les dispositifs de ventilation sont des composantes critiques d'un système global permettant d'extraire efficacement le méthane des chantiers de la mine.

Le système d'aérage de la mine remplit trois fonctions différentes : 1) fournir de l'air frais et respirable aux mineurs ; 2) contrôler la température de l'air dans la mine ; 3) diluer ou éliminer de façon efficace les gaz dangereux et les poussières inhalables.

5. Les améliorations du système de captage sont une solution souvent plus rapide et plus économique aux problèmes de gaz minier que le simple fait d'augmenter l'apport d'air.

Les problèmes liés au captage peuvent être résolus par la mise en œuvre de connaissances et de techniques éprouvées. L'adoption de nouvelles solutions techniques, testées ou non, ne doit être envisagée qu'après un recours aux bonnes pratiques existantes et uniquement si ces dernières n'ont pas donné de solution satisfaisante. Il est possible d'améliorer les performances des systèmes de captage

par une installation, un entretien et une surveillance régulière de qualité, mais aussi par la mise en œuvre de plans de forages systématiques.

6. Le transport de mélanges méthane-air dans des concentrations à l'intérieur ou à proximité du domaine d'explosivité est une opération dangereuse et doit être interdit.

Le méthane est un gaz explosif dès lors que sa concentration dans l'air se situe dans la fourchette de 5 % à 15 %. Empiriquement, dans toute utilisation du gaz, il convient d'observer un facteur de sécurité égal à au moins 2,5 fois la limite inférieure d'explosivité et à au moins deux fois sa limite supérieure.

7. Les mines de charbon souterraines représentent l'une des sources les plus importantes d'émissions de méthane (environ 8 % des émissions anthropiques), mais ces émissions peuvent être considérablement réduites grâce à la mise en œuvre de bonnes pratiques.

Le potentiel de réchauffement de la planète du méthane est supérieur de 28 à 34 fois à celui du dioxyde de carbone, qui est le gaz à effet de serre le plus important au plan mondial. Une grande partie du méthane provenant des mines souterraines peut être extraite puis valorisée, ou détruite (ce qui réduit son potentiel de réchauffement car il se transforme en dioxyde de carbone). Le gaz peut être capté avant l'extraction du charbon ou récupéré dans l'air de ventilation pour être valorisé, ou encore brûlé en torchère. L'utilisation de techniques efficaces et l'existence de débouchés devraient permettre d'atteindre à terme l'objectif de suppression totale des émissions de méthane.

8. L'installation et l'exploitation de systèmes de captage à haut rendement se justifient pleinement d'un point de vue économique.

Le gaz provenant des mines de charbon a de nombreuses applications, qui sont mises en œuvre avec succès partout dans le monde. Le coût élevé de la purification du gaz capté en vue de renforcer la concentration de méthane pour une application donnée peut souvent être évité en améliorant les techniques de captage du méthane souterrain.

Chapitre 9. Études de cas

Les études de cas présentées dans les pages suivantes illustrent les pratiques évoquées dans ce guide et mises en œuvre dans différentes mines en activité dans le monde (tableau 9.1). Les conséquences graves de la non-adoption des meilleures pratiques y sont également soulignées.

Les études de cas n° 1 à n° 3 portent sur les pratiques d'évaluation, de planification et de gestion du méthane dans trois mines en longue taille mises en œuvre pour solutionner des problèmes de maîtrise du méthane. L'étude de cas n° 4 démontre comment des systèmes de gestion efficaces peuvent assurer un fonctionnement sans danger des filons houillers grisouteux.

Les études de cas n° 5 et n° 6 traitent de l'amélioration des performances du captage du méthane et de la combinaison de la valorisation et de la réduction du MMC en vue d'éliminer virtuellement les émissions de gaz dans l'atmosphère.

Les études de cas n° 7 et n° 8 portent plutôt sur la diminution et la valorisation du méthane contenu dans l'air de ventilation.

L'étude de cas n° 9 aborde la réduction des risques d'explosion dans les mines à chambres et piliers et l'étude de cas n° 10 illustre les conséquences tragiques de la non-adoption des meilleures pratiques.

Tableau 9.1 Liste des études de cas

N°	Pays	Efficacité de la production de charbon	Contrôle de la ventilation	Captage et contrôle du gaz	Utilisation du gaz	Atténuation des émissions	Prévention des explosions	Note
1	Royaume-Uni	○		○				
2	Allemagne	○	○	○				
3	Australie	○	○	○	Production d'énergie	Utilisation/torchères	Oui	Prévention des explosions
4	Australie	○	○	○				Prévention des explosions
5	Chine			○	Production d'énergie et de chaleur à partir de MMC	Utilisation/torchères		
6	Chine			○	Production d'énergie et de chaleur à partir de MMC	Utilisation/torchères		
7	Chine				Chaleur à partir du MAV	MAV		
8	Australie				Énergie à partir du MAV	MAV		
9	Afrique du Sud	○	○					Exploitation par chambres et piliers
10	Nouvelle-Zélande						Enseignements tirés	

Chacune de ces études de cas est présentée de manière concise, l'objectif étant d'en souligner les principales caractéristiques.

Étude de cas n° 1 : Atteinte des objectifs de production dans une mine en longue taille rabattante grisouteuse subissant de fortes contraintes et une veine présentant une tendance à la combustion spontanée – Royaume-Uni

Situation initiale : Chantier à 980 m de profondeur, émissions spécifiques de 50 m³/t, provenant d'une longue taille rabattante de 2 m destinée à produire 1 Mtpa ; charbon à très faible perméabilité présentant un risque élevé de combustion spontanée, contraintes horizontales très importantes sur le front d'abattage et soufflage du mur dans les deux voies d'accès à la longue taille – une voie d'entrée et une voie de retour.

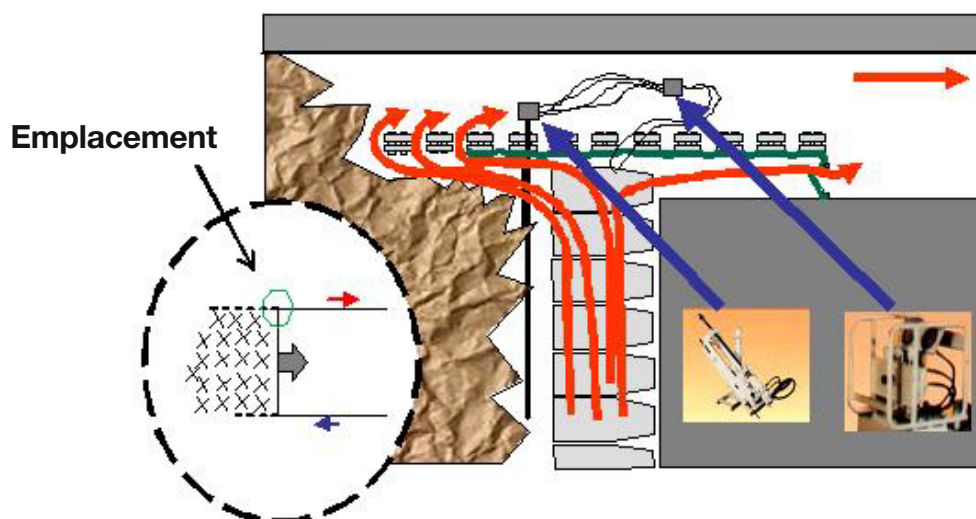
Problèmes liés à la maîtrise du méthane : Le captage en amont ne pouvait pas être retenu en raison de la faible perméabilité du minerai. Par ailleurs, les forages transversaux réalisés au-dessus du front d'abattage ont subi des perturbations du fait des contraintes importantes. Par conséquent, le volume et la qualité du gaz extrait étaient trop faibles. D'autre part, le risque élevé de combustion spontanée et la nécessité de disposer d'un pilier de grande taille pour des raisons de stabilité empêchaient les systèmes à voies d'entrée d'air multiples ou les voies de purge.

Solution : Il a été possible d'atteindre l'objectif de production grâce à l'air de ventilation (débit de 30 m³/s). Des forages transversaux ont été percés derrière le front dans une voie de retour spécialement prévue à cet effet (voir fig. 9.1). Une série de perçages montants perpendiculaires à la longue taille a été effectuée, à un angle de 55° par rapport au plan de la veine, avec des forages espacés de 7,5 m. Des perçages descendants ont également été réalisés, espacés de 100 m pour minimiser les risques d'émissions provenant du plancher de la mine.

Deux collecteurs de gaz ont été montés en parallèle. Les forages ont été progressivement reliés à l'un des deux collecteurs jusqu'à ce que la qualité du gaz commence à baisser. Le collecteur en service a alors été réglé pour éviter une dilution trop importante du gaz et les forages suivants ont été reliés à l'autre collecteur. Cette alternance a permis à au moins huit forages de rester constamment reliés au système de captage (voir fig. 9.2). Cette régulation sommaire a suffi à optimiser la qualité et la quantité de gaz ; un débit de captage de 67 % a été atteint sans pour autant obliger le personnel à s'aventurer dans les remblais dangereux pour ajuster les forages un par un.

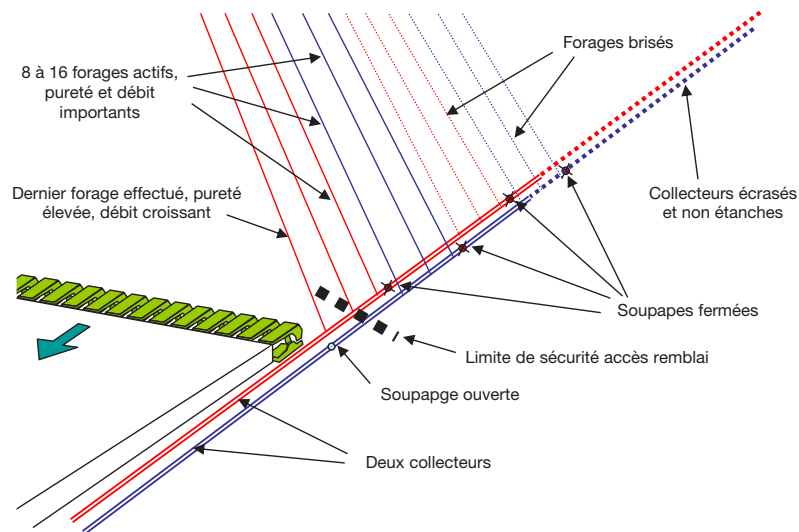
Le débit d'abattage de la longue taille étant très rapide et l'espace disponible pour les opérations de forage limité, il a fallu effectuer chaque perçage, installer, isoler et relier la colonne au collecteur en dix heures environ.

Figure 9.1 Voie de retour spéciale



(Reproduit avec l'aimable autorisation de Green Gas International)

Figure 9.2 Système d'alternance



(Reproduit avec l'aimable autorisation de Green Gas International)

Cette performance a été rendue possible grâce à l'utilisation d'une puissante machine de forage portative (voir fig. 9.3), alimentée par le circuit hydraulique du dispositif de soutènement de la longue taille, ce qui a permis de se passer d'électricité.

Étude de cas n° 2 : Exploitation intensive en longue taille dans des couches très grisouteuses – Allemagne

Situation initiale : Veine de 1,5 m d'épaisseur, longue taille d'une longueur de 300 m, extraction prévue de 4 000 t par jour (t/j) et avancement du front d'environ 50 m par semaine. La profondeur des morts-terrains était de 1 200 m, la veine presque horizontale et aucune opération n'avait été réalisée précédemment pour dégazer le gisement. Selon les prévisions, les émissions spécifiques sus-jacentes et sous-jacentes s'élevaient à 25 m³/t et 8 m³/t respectivement, tandis qu'elles étaient de 3 m³/t pour la veine exploitée (soit 36 m³/t au total). Le charbon était susceptible de combustion spontanée.

Problème lié à la maîtrise du méthane : Le débit maximal de méthane devant être capté ou maintenu à faible concentration dans le système d'aéragage était de 1,875 m³/s (112,5 m³/mn) pour répondre aux normes de sécurité. Le captage en amont avait été étudié, puis cette solution avait été écartée en raison

de deux contraintes majeures. Premièrement un débit maximal autorisé de l'air sur le front d'abattage de 25 m³/s, ne parviendrait à diluer qu'un débit de gaz de 0,37 m³/s (22,2 m³/mn), bien que l'autorité de tutelle ait accepté de relever la concentration maximale autorisée de méthane, de 1,0 % à 1,5 % (soit une réduction du coefficient de sécurité de 5,0 à 3,3). Ce dernier changement ne pouvait être réalisé qu'en renforçant la surveillance et le captage. Il est important que ces aménagements ne soient autorisés qu'au cas par cas et que des mesures complémentaires soient prises pour ne pas accroître les risques. L'autre contrainte tenait à la voie d'aéragage, dans laquelle devait s'évacuer l'air de ventilation du chantier, la teneur maximale de méthane autorisé ayant été fixée à 1 %.

Solution : Un système d'aéragage en « Y » (voir fig. 9.4) a été conçu pour permettre l'entrée d'air à un débit de 50 m³/s, ce dernier venant s'ajouter aux 25 m³/s traversant le front d'abattage ; le courant d'air ainsi créé passant derrière le front d'abattage et diluant le méthane produit par ce dernier et par le remblai. Des forages transversaux ont donc été percés et reliés au système de captage, pour pouvoir surveiller et régler ce dernier individuellement. La plupart des forages transversaux ont été réalisés à l'arrière du front, afin d'obtenir un meilleur rendement du captage et de disposer d'un gaz de meilleure qualité que ne

Figure 9.3 Machine de forage transversal



(Reproduit avec l'aimable autorisation d'EDECO Ltd.)

le permettaient les perçages à l'avant du front. Ces perçages à longue durée de vie sont très efficaces : ils devraient permettre de capter 70 % du gaz émanant de la voûte et 40 % du gaz émanant du sol de la mine.

Les remblais latéraux (murs de remblai) au niveau de la galerie ouverte derrière le front d'abattage ont servi à renforcer la galerie et à isoler le remblai des courants d'air, afin de réduire le plus possible le risque de combustion spontanée et la formation de méthane dans son domaine d'explosivité.

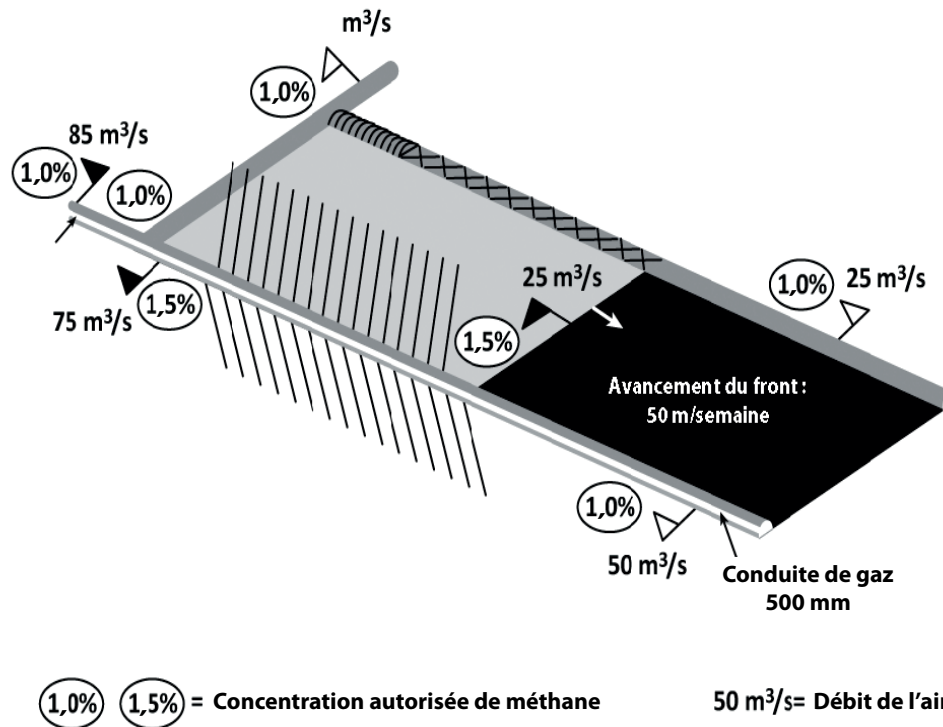
La concentration maximale de méthane, fixée à 1 % sur l'air de retour, a nécessité de réduire l'extraction de charbon à 4 000 t/j, ce qui était malgré tout conforme

à l'objectif prévu. Environ 80 000 m³/j de méthane pur ont été extraits et valorisés dans une centrale électrique. Malgré la configuration difficile de la mine, cette expérience a été une réussite grâce au système d'aérage perfectionné et à la grande efficacité du système de captage.

Étude de cas n° 3 : Exploitation intensive en longue taille dans une zone fortement grisouteuse – Australie

Situation initiale : Un nouveau gisement exploitable en longue taille se trouve dans une veine de 2,8 m de hauteur, avec une teneur en méthane comprise entre 8 et 14 m³/t de charbon. Le gisement se situe

Figure 9.4 Longue taille avec un système d'aérage perfectionné en Y et forages au plafond et au plancher, à l'arrière du front



(Source : DMT GmbH & Co. KG.)

entre 250 m et 500 m de profondeur, avec un accès en surface sans contraintes particulières. Sur place, la teneur en gaz doit être abaissée à $7,5 \text{ m}^3/\text{t}$ au maximum pour répondre aux normes de prévention des coups de grisou. La veine est exploitée sur un seul étage, et huit galeries ont été creusées dans une veine de 10 à 15 m de minerai dans le carreau. Les blocs mesurent 350 m de large et jusqu'à 3,6 km de long (voir fig. 9.5), le rythme d'extraction prévu étant de 200 000 tonnes par semaine.

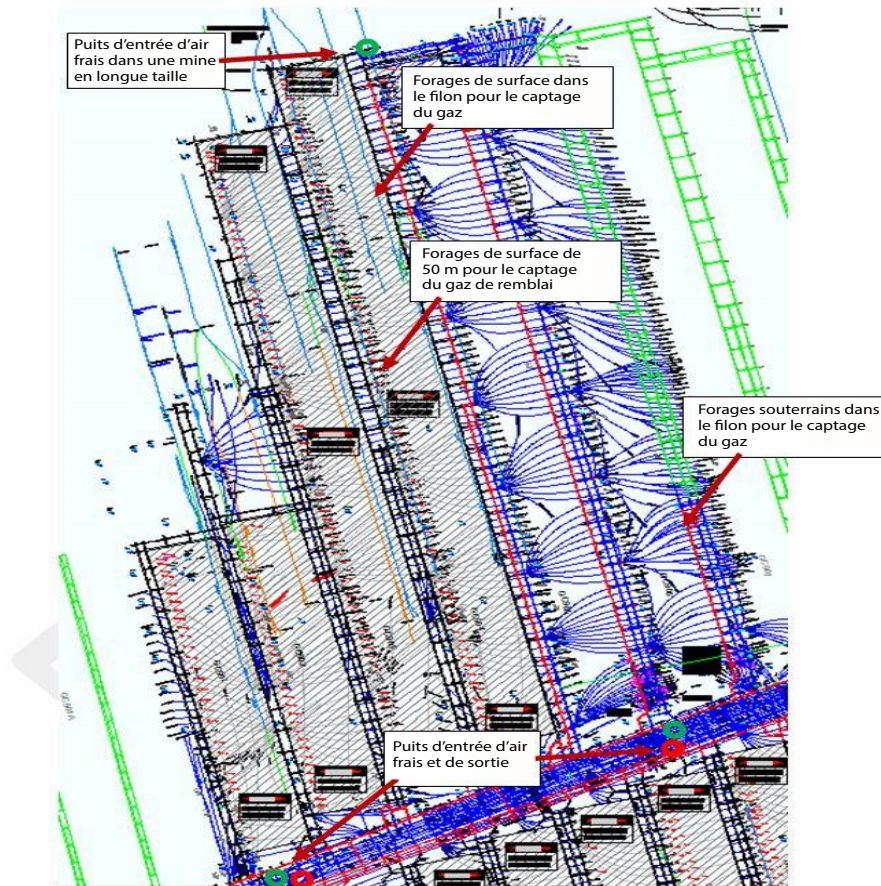
D'importantes émissions de gaz ont incité l'exploitant à créer, dès le départ, des galeries à trois sorties afin de disposer d'un système d'aérage à forte capacité volumétrique pour diluer le méthane. Une galerie de ce type permet d'apporter une quantité d'air bien plus importante, afin de diluer le méthane sur la voie de retour du front d'abattage, sans pour autant augmenter le débit de l'air par rapport à un système conventionnel d'aérage en U. Il s'agit actuellement de la seule mine, en Australie, qui utilise ces galeries à trois sorties.

Problèmes liés à la maîtrise du méthane : Selon les prévisions, les émissions spécifiques de la veine

seraient comprises entre 15 et $30 \text{ m}^3/\text{t}$. Au rythme d'extraction prévu, cela correspondrait à la libération de 3 500 à 7 000 l/s de méthane, un chiffre appelé à augmenter avec la profondeur de l'exploitation. Toutefois, des études réalisées précédemment dans une mine voisine avaient mis en évidence la présence d'une quantité importante de gaz étranger, ce qui pourrait augmenter considérablement le niveau définitif des émissions. Les émissions qui provenaient des trois premiers chantiers d'exploitation ont pu être maîtrisées dans la configuration existante, mais elles étaient plus élevées que ce qui était attendu à cette relativement faible profondeur. Une extrapolation sur les chantiers plus profonds laisse à penser que les prévisions calculées au stade de l'étude de faisabilité seront dépassées, avec des émissions pouvant atteindre 9 500 l/s.

Solutions : Les forages à rayon de courbure moyen dans la veine, complétés par des forages souterrains directionnels, en plus des forages obligatoires, servant à tester la teneur en méthane, permettent d'éviter les coups de grisou dus aux frottements pendant

Figure 9.5 Plan de la mine montrant les systèmes de ventilation et de captage



(Source : Belle, 2016.)

l'exploitation initiale. Le sol initial de la fosse a fait l'objet d'un captage en amont au moyen d'un forage à rayon de courbure étroit.

Le projet d'origine, reposant sur la galerie à trois sorties, a permis d'amener la capacité du circuit d'aérage de 100 m³/s à 120 m³/s (de 2 000 l/s à 2 400 l/s de méthane avec une concentration limite de 2,0 % de méthane dans l'air de retour). Il est important de noter qu'à la suite de la catastrophe de Moura, en 1994, qui avait entraîné la mort de 11 mineurs, la réglementation, les directives, les coutumes et les pratiques en vigueur dans les mines du Queensland interdisent l'utilisation d'un système de drainage par inondation, comme aux États-Unis. Toutefois, il est possible d'effectuer un drainage contrôlé, en tenant compte de l'emplacement des mélanges explosifs potentiels et en contrôlant le risque de combustion spontanée.

La capacité de dilution d'un système de captage dans cette configuration est bien inférieure au débit des émissions, et d'autres stratégies ont dû être élaborées. À ce jour, des forages conventionnels depuis la surface jusqu'au remblai (300 mm de diamètre, espacés de 50 m et situés sur la partie retour de la voie de tête) ont permis de réduire la charge des émissions sur le système d'aérage. On a ainsi pu récupérer 80 % du méthane (captage sur le remblai et aérage), avec des pointes d'environ 85 %, et obtenir un gaz assez pur (plus de 90 % de méthane).

Le système de collecte du gaz se trouve à la surface. Des tuyaux de 450 mm relient le système aux forages directionnels souterrains. Tout le gaz capté en amont, en surface comme en profondeur, et dans le remblai, est évacué vers une station centrale de pompage où environ 2 200 l/s de gaz alimentent 16 générateurs de

2,0 MW chacun, le reste du gaz étant brûlé en torchère. La politique du site est d'éviter autant que possible les rejets de gaz capté.

Sachant que pour les futurs chantiers, le système d'aérage aura encore du mal à gérer un taux de captage dans le remblai de 85 % pour éviter toute surcharge du système, l'exploitant cherche désormais à réaliser un captage en amont sur des couches sus-jacentes plus épaisses, au moyen de forages d'environ 2 km de long creusés le long des axes de la taille. Ces perçages serviront tout d'abord au captage en amont, puis en aval, sur le remblai, après extraction du charbon. Des puits de fracturation conventionnels, à couches multiples, pourraient aussi être envisagés, au cas où un captage supplémentaire en amont se révèle nécessaire pour des travaux ultérieurs à de plus grandes profondeurs.

Étude de cas n° 4 : Exploitation en toute sécurité d'un filon houiller propice aux explosions – Australie

Situation initiale : Plus de 700 explosions de charbon et de gaz, dont certaines meurtrières, impliquant du dioxyde de carbone et du méthane en des mélanges divers, ont été enregistrées dans des mines australiennes depuis 1895.

Problème : Le filon Bulli, exploité par plusieurs entreprises minières en Nouvelle-Galles du Sud, était particulièrement prédisposé aux explosions. La première a été enregistrée vers 1895 et depuis cette date, 12 victimes ont été dénombrées à la suite de coups de grisou. Après un accident mortel à la mine South Bulli en juillet 1991, plusieurs groupes de travail ont été mis en place à l'initiative de l'inspection des mines et chargés d'examiner les risques. L'analyse a conduit à l'introduction du concept de plan de gestion des dégagements instantanés de gaz. Ces plans ont été mis en œuvre de manière inégale et l'explosion meurtrière de la mine Westcliff en 1994 a mis en lumière la nécessité d'une approche plus rigoureuse. Les procédures efficaces dans les zones à forte teneur en méthane ont échoué dans certaines mines et n'ont pas donné de résultats positifs dans les zones à forte teneur en dioxyde de carbone. La concentration de la production de charbon sur des longues tailles moins nombreuses mais plus productives exigeait d'accélérer la cadence de développement des galeries. Dans cette situation, la maîtrise des risques d'explosion et

d'émission de gaz devenait essentielle pour assurer la viabilité des opérations minières.

Solution : L'inspection des mines de Nouvelle-Galles du Sud s'est efforcée de combler les lacunes en publiant un guide pratique expliquant aux responsables des entreprises minières comment élaborer et mettre en œuvre un système rigoureux de gestion des dégagements de gaz. La nécessité de cette approche apparaît clairement dans l'énoncé suivant, tiré de la directive sur les coups de grisou (Département des ressources minérales, Nouvelles-Galles du Sud, 1995) :

« La vaste expérience de l'Inspection des mines dans l'investigation des explosions a permis de démontrer l'absence de certitude quant à la mise en œuvre effective des procédures devant être appliquées. En d'autres termes, il est devenu évident que la gestion du risque d'explosion est au moins autant une question de gestion et de contrôle qu'un problème technique. La meilleure technologie disponible s'est souvent avérée déficiente si son application n'est pas soumise à d'un contrôle effectif. ».

Le plan de gestion des dégagements instantanés de gaz doit détailler les responsabilités, procédures et protocoles à mettre en œuvre pour assurer la sécurité des conditions de travail. Le processus de gestion des explosions englobe entre autres l'analyse du système de contrôle de la teneur en méthane de houille, de la structure géologique et des résultats des sondages. Le captage des gaz est le principal mécanisme de prévention, en ce qu'il réduit la teneur en gaz de la veine exploitée en dessous d'un seuil de concentration considéré comme un minimum, de façon à éviter tout risque de coup de grisou (Lama, 1995). Des procédures d'exploitation minière dans des conditions potentiellement explosives sont mises en œuvre lorsqu'il devient évident qu'aucune atténuation supplémentaire n'est possible ou qu'un forage supplémentaire ne fournira pas de données additionnelles significatives. Les procédures d'extraction dans un environnement susceptible de dégagements intempestifs sont conçues pour réduire au minimum l'exposition des mineurs aux dangers et fournir des installations de protection d'urgence dans les zones à risque.

Par la suite, les mines de charbon australiennes ont fait la preuve qu'avec la mise en place de systèmes

de gestion efficaces, les filons présentant des risques d'explosion sont exploitables de façon sûre et rentable.

Étude de cas n° 5 : Mise en place d'une centrale de cogénération d'énergie et de réduction des émissions de méthane provenant des mines de charbon – Chine

Situation initiale : En mai 2007, une nouvelle usine d'extraction de gaz en surface a été mise en service sur un site montagneux, à 1 600 m d'altitude, au-dessus d'une mine présentant une capacité d'extraction de 5 Mtpa et des émissions spécifiques de 17,7 m³/t pour un débit de captage de méthane pur de 22 m³/mn. Le méthane capté représentait 15 % des émissions, les 85 % restants étant évacués dans l'air de ventilation.

Problèmes liés à la maîtrise du méthane : À l'usine d'extraction, le méthane était de pureté variable et représentait parfois moins du minimum de 30 % autorisé pour garantir une valorisation efficace. Les fluctuations de quantité étaient prévues, compte tenu des variations du cycle d'exploitation et de la synchronisation des chantiers dans les différentes couches. Par conséquent, il fallait adapter la capacité de la centrale électrique au gaz de houille afin de répondre aux exigences de traitement de 85 % du gaz, elles-mêmes tributaires des exigences de rentabilité de l'investissement. L'un des objectifs du projet a donc été d'optimiser la récupération d'énergie et de réduire au maximum les émissions de GES. Par conséquent, il a fallu intégrer un générateur et une torchère, une première en Chine. Les transferts de technologie ont été importants.

Solution : Une équipe composée de spécialistes locaux et internationaux du captage, du génie électrique et des systèmes a été envoyée sur site et a travaillé avec le personnel de la mine sur les activités suivantes : fourniture du gaz, dimensionnement du projet et intégration et performances de la centrale.

Il a été possible d'augmenter la pureté du méthane en améliorant l'étanchéité et en réglant les forages transversaux. La capacité de traitement de l'infrastructure de captage a donc été augmentée, les dispositifs de surveillance des débits ont été remplacés et un plan élaboré pour renforcer le captage du gaz. Des forages intensifs pour le captage en amont, sur deux panneaux en longue taille, ont fourni un apport

complémentaire de gaz enrichi. Cet apport a fini par représenter 23 % du gaz capté, le reste provenant du captage en aval et de forages transversaux dans le plafond. Ces derniers ont été percés à l'avant du front de taille ; inévitablement, certains d'entre eux ont été abîmés et leurs performances se sont dégradées lorsqu'ils se sont retrouvés dans le remblai. Un forage pilote a été percé au-dessus du remblai, derrière le front de taille. Il a donné de bons résultats, mais cette technique n'a pas encore reçu l'agrément des autorités locales, sans compter qu'elle n'a jamais été pratiquée dans cette région.

La première phase du projet a porté sur la construction d'une centrale d'une puissance installée de 5 MW_e, la chaleur étant récupérée pour chauffer les bâtiments et l'air d'entrée en hiver. Une torchère d'une capacité de 5 000 m³/h a également été installée. Une entreprise spécialisée a été chargée de concevoir et d'installer un système permettant de surveiller à distance les performances du dispositif de valorisation et de destruction.

Une fois que le débit de captage a dépassé 50 m³/mn (de méthane pur), la seconde phase du projet a été mise en œuvre en octobre 2009. Elle portait sur l'augmentation de la capacité de production électrique à 12 MW_e.

Étude de cas n° 6 : Valorisation du méthane houiller et atténuation des émissions de méthane dans trois grandes mines de charbon – Chine

Situation initiale : Trois grandes mines d'une capacité combinée de production de charbon de 14 Mtpa, situées près de Taiyuan, capitale de la province du Shanxi, en Chine, capturaient un total d'environ 140 m³/mn de méthane qui était libérés dans l'atmosphère. Il était possible de capter davantage de méthane dans les mines. Les autorités nationales, provinciales et l'entreprise ont pris le parti d'exploiter le MMC pour produire de l'énergie propre et atténuer les émissions de gaz à effet de serre. Les prix élevés et croissants de l'électricité ont fortement incité les entreprises minières à produire de l'électricité pour leur propre usage.

Problèmes de valorisation et d'atténuation : Les exploitants souhaitaient installer des générateurs modernes alimentés au gaz et optimiser la production d'électricité, mais n'avaient aucune expérience de la valorisation du MMC. Ils avaient la volonté d'identifier

et de mettre en œuvre des pratiques exemplaires en matière d'extraction, d'utilisation et d'atténuation du gaz au moyen de technologies importées. Toutefois, le financement, l'exploitation et la maintenance d'équipements étrangers risquaient de poser problème. Trop souvent, dans le passé, les technologies importées en Chine se sont retrouvés en situation de délabrement en raison du manque d'expertise opérationnelle et de l'incapacité à investir dans la maintenance préventive. Les problèmes de variabilité de la concentration et du débit du méthane dans les mines ont également dû être solutionnés.

Tous les sites du projet étaient localisés dans des zones montagneuses, les plus hauts à 1 600 m d'altitude, et soumis à des conditions météorologiques extrêmes, avec de la neige en hiver et des températures élevées en milieu de journée en été. Les travaux de construction ne pouvaient donc pas être effectués en toute sécurité ou efficacement en hiver et le matériel d'exploitation devait pouvoir fonctionner de manière fiable dans un large éventail de conditions climatiques.

Solution :

Construction du projet. Une importante société publique d'extraction de charbon et sa filiale opérationnelle ont conclu un partenariat avec un concepteur de projets internationaux pour la construction et l'exploitation de centrales de cogénération alimentées par du méthane de houille dans trois mines de charbon grisouteuses. Les projets devaient être enregistrés au titre du MDP dans le cadre de la CCNUCC. Le partenaire international a financé tout l'équipement tandis que le partenaire minier chinois a fourni le terrain et financé la conception et les travaux de génie civil. Chaque projet a nécessité

une étude de faisabilité et l'approbation des autorités avant la conception et la mise en œuvre finales. En Chine, en raison de la réglementation gouvernementale, les activités de conception sont confiées à des organismes spécialisés agréés. L'équipe d'ingénierie du développeur du projet a travaillé avec les organismes chinois de conception pour les aider à comprendre les nouvelles technologies introduites et encourager l'adoption des normes occidentales, notamment en matière de santé et de sécurité. Des études d'impact environnemental ont été préparées, examinées et approuvées officiellement avant la construction.

Après approbation, un appel d'offres public pour la fourniture et l'installation de l'équipement du projet a été lancé dans le cadre d'un marché de type EPC (« Engineering Procurement Construction »). Les détails techniques ont ensuite été discutés avec le soumissionnaire retenu et les modalités définitives ont été convenues. En raison des conditions hivernales très rudes, la construction n'a été possible que pendant huit à neuf mois de l'année. Le calendrier de mise en œuvre est résumé dans le tableau 9.2.

Les plateformes pour les sites du projet CMM ont été construites avec des déblais et remblais dans des terrains vallonnés aux sols pauvres. Les générateurs ont été placés dans des conteneurs pour limiter la pollution sonore et garantir le respect des normes les plus récentes par les dispositifs de contrôle des émissions de combustion.

Le projet de centrale de cogénération alimentée par du méthane de houille de la mine T a subi de graves retards en raison de problèmes de propriété foncière, aggravés par une forte explosion souterraine en février 2009. Cet accident a accaparé à la fois la direction de

Tableau 9.2 Calendrier de mise en œuvre

Activité	Mine D	Mine T	Mine M
Signature d'un accord de coopération entre partenaires	Août 2007	Mars 2008	Mars 2008
Début de la préparation du site	Juin 2007	Juin 2009	Mars 2009
Phase 1 – Début de la production d'électricité	Mai 2008	Juin 2011	Août 2010
Phase 2 – Début de la production d'électricité	Novembre 2010	Prévu en septembre 2016	Novembre 2014

la mine et celle du groupe pendant un long moment. Plus tard, du fait d'un différend prolongé sur la garantie du moteur, l'usine n'a pas pu tourner à plein régime durant les deux ans qui ont suivi l'achèvement des travaux. Les concepteurs locaux avaient prévu la mise en place d'un imposant réservoir de gaz permettant de créer un stock tampon pour l'alimentation de la centrale, mais en raison d'une question réglementaire, cet équipement n'a pas été utilisé. Cela n'a cependant eu aucun impact mesurable sur le rendement du projet.

Le rendement initial de la centrale de la mine M a été inférieur aux prévisions du fait de la capacité insuffisante du système de refroidissement du gaz, qui a été revu par la suite.

Les trois projets ont été enregistrés avec succès en tant que projets MDP dans le cadre de la CCNUCC et permettent d'éviter au total plus d'un million de tonnes d'équivalent dioxyde de carbone par an. Les vérifications des émissions ont été effectuées avec succès sur tous les sites et se poursuivront pendant toute la durée de vie des projets (10 ans). La capacité de production électrique installée dépasse les 30 MW_e et l'extension du projet T est envisagée. Les économies locales ont bénéficié de la création de quelque 65 nouveaux emplois dans les zones minières pauvres et de l'amélioration des infrastructures locales.

Problèmes d'ingénierie et solutions. Le transfert de technologie a été une composante essentielle de ce projet. Un développeur de projet international, doté d'une équipe d'ingénieurs miniers expérimentés, a assuré l'investissement et l'assistance technique. Néanmoins, les idées nouvelles ont rencontré certaines résistances, notamment lorsqu'elles s'opposaient aux pratiques et règles de conception existantes, souvent déshabituées.

Les centrales électriques ont été construites en plusieurs phases, afin de permettre l'acquisition d'expérience dans l'exploitation de moteurs à gaz étrangers sophistiqués et l'amélioration de la quantité et de la qualité du gaz capté dans les mines (fig. 9.6 et 9.7). La formation a été dispensée par les fournisseurs de technologie et des services d'assistance technique ont été assurés depuis le bureau du développeur du projet, à Taiyuan, proche de l'ensemble des sites. De plus, un système de télésurveillance propriétaire a été installé pour faciliter une réaction rapide aux alertes de pannes et optimiser les réductions d'émissions.

Une protection adéquate contre les aléas climatiques extrêmes a été élaborée pour garantir que les systèmes de prétraitement, les moteurs et les systèmes de surveillance et de contrôle fonctionnent quels que soient les aléas météorologiques. Néanmoins, les conditions difficiles durant les périodes estivales et hivernales peuvent limiter la charge des moteurs et rallonger les périodes d'immobilisation pour la maintenance.

L'équipe minière internationale a travaillé avec les mines du projet afin d'améliorer les normes de gestion du gaz et veiller à ce que les concentrations de méthane restent au-dessus des 30 % indispensables pour assurer la sécurité du captage, du transport et de l'utilisation du gaz. En l'absence de norme chinoise, l'équipe internationale a élaboré un document d'orientation opérationnelle pour les centrales de surface utilisant le méthane. Les principales améliorations apportées aux mines ont porté sur les forages et la réglementation, l'introduction de nouvelles méthodes d'assèchement des gazoducs et un meilleur contrôle de la pression d'aspiration dans les stations d'extraction de surface.

Les performances globales des projets sont résumées dans le tableau 9.3. La cible de 80 % de disponibilité de la production d'électricité n'a pas été atteinte en raison de divers facteurs liés à l'exploitation, à la maintenance et à l'approvisionnement en méthane. Le débit de gaz varie selon le rythme de production de charbon et est affecté par les arrêts de la longue taille liés à des problèmes géologiques, des changements du front de longue taille et des activités de maintenance de la mine. La disponibilité de la centrale est calculée en multipliant le pourcentage de temps de fonctionnement du générateur par le pourcentage de charge atteinte.

Les projets d'exploitation du méthane dans les trois mines se poursuivent comme prévu, malgré le faible rendement des réductions d'émissions certifiées, et atteignent régulièrement les objectifs d'atténuation des émissions parce que les gaz en excédent de la production d'électricité, surtout pendant les périodes d'arrêt, sont brûlés dans les torchères.

Il est possible d'améliorer la production d'électricité sur les sites faisant l'objet de cette étude de cas en améliorant encore les pratiques d'exploitation et d'entretien, notamment la disponibilité des pièces de rechange, la maintenance préventive et la formation avancée du personnel technique. Les systèmes de récupération de la chaleur ne sont utilisés qu'en

Figure 9.6 Phase 1 de la centrale de cogénération alimentée par du méthane de houille à la mine D



Figure 9.7 Système de torchères à la mine T



Tableau 9.3 Résumé des performances du projet d'exploitation du méthane

Mine du projet	Projet MDP enregistré auprès de la CCNUCC	Capacité de production d'électricité en MW _e (2015)	Capacité de torchage en m ³ /h	Exportation annuelle typique d'électricité MWh	Exportations cumulées d'électricité au 31 juillet 2015, en MWh	Réduction typique des émissions tCO ₂ /année	Disponibilité globale des générateurs de centrales électriques	Disponibilité globale des torchères
Mine D	9 mars 2009	11,9	1 x 5 000	69 300	380 200	385 000	66 %	20 %
Mine T	17 déc. 2010	12,2	4 x 2 000	62 000	266 900	482 000	59 %	90 %
Mine M	3 déc. 2010	7,5	2 x 1 500	24 700 Phase 1 uniquement	120 400	192 800	75 %	80 %

hiver (environ cinq mois de l'année) pour le chauffage des puits de la mine D, ainsi que l'eau chaude et le chauffage des locaux dans les autres sites. Aucune utilisation tout au long de l'année de la chaleur résiduelle, commercialement viable, n'a été identifiée.

Enseignement : Cette étude de cas montre comment les solutions modernes de production d'électricité, de récupération de chaleur et de torchage à base de méthane houiller sont intégrables dans des systèmes où la quasi-totalité du gaz capté peut être valorisée ou détruite, étape clef vers une exploitation minière à émissions quasi nulles. Pour les mines de charbon ces solutions sont synonymes d'économies d'énergie et de production d'énergie propre, à partir de la récupération de la chaleur résiduelle, pour le chauffage de l'eau, des locaux et des puits, assuré auparavant par des chaudières à charbon hautement polluantes.

Les prix élevés de l'énergie risquent de ne pas suffire à eux seuls à encourager les investissements dans l'utilisation de pointe du méthane houiller. La finance carbone liée au transfert de technologie s'est avérée un moteur efficace dans cette étude de cas.

Le délai nécessaire pour obtenir les autorisations et les approbations requises pour un projet de récupération du méthane ne doit pas être sous-estimé. Il est important que le timing et le calendrier du projet tiennent compte des difficultés pratiques et des risques liés à l'exploitation dans des conditions hivernales extrêmes. Les équipements et installations doivent par ailleurs être conçus pour fonctionner de manière satisfaisante dans toutes les conditions météorologiques envisageables.

Les mines qui mettent en place des technologies qui ne leur sont pas familières doivent pouvoir disposer facilement d'une assistance technique et de services spécialisés géographiquement proches. Le rendement

de l'équipement dépend non seulement de sa spécification initiale et de son installation, mais aussi de la façon dont il est exploité et entretenu.

Étude de cas n° 7 : Méthane contenu dans l'air de ventilation (MAV) – Chine

Réduction des émissions de MAV et production d'eau chaude par oxydation du MAV.

Situation de départ : Une grande mine de charbon de la province du Henan, en République populaire de Chine, d'une capacité d'extraction de 1,5 Mtpa, émettait environ 12 millions de mètres cubes de méthane par an. Le MAV représentait 56 % des émissions, les 44 % de méthane restants étant évacués par un système de dégazage. La concentration de méthane dans l'air de ventilation variait de 0,3 % à 0,7 %.

Problèmes liés à la maîtrise du gaz : La valorisation du MAV et la réduction des émissions n'avaient jamais été réalisées précédemment en Chine, car ces projets ne bénéficiaient d'aucune mesure incitative en l'absence de crédits carbone.

Solution : L'émergence d'un marché MDP a été le moteur financier de la mise en œuvre des projets de réduction du MAV. Le groupe minier public qui exploite la mine a travaillé en collaboration avec un concepteur de projet MDP et un important fournisseur de solutions techniques afin de concevoir, de mettre en service et d'exploiter un projet pilote de valorisation commerciale du MAV à l'aide d'un épurateur thermique régénératif à lit unique sans émission de flamme (fig. 9.8). Ce projet a été le premier à avoir été validé au titre de projet MDP de MAV dans le cadre du Protocole de Kyoto.

Ce premier projet est un projet commercial expérimental, mais les techniques MAV utilisées dans la mine sont modulaires, ce qui permet de rajouter

Figure 9.8 Projet de réduction de MAV et de récupération d'énergie, Chine



(Reproduit avec l'aimable autorisation de ZhengZhou Mining Group, MEGTEC Systems et de EcoCarbone)

d'autres unités si la mine décidait de passer à une autre échelle.

Le système de traitement consiste en un épurateur thermique régénératif unique d'une capacité de 62 500 Nm³/h (17 Nm³/s), soit 17 % du débit total provenant du puits, qui s'élève à 375 000 Nm³/s. Ce système est indirectement relié au ventilateur de la mine, de telle sorte que s'il est arrêté, tout l'air de ventilation est évacué dans l'atmosphère. Pour des raisons de sécurité, un gazoduc de longueur suffisante a été installé, de manière à ce qu'en cas d'urgence (par exemple la détection d'une concentration trop importante de méthane), il soit possible de dévier l'écoulement du gaz dans l'atmosphère. L'épurateur peut fonctionner de façon autonome dans la fourchette des concentrations constatées dans cette mine. Le projet est entré en service en octobre 2008 et, depuis, son rendement de destruction est de 97 %. La production d'URCE dépend de la quantité de méthane détruit, cette dernière étant généralement comprise entre 20 000 tonnes (0,3 % de CH₄) et 40 000 tonnes (0,6 % de CH₄) d'équivalent CO₂ par an pour cette seule unité. Lorsque la concentration en méthane est inférieure au niveau d'autonomie, c'est-à-dire 0,2 %, le système est arrêté.

Exploitation du MAV : L'installation de la mine de Zhengzhou produit l'eau chaude des douches des mineurs et l'eau de chauffage des bâtiments de proximité. La récupération de chaleur est réalisée par un échangeur de chaleur air-eau installé entre l'épurateur et la cheminée d'évacuation, qui chauffe l'eau avec l'air évacué.

Le tableau 9.4 compare les quantités d'énergie susceptibles d'être extraites par récupération de chaleur secondaire de l'air d'échappement de l'épurateur, sous forme d'eau à 70 °C et 150 °C, respectivement, à différentes concentrations de MAV. Le tableau indique également la quantité d'énergie récupérable par échange de chaleur primaire, en puisant l'énergie directement à l'intérieur du (des) épurateur(s). La production d'énergie thermique est linéaire. Deux épurateurs généreraient donc deux fois plus d'énergie thermique.

Étude de cas n° 8 : Valorisation du MAV – Australie

Réduction des émissions de MAV et récupération de l'énergie dégagée par l'oxydation du MAV pour produire de la vapeur surchauffée alimentant une centrale à turbine à vapeur conventionnelle.

Situation initiale : L'air de ventilation d'une grande mine située en Nouvelle-Galles du Sud, en Australie, émettait dans l'atmosphère du méthane concentré à hauteur d'environ 0,9 %. Par ailleurs, le gaz capté dans la mine, contenant plus de 25 % de méthane, était lui aussi libéré dans l'atmosphère à proximité de l'évasée.

Problèmes liés à la maîtrise du méthane : La valorisation ou la réduction à grande échelle du MAV n'avait pas encore été testée dans cette configuration, c'est-à-dire avec une très importante quantité d'air et du méthane très dilué. Un système de valorisation ou de réduction du MAV avait été mis en place pendant douze mois, entre 2001 et 2002, à la mine Appin de BHP Billiton. Sur le site, un épurateur thermique régénératif de petite taille récupérait l'énergie produite

Tableau 9.4 Quantité d'énergie récupérée par une installation traitant 250 000 Nm³/h d'air de ventilation dans des conditions diverses

Résultat de l'échange thermique secondaire	MAV de 0,3 %	MAV de 0,6 % VAM	MAV de 0,9 % VAM
- Eau à 70 °C	1 MW	8 MW	15 MW
- Eau à 150 °C	Impossible	2 MW	10 MW
Échange de chaleur depuis l'intérieur des épurateurs	3 MW	11 MW	18 MW

par l'oxydation du MAV pour fabriquer de la vapeur d'eau. Ce projet avait démontré qu'il était possible de gérer les variations naturelles de la concentration du méthane présent dans l'air de ventilation et de récupérer efficacement de l'énergie à long terme.

Solution : Grâce à la collaboration du constructeur de l'épurateur utilisé sur le site d'Appin, la mine a intégré quatre épurateurs au cycle de fabrication de vapeur d'eau d'une centrale électrique. Les épurateurs sont des systèmes de combustion spéciaux, capables de fonctionner avec un combustible, le MAV très dilué (voir fig. 9.9). La société minière a bénéficié de généreuses subventions publiques dans la mise en œuvre du projet.

La centrale électrique alimentée au MAV (fig. 9.10) est conçue pour traiter 250 000 Nm³/h (150 000 pieds cubes standard par minute) d'air de ventilation, soit 20 % du volume total disponible dans l'évasée de la mine. Sa capacité a été prévue pour une concentration moyenne de 0,9 % de méthane dans l'air de ventilation. Les épurateurs sont en mesure de gérer des variations de la concentration, mais si la turbine à vapeur fonctionne de façon continue et à sa température optimale, elle est conçue pour traiter une quantité assez stable de MAV. Sur ce site, lorsque la concentration en méthane est inférieure à 0,9 %, de l'air contenant au moins 25 % de méthane est injecté dans l'air de ventilation en amont des ventilateurs.

La centrale électrique alimentée par l'air de ventilation a fonctionné à plein régime à compter d'avril 2007. La disponibilité de la centrale sur le premier exercice (de juillet 2007 à juin 2008) a été de 96 %, en tenant compte de deux arrêts programmés pour l'entretien. En octobre 2014, l'installation avait généré plus de 1,5 million de crédits d'émission et plus de 240 000 MWh d'électricité.

Les facteurs de réussite d'une centrale fonctionnant au MAV sont les suivants :

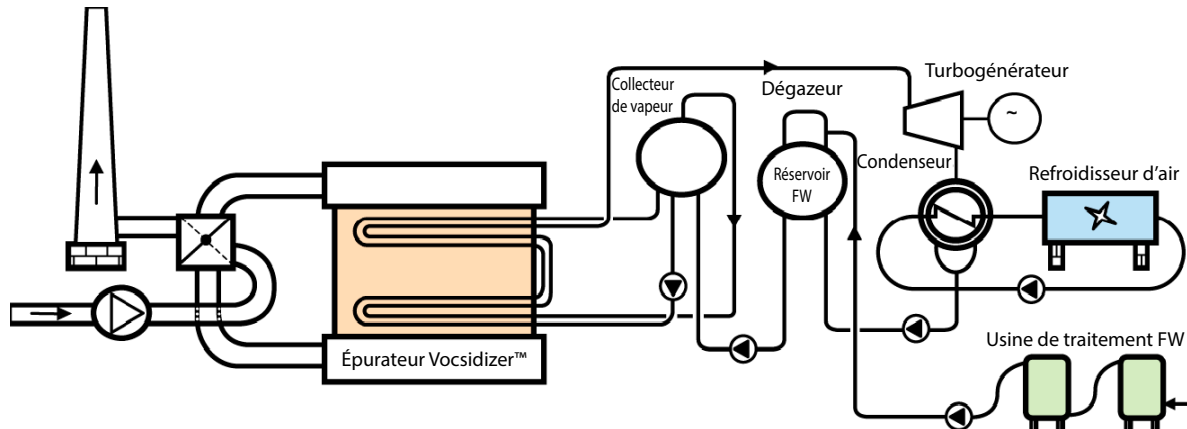
- Une concentration de MAV supérieure ou égale à 0,7 % ;
- Un volume d'air de ventilation d'au moins 500 000 Nm³/h (300 000 pieds cubes standard par minute) ;
- Un système de collecte de gaz (contenant au moins 25 % de méthane) pour injection dans l'air de ventilation afin de compenser la faible teneur en méthane de ce dernier ;
- De l'eau d'appoint pour le refroidissement du circuit ;
- La proximité d'un réseau de distribution à haute tension pour l'exportation de l'électricité produite ;
- La chaleur résiduelle du circuit de refroidissement devrait être exploitée dans la mesure du possible ; les applications comprennent le chauffage de l'eau et des locaux ou la climatisation par des refroidisseurs à adsorption.

L'enrichissement du VAM au moyen de méthane houiller capté dans la mine n'est à envisager qu'après résolution des risques potentiels pour la sécurité. L'utilisation de méthane à faible concentration doit être évitée en raison du risque d'explosion.

Étude de cas n°9 : Réduction des risques d'explosion dans des mines en chambres et piliers – Afrique du Sud

Situation initiale : Dans cette zone minière, l'accroissement de la gravité des explosions dans des couches très épaisses (4 à 6 m de hauteur) à faible teneur en méthane (0,5 à 2 m³/t de charbon extrait), exploitées selon la méthode des chambres et piliers mécanisée, nécessitait une solution à la fois de principe et pratique. Environ 75 % des explosions se produisaient à l'intérieur ou à proximité de l'entrée du front de taille, principalement du fait des frottements (Landman, 1992). Par ailleurs, les explosions étaient

Figure 9.9 Réduction du MAV et récupération d'énergie pour la production d'électricité



(Reproduit avec l'aimable autorisation de MEGTEC Systems et Illawarra Coal Division de BHP Billiton)

Figure 9.10 Traitement du MAV et centrale électrique WestVAMP



(Reproduit avec l'aimable autorisation de MEGTEC Systems et Illawarra Coal Division de BHP Billiton)

fréquentes dans les autres zones, soulignant d'autant plus la difficulté à contrôler le méthane par l'aérage. En effet, la ventilation d'une mine en chambres et piliers ne peut être réalisée comme celle d'une exploitation en longue taille en raison des phases répétées d'expansion et de contraction aux points d'intersection entre les voies longitudinales et les recoupes.

Il a été estimé que l'accumulation de gaz dans les zones à extraction intensive, un aérage de mauvaise qualité et une propagation de la flamme dans des nappes de méthane non détectées sous les voûtes (tableau 9.5) représentaient un risque important, qui pouvait être maîtrisé (Creedy & Phillips, 1997).

Problèmes liés à la maîtrise des gaz : L'aérage des fronts d'abattage nécessite un dispositif d'aérage secondaire qui extrait l'air de la dernière galerie de passage. La partie exploitée de la mine ressemble à

un échiquier géant composé de chambres et de piliers qui ne peuvent être tous ventilés efficacement en raison de la quantité considérable d'air nécessaire et de la difficulté de répartir cet air de façon équilibrée. Pour que les principaux courants d'air puissent atteindre le front, les anciens chantiers sont refermés à l'aide de cloisons temporaires. Le gaz peut donc s'accumuler dans ces zones fermées, à l'arrière du front de taille.

Dans les mines où l'eau et le méthane s'accumulent, probablement à l'origine d'une pression importante, entraînant l'effondrement des voûtes, les forages destinés à la plaque d'appui de la voûte alternent avec des forages ouverts permettant un drainage naturel. Certains de ces perçages laissent s'écouler, à faible débit, une partie du méthane qui risque de former des nappes étendues et qui n'est pas détecté sauf si des sondages sont effectués au niveau du plafond, ce qui est difficile dans les chambres principales.

Tableau 9.5 Évaluation du risque d'inflammation de nappes de méthane dans les exploitations en chambres et piliers

Problème	Cause possible	Mesures préventives
Impossibilité de prévenir l'inflammation	<ul style="list-style-type: none"> • Aérage secondaire inadapté ou non fiable sur les fronts d'avancement • Défaut des systèmes de ventilation des machines • Usure des pics, obturation des vaporisateurs, faible pression d'eau 	<ul style="list-style-type: none"> • Utilisation d'équipement bien conçu et protégé • Normes d'entretien strictes • Suivi efficace
Non-exclusion de certaines sources d'inflammation	<ul style="list-style-type: none"> • Alimentation électrique et inflammation par frottement liée à l'utilisation de machines d'exploitation en continu • Tabagisme et autres activités interdites 	<ul style="list-style-type: none"> • Formation et encadrement stricts du personnel • Fouilles à l'entrée de la mine
Non-dispersion de la nappe de méthane	<ul style="list-style-type: none"> • Capacité insuffisante du dispositif d'aéragé • Configuration inadaptée du dispositif d'aéragé 	<ul style="list-style-type: none"> • Procédures de maîtrise du méthane • Présence d'appareils aérauliques et d'autres matériels adaptés
Non-détection des nappes de méthane	<ul style="list-style-type: none"> • Emplacement incorrect des dispositifs de surveillance • Matériel de surveillance non adapté • Personnel mal formé 	<ul style="list-style-type: none"> • Programme de surveillance spécifique • Sondages de surveillance adaptés, en particulier pour les voies principales • Formation
Non-prévention de la formation des nappes de méthane	<ul style="list-style-type: none"> • Aéragé insuffisant • Aéragé non fiable 	<ul style="list-style-type: none"> • Planification de l'aéragé • Aéragé renforcé sur certaines voûtes
Non-prévention des émissions de méthane	<ul style="list-style-type: none"> • Les émissions de méthane sont la conséquence naturelle de l'extraction souterraine de charbon 	<ul style="list-style-type: none"> • Captage du méthane

Solutions : Dans les mines exploitées en partie seulement, il est possible de maîtriser le gaz par un captage en amont dans la veine ; le captage en aval est rarement nécessaire, étant donné que les couches sus- et sous-jacentes ne sont pas très perturbées. Dans les couches à faible teneur en gaz, le captage en amont n'offre que peu d'avantages. Par conséquent, cette solution n'est pas intéressante dans la région considérée. La solution la mieux adaptée consiste à améliorer les techniques d'aéragé.

Il n'est pas toujours possible d'aérer des chantiers terminés avec la même rigueur que ceux en activité, en raison du volume limité d'air total disponible. Par conséquent, l'accent a été mis sur des programmes efficaces de surveillance, qui mesurent la quantité de gaz au niveau de la voûte et la vitesse d'écoulement de l'air dans les chambres et piliers dans lesquels les quantités d'air ont été réduites en attente de la fermeture de ces zones.

La zone la plus risquée était le front de taille. Par conséquent, un code de bonnes pratiques relatif à l'aéragé des chantiers en abattage mécanique a été rédigé par l'autorité de tutelle (Département des minéraux et de l'énergie, 1994), dans lequel il était précisé que la concentration de gaz inflammables devait être inférieure à 1,4 %. Pour y parvenir, les mesures suivantes ont été conseillées :

- Vitesse minimale d'écoulement de l'air dans la dernière galerie de passage d'au moins 1 m/s (de nombreuses mines ont choisi d'installer un dispositif de surveillance de l'écoulement à distance et en continu) ;
- Utilisation d'un système efficace d'aéragé auxiliaire dans les galeries d'avancement (aéragé secondaire) ;
- Mesure et enregistrement réguliers des données critiques d'aéragé ;

- Inspection des chantiers grisouteux toutes les heures au moins ;
- Isolation électrique automatique des engins mécaniques d'abattage lorsque le système d'aéragé secondaire cesse de fonctionner ;
- Précautions spéciales à l'approche des zones présentant un risque d'émission en raison d'intrusions ignées et d'anomalies géologiques ;
- Surveillance continue des émissions de gaz dans la galerie en cours d'exploitation ;
- Les épurateurs intégrés sont désormais obligatoires dans les mines exploitées en continu.

Étude de cas n° 10 : Explosions de gaz à la mine de charbon de Pike River – Nouvelle-Zélande

Situation initiale : La mine de charbon de Pike River est située à 46 km au nord-est de Greymouth, sur la côte occidentale de l'île du Sud, Nouvelle-Zélande. L'installation et l'infrastructure de surface étaient en grande partie achevées et avaient obtenu un prix de protection de l'environnement pour leur conception et leur mise en œuvre particulièrement adaptées (fig. 9.11).

La situation sous terre contrastait totalement avec les conditions de surface. L'exploitation minière souterraine était difficile, principalement en raison de circonstances géologiques imprévues qui ont entraîné de graves retards dans le développement de la mine.

Des pressions ont été exercées pour démarrer prématurément la production de charbon. Les

coûts avaient dépassé les prévisions et les réserves financières diminuaient rapidement. Afin de générer des recettes indispensables à la poursuite de l'activité, un front de production a été développé et une production expérimentale de charbon a débuté sur la base d'une méthode d'extraction hydraulique. Un ventilateur principal a été installé sous terre près d'un puits de retour d'air. Le puits avait connu des problèmes de stabilité et ne se prêtait pas à l'évacuation des hommes en cas d'urgence souterraine. La seule voie d'entrée et de sortie viable pour les mineurs était une galerie d'accès de 3 km de longueur.

Le gaz n'était pas considéré comme un danger potentiel. Au cours des travaux d'exploration et de mise en chantier, aucune donnée systématique n'a été recueillie sur la teneur en gaz et les émissions du gisement de charbon. Un contrôle superficiel n'a été mis en place qu'à partir du moment où le gaz a commencé à poser problème. Par ailleurs, l'équipement électrique d'une partie de la mine souterraine n'avait pas été conçu et installé conformément aux normes de protection contre les explosions minières.

L'entreprise a fait preuve d'une grande irresponsabilité en matière de santé et de sécurité au travail. Le conseil d'administration n'a pas pris de part active à la gestion de ces aspects, laissant au directeur de la mine le soin de régler toutes les questions opérationnelles et de sécurité. La mine était dotée d'un responsable de la sécurité et d'un comité de sécurité, mais tous

Figure 9.11 Grâce à ces bâtiments se fondant dans la forêt, les installations de surface reflètent une certaine sensibilité environnementale



deux manquaient d'efficacité. Une étude externe a été commandée et a mis en lumière des problèmes sérieux de sécurité, mais ni les propriétaires ni le responsable de la mine n'ont pris les mesures nécessaires pour y remédier. Des concentrations de gaz dans le domaine d'explosivité avaient été détectées à de nombreuses reprises, mais n'ont provoqué aucune réaction de la part des responsables. Du fait du manque de professionnalisme de la gestion, la rotation du personnel était élevée, les conditions de travail sous terre étaient laissées à l'initiative d'un personnel et de prestataires inexpérimentés.

La réglementation a été réformée et les dispositions imposant une surveillance rigoureuse et indépendante de la santé et de la sécurité dans les mines à travers le pays ont été supprimées. Le gouvernement a restructuré son inspection des mines et s'appuyait davantage sur les exploitants des mines pour autoréguler leurs activités. En raison de la forte charge de travail et du nombre insuffisant d'inspecteurs des mines qualifiés, les visites souterraines de contrôle étaient rares et la réglementation peu appliquée.

Le problème : Le 19 novembre 2010, une explosion a éclaté. Au cours des jours qui ont suivi, trois autres explosions et un incendie se sont produits (fig. 9.12) avant que l'atmosphère de la mine ne soit rendue inerte et la mine scellée. Au total, 29 victimes ont été dénombrées dans les rangs des mineurs.

L'explosion n'a pas été détectée immédiatement à la surface, les alarmes dans la salle de contrôle ont été

ignorées et les services d'urgence n'ont été appelés que 40 minutes plus tard. Deux survivants sont sortis à la surface 101 minutes après l'événement, sans que personne ne soit présent pour les prendre en charge.

La police, responsable de l'intervention d'urgence, manquait d'expérience minière. Aucun exercice d'urgence n'avait été organisé dans la mine et les données souterraines permettant d'évaluer correctement la situation faisaient défaut. Dans l'incapacité d'établir les risques souterrains, le service de sauvetage minier n'a pas été autorisé à pénétrer dans la mine.

Cette catastrophe a dévasté les proches des mineurs et la communauté locale. Cette dernière a soutenu les familles touchées, mais l'inaction des autorités a déclenché colère et frustration. Les familles ont insisté pour que l'accès à la mine soit sécurisé et que les corps des victimes soient récupérés. Mais malgré l'avis des experts miniers, qui conseillaient au plan technique les familles et estimaient qu'il était possible de redescendre dans la mine en toute sécurité, la société minière nationale à laquelle la mine a finalement été confiée après la faillite de la Pike River Coal Ltd a finalement refusé.

Solution : Il fallait trouver une solution pour éviter qu'une telle tragédie ne se reproduise. Les causes profondes vont bien au-delà de ce qui s'est passé dans la mine.

Une commission royale d'enquête a été mise sur pied pour déterminer les causes des explosions et

Figure 9.12 Incendie au niveau du puits de retour d'air après la troisième explosion



des pertes de vies humaines et évaluer l'efficacité des opérations de recherche, de sauvetage et de récupération, ainsi que l'adéquation de la loi et sa mise en œuvre, et en rendre compte.

Cette Commission a jugé que la gestion de l'incident était loin d'être satisfaisante pour les raisons suivantes :

- La réaction initiale de la direction de la mine a été bien trop lente pour confirmer et rendre compte de l'explosion ;
- Les procédures d'urgence n'étaient pas sérieuses et n'avaient pas été répétées ;
- La police était responsable des interventions d'urgence, mais n'était ni préparée ni qualifiée pour gérer ces situations ;
- En l'absence de leadership et de coordination par des experts, aucune tentative n'a pu être entreprise pour pénétrer dans la mine en toute sécurité ;
- Les familles des victimes étaient mal informées et frustrées par l'absence de mesures visant à récupérer les corps de leurs proches.

Ces explosions pouvaient s'expliquer par diverses causes directes, liées à un large éventail de scénarios d'émission et d'accumulation de gaz combinés à des sources potentielles d'inflammation, notamment des équipements électriques non isolés. Certains facteurs contributifs ont permis le développement incontrôlé d'un environnement de travail dangereux, notamment :

- Des difficultés financières dues à des retards dans le démarrage de l'exploitation de la mine en raison de problèmes géologiques, d'où un besoin pressant de recettes avant même l'achèvement de l'infrastructure de la mine et la résolution des problèmes de sécurité ;
- Un aérage et un captage du gaz inadéquats ;
- Le manque de personnel expérimenté sous terre ;
- L'absence d'implication effective des travailleurs dans les questions de santé et de sécurité ;

- Le manque de réaction de la direction, malgré des avertissements répétés concernant la présence de concentrations élevées de gaz ;
- Un contrôle insuffisant des questions de santé et de sécurité de la part de l'entreprise ;
- L'inefficacité et le défaut de mise en œuvre de la législation en matière de sécurité dans les mines.

La Commission royale d'enquête a publié son rapport le 5 novembre 2012, formulant 16 recommandations principales, dont :

- Des changements importants à apporter à la législation, à l'administration et à l'application de la législation néo-zélandaise en matière de santé et de sécurité ;
- L'amélioration des pratiques de gouvernance d'entreprise, afin de mieux gérer les risques et contrôler le respect des règles en matière de santé et de sécurité au sein des organisations ;
- L'adoption par les responsables des mines des meilleures pratiques de contrôle des gaz (le présent document de la CEE a été cité à cet égard) ;
- La participation des travailleurs aux questions de santé et de sécurité, afin d'assurer un niveau de protection supplémentaire.

Enseignements : Cette étude de cas démontre l'importance d'une réglementation efficace et fixant des objectifs, appuyée par des inspections et des mesures d'application par des professionnels expérimentés du secteur minier. La direction de la mine, dont la tâche consiste à assurer la production et les recettes dans des situations difficiles, a besoin qu'un contrôle indépendant soit mis en place. La responsabilité de la supervision des questions de santé et de sécurité au travail doit débiter dans la salle du conseil.

La fermeture de la mine de Pike River après l'explosion et la faillite de l'entreprise rappelle trop douloureusement que les accidents coûtent cher et qu'une gestion efficace du gaz est une absolue nécessité dans les mines de charbon grisouteuses.

Annexe 1. Comparaison des méthodes de captage de méthane (adapté de Credy, 2001)

Méthode	Description	Avantages	Inconvénients
Captage en amont au moyen de forages verticaux de surface	Fracturation d'une couche ou d'une série de couches au moyen de fluides sous forte pression injectés par des forages de surface. Les fractures sont ensuite maintenues ouvertes par l'injection d'un produit spécial. Ainsi, les gaz et d'autres fluides peuvent remonter sans être limités par la résistance du charbon qui les entoure. D'autres méthodes de forage ont également été utilisées, par exemple une simple excavation lorsque la couche est très perméable.	<ul style="list-style-type: none"> Le dégazage se fait avant l'extraction de charbon. Le gaz obtenu, généralement très pur, a une valeur marchande. Le gaz peut être éliminé indépendamment des activités d'extraction. Lorsque la fracturation hydraulique est utilisée, la voûte est conservée en bon état. Les forages peuvent être transformés en puits de remblai après fermeture du chantier. Il s'agit d'une occasion de réduire les émissions de méthane provenant des mines de charbon dans l'atmosphère (réduction des émissions de gaz à effet de serre). 	<ul style="list-style-type: none"> Solution coûteuse. Des tuyaux de collecte sont nécessaires en surface pour faciliter la valorisation du gaz. Les aménagements de surface peuvent être difficiles pour des questions foncières, en fonction de l'accès aux terrains, mais aussi de la nuisance esthétique. L'eau salée qui apparaît parfois doit être éliminée. Dans les couches profondes, le charbon n'est pas toujours assez perméable. Les coûts de forage sont parfois prohibitifs pour les couches profondes. Le gisement doit présenter une perméabilité naturelle importante à la fracturation. Opération difficile à coordonner avec le plan d'extraction. La conception du forage est une tâche spécialisée.
Captage en amont au moyen de forages horizontaux dans la veine	Des forages longs sont percés depuis les voies souterraines ou le fond des puits dans les futurs chantiers et le gaz est extrait sur une longue période, afin de réduire l'écoulement de gaz dans les galeries en préparation et les futurs fronts d'abattage.	<ul style="list-style-type: none"> Le dégazage se fait avant l'extraction du charbon. Le gaz de qualité supérieure obtenu est apte à être valorisé. Le gaz peut être capté indépendamment des activités d'extraction. Cette solution est moins coûteuse que celle qui consiste à percer des forages verticaux depuis la surface. Cette solution est adaptée aux chantiers situés à de grandes profondeurs et contenant du charbon perméable. Les risques de coups de grisou sont réduits dans les couches sensibles à ce phénomène. Cette solution permet d'exploiter de nombreuses galeries grisouteuses. Le gaz qui ne peut être capté en aval est ainsi récupéré. 	<ul style="list-style-type: none"> Les forages doivent être percés avant l'extraction. Le gisement doit présenter une perméabilité naturelle modérée à importante facilitant la réduction significative de la teneur en gaz sur une durée raisonnable. Ne réduit les émissions que dans la veine exploitée, pas dans les couches adjacentes qui peuvent être perturbées dans une exploitation en longue taille. Des fuites d'eau, la stabilité du forage et le contrôle de la direction du forage peuvent poser problème, en fonction de l'emplacement de la veine. Il faut disposer d'une équipe de foreurs spécialisés dans les interventions en milieu grisouteux.

Méthode	Description	Avantages	Inconvénients
<p>Captage en amont par forage directionnel depuis la surface vers l'intérieur de la veine</p>	<p>Un forage vertical ou dévié est percé. Il constitue le point de départ du forage directionnel dans la ou les couche(s). Ces dernières sont percées sur au moins 1 000 m. Diverses configurations complexes permettent de maximiser les performances. Les plus économiques sont celles qui tiennent compte de la direction dans laquelle les contraintes s'exercent sur les strates.</p>	<ul style="list-style-type: none"> Le dégazage se fait avant l'extraction de charbon. Le gaz de qualité supérieure ainsi obtenu est apte à être valorisé. Le gaz peut être capté indépendamment des activités d'extraction. Cette méthode est plus efficace que le forage de puits verticaux de fracturation. Les forages percés au-dessus du chantier peuvent être réutilisés pour un captage en aval. Le forage ne devant pas être effectué en un point fixe, les caractéristiques du terrain ne sont pas une contrainte. 	<ul style="list-style-type: none"> Coût élevé. Non adapté à tous les gisements. Nécessite des dispositifs plus importants de drainage de l'eau pour conserver son efficacité. Une perméabilité modérée du minerai est nécessaire. Les erreurs de forage ne sont pas faciles à corriger. Des compétences et un matériel spécialisés sont nécessaires.
<p>Captage de sécurité en amont au moyen de perçages courts dans la voûte des fronts d'avancement</p>	<p>Des forages courts et verticaux sont percés dans la voûte des fronts d'avancement pour maîtriser les émissions de grisou provenant de fractures discontinues dans les couches de grès sus-jacentes. Le gaz peut s'écouler d'une veine située au-dessus de la veine exploitée, au contact de la couche fracturée ou dans le grès. Des forages à rayon de courbure étroit sont parfois forés dans la voûte, à l'avant du front, pour permettre l'écoulement du gaz avant l'exploitation et réduire les risques d'inflammation par frottement dans les fronts où l'abattage est mécanisé.</p>	<ul style="list-style-type: none"> Méthode peu onéreuse permettant de réduire le risque d'inflammation par frottement et de contrôler les émissions de grisou. 	<ul style="list-style-type: none"> Faible débit de gaz. Liaison avec le système de dégazage, si nécessaire.

Méthode	Description	Avantages	Inconvénients
<p>Captage en aval au moyen de forages transversaux</p>	<p>Des forages sont percés à un certain angle, au-dessus ou en dessous du remblai depuis la voie d'aéragé de retour d'un front de longue taille et reliés au système de dégazage. Dans certains cas, les forages à l'arrière du front a donné de meilleurs résultats qu'à l'avant de ce dernier. L'accès à l'arrière des fronts travaillés selon la méthode rabattante est toutefois difficile.</p>	<ul style="list-style-type: none"> Le captage peut être très efficace sur des longues tailles exploitées selon la méthode chassante. Solution adaptée aux chantiers de grande profondeur. La distance est courte entre le forage et la principale source d'émission du gaz. Le gaz peut être extrait et acheminé vers un site commun et fixe, à la surface, pour y être vendu ou exploité directement. Efficace sur les couches peu perméables. Les forages du plancher peuvent réduire les risques de coups de grisou dans les ouvrages sensibles à ce phénomène. Le plan de forage est flexible et facile à modifier. Cette méthode est l'une des moins coûteuses. 	<ul style="list-style-type: none"> Le captage est moins efficace sur les fronts rabattants. L'efficacité maximale est obtenue en percant à l'arrière du front pour les longues tailles rabattantes. La durée de vie de ce type de forage est généralement courte. La pénétration d'air de ventilation dans le système d'extraction du gaz par les ouvertures aménagées dans les veines exploitées diminue la pureté du gaz. Il faut disposer d'une équipe spécialisée et entraînée à travailler au fond. Une infrastructure de conduites souterraines vers la surface ou vers un lieu sûr d'évacuation dans une voie de retour est nécessaire.
<p>Captage en aval au moyen de forages du remblai depuis la surface</p>	<p>Un forage d'aération est creusé et tubé à une distance assez courte de la veine à exploiter. Le tubage de la partie inférieure, plus productive, du forage est généralement fendu. Dans certains cas, le forage est percé et tubé à 30 m au-dessus de la veine, puis un perçage de diamètre inférieur est percé au niveau de la veine exploitée, avant ou après l'abattage. Une méthode sûre et efficace consiste à forer jusqu'à l'intersection avec la veine exploitée puis à cimenter avec du mortier liquide les 30 m inférieurs. Les forages sont généralement placés près de la voie d'aéragé de retour sur la longue taille.</p>	<ul style="list-style-type: none"> Le gaz peut être capté indépendamment des activités d'extraction. Cette solution permet de diluer une part importante du grisou provenant des remblais de longue taille. Cette méthode éprouvée est économique pour une profondeur faible à moyenne. Un gaz de pureté moyenne à élevée peut être obtenu. La durée de vie des forages peut atteindre plusieurs mois. Cette solution peut s'adapter aux changements du programme d'exploitation minière. 	<ul style="list-style-type: none"> Défaillances des forages dans le remblai dues à des problèmes géotechniques Solution coûteuse pour les profondeurs importantes. Risque d'infiltrations d'eau lorsque de grandes nappes aquifères surmontent la veine exploitée. Pas de captage direct dans les veines situées sous le sol du chantier. Les forages de remblai ne peuvent être exploités qu'un certain temps après le passage du front d'abattage, afin d'éviter des fuites d'air vers la surface. La collecte du gaz en vue de sa valorisation nécessite une infrastructure coûteuse de surface. Cette solution ne peut être envisagée qu'en l'absence de contraintes d'accès depuis la surface. Risque d'extraction d'une quantité de gaz supérieure à celle qui aurait été libérée naturellement par l'exploitation.

Méthode	Description	Avantages	Inconvénients
<p>Captage en aval au moyen de forages longs, directionnels et horizontaux au-dessus ou en dessous de la veine exploitée</p>	<p>Un certain nombre de forages directionnels sont percés dans l'horizon concerné, à une distance de 20 m à 30 m au-dessus ou en dessous de la veine exploitée, sur toute la longueur du panneau prévu en longue taille. Si le forage ne peut être effectué directement dans la couche à dégazer, il est fait depuis la veine exploitée.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Utilisable en amont des activités d'extraction. • Efficacité potentiellement supérieure aux forages transversaux depuis la veine exploitée. • Le gaz peut être capté indépendamment des activités d'extraction. • Possibilité d'obtenir un gaz très pur. • Le gaz est capté à proximité de ou sur son lieu d'émission, près du front d'abattage. 	<ul style="list-style-type: none"> • Solution relativement coûteuse. • Difficile en cas de foisonnement de la roche ou dans le lignite. • Les forages effondrés ou endommagés sont difficiles à réparer. • Ne peut pas s'adapter à des changements d'exploitation. • Pour obtenir un résultat satisfaisant, il faut un forage précis et rapide. • Matériel et personnel spécialisés nécessaires.
<p>Captage en aval à partir des galeries sous-jacentes ou sus-jacentes</p>	<p>Une voie est excavée au-dessus ou en dessous de la veine, avant extraction. Cette voie est ensuite bouchée et reliée au système de dégazage par une conduite. Il est possible d'augmenter la zone de captage dans la voie en perçant un éventail de forages à partir du premier point, avant de reboucher.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Peut être complété par des forages transversaux depuis la galerie. • Efficacité du captage plus importante qu'au moyen de forages transversaux depuis la veine exploitée. • Le gaz peut être capté indépendamment des activités d'extraction. • Pour réduire les coûts, il est possible d'utiliser des voies existantes ou d'anciens chantiers, au-dessus et en dessous du quartier à exploiter. • Le gaz obtenu est assez à très pur. 	<ul style="list-style-type: none"> • L'accès entre la veine exploitée et la galerie de dégazage peut être difficile à aménager. • Risque d'inflammation dans les couches sujettes à combustion spontanée, en raison de fuites d'air. • Solution coûteuse, sauf si elle est réalisée dans une couche raisonnablement épaisse. • Ne peut pas s'adapter à des changements d'exploitation. • Inefficace en présence de couches fortes et résistantes entre la galerie de dégazage et le front de taille.
<p>Captage en aval au moyen d'un forage directionnel de la surface vers la veine</p>	<p>Cette application relativement nouvelle d'une technique connue de guidage du forage, de la surface vers les couches sus-jacentes, donne à peu près le même résultat que le forage directionnel souterrain pour le captage en aval.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Pas d'accès souterrain nécessaire. • Réalisable grâce à la réutilisation des forages effectués depuis la surface avant l'extraction. 	<ul style="list-style-type: none"> • Coût élevé. • Les forages effectués avant l'extraction risquent d'être endommagés. • Ne dispense pas des forages transversaux souterrains à proximité du front, pour maîtriser efficacement le gaz.

Méthode	Description	Avantages	Inconvénients
<p>Captage en aval depuis les chambres ou les canalisations des remblais en longue taille</p>	<p>Une chambre est construite dans les remblais à l'arrière du front, et reliée au système de captage par plusieurs dispositifs d'arrêt. À l'inverse, il est possible de relier une canalisation de captage ayant une extrémité ouverte, à proximité du front, à mesure que le front est rabattu.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Réduit la concentration de méthane dans la voie de retour d'un front de taille rabattant. • Diminution de la quantité de gaz qui pénètre dans le quartier. 	<ul style="list-style-type: none"> • A tendance à entraîner l'extraction et la propagation de mélanges inflammables, créant ainsi un risque inacceptable. • En raison du faible degré de concentration de méthane, qui réduit l'efficacité de l'opération, il faut disposer d'une autre source de méthane. • Faible efficacité du captage. • Faible volume de gaz capté.
<p>Captage en aval à partir des travers-bancs du remblai de longue taille (variante de la méthode ci-dessus)</p>	<p>Des travers-bancs sont creusés parallèlement à la voie, le long du quartier, pour intercepter le gaz libéré dans le remblai. Le système de captage est relié à une conduite par un dispositif d'arrêt aménagé dans le travers-banc.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Réduit la nécessité de réaliser des forages transversaux de sécurité (grisou) dans certains cas. • Le gaz peut être capté indépendamment des activités d'extraction. • Réduit la concentration de méthane dans la voie de retour du front de taille. 	<ul style="list-style-type: none"> • A tendance à entraîner l'extraction et la propagation de mélanges inflammables, créant ainsi un risque inacceptable. • Le système de captage doit avoir une capacité importante en raison de la faible concentration en méthane du gaz capté. • Faible efficacité de captage en général. • Ne peut être pratiqué qu'en présence d'une voie adaptée, permettant le perçage de travers-bancs vers le remblai. • Coût des travers-bancs.

Bibliographie

- Belle, B. (2016). *Underground Mine Ventilation Air Methane (VAM) Monitoring-An Australian Journey towards Achieving 'Accuracy'*. Anglo American Coal, Australie.
- Black, D. & Aziz, N. (2009). *Reducing Coal Mine GHG Emissions through Effective Gas Drainage and Utilisation*. 2009 Coal Operators Conference, Australian Institute of Mining and Metallurgy, Illawarra Branch, pp. 217 – 224.
- California Air Resources Board (2014). *Compliance Offset Protocol Mine Methane Capture Projects Capturing and Destroying Methane From U.S. Coal and Trona Mines*. Adopté le 25 avril 2014. Sacramento, Californie USA.
- Conseil exécutif du MDP (2006). *Tool to determine project emissions from flaring gases containing methane*. Meeting 28. Bonn, Allemagne : Conseil exécutif du Mécanisme pour un développement propre (MDP).
- Coward, H.F. (1928). *Explosibility of atmospheres behind stoppings*. Trans Inst Min Engs, 77, pp. 94 – 115.
- Creedy, D.P. (1986). Methods for the Evaluation of Seam Gas Content From Measurements on Coal Samples. *Mining Science and Technology*, Vol. 3, pp. 141 – 160. Amsterdam : Elsevier.
- Creedy, D.P. (2001). *Effective Design and Management of Firedamp Drainage*. UK Health and Safety Executive, Contract Research Report 326/2001, pp. 48, 1 annex, HSE Books.
- Creedy, D.P. & Phillips, H.R. (1997, July). *Methane Layering in Bord-and-Pillar Workings*. Safety in Mines Research Advisory Committee (SIMRAC) Final Report. Project COL 409. Johannesburg, Afrique du Sud : Safety in Mines Research Advisory Committee.
- Creedy, D.P., Saghafi, A., & Lama, R.D. (1997, April). *Gas Control in Underground Coal Mines : IEA Coal Research*. Agence internationale de l'énergie (AIE) CR/91, pp. 120. Londres : The Clean Coal Centre.
- Creedy, D.P., Lunarzewski, L. (2001). *Gas Drainage Management System for Modern Coal Mines*. Seventh International Mine Ventilation Congress. Cracovie, Pologne, 17-22 juin.
- Département des minéraux et de l'énergie (Department of Mineral and Energy Affairs) (1994, octobre). Guidelines for a Code of Practice for the Ventilating of Mechanical Miner Sections in Coal Mines in terms of Section 34(1) of the Minerals Act 1991. Second Edition, Ref. GME 16/2/1/20.
- Department of Mineral Resources, NSW. (1995). Outburst Mining Guideline. Coal Mining Inspectorate and Engineering Branch, MDG No. 1004.
- Diamond, W.P. & Levine, J.R. (1981). *Direct Method of Determination of the Gas Content of Coal : Procedures and Results*. Report of Investigation 8515. Pittsburgh, PA (U.S.). Département de l'intérieur des États-Unis, Bureau des mines.
- Diamond, W.P. & Schatzel, S.J. (1998). Measuring the Gas Content of Coal : A Review. *Int. Journ. of Coal Geology* 35, pp. 311 – 331. Amsterdam : Elsevier.
- ESMAP (2007, July). *A Strategy for Coal Bed Methane (CBM) and Coal Mine Methane (CMM) Development and Utilisation in China : Formal Report 326/07*. p. 109. Washington, D.C. Banque internationale pour la reconstruction et le développement (BIRD)/Programme d'assistance à la gestion du secteur énergétique (ESMAP) de la Banque mondiale.
- Gaskell, P. (1989). *A Study of Sub-Surface Strata Movement Associated with Longwall Mining*. Thèse de doctorat, université de Nottingham.
- GMI (2015). International Coal Mine Methane Projects Database. Initiative mondiale sur le méthane. Washington, D.C. États-Unis. www.methanetomarkets.org.
- IEA (2014). *Medium-Term Coal Market Report 2014*. Paris, France : Agence internationale de l'énergie (AIE).
- IEA (2015a). *2015 Key World Energy Statistics*. Paris, France : Agence internationale de l'énergie (AIE).
- IEA (2015b). *Medium-Term Coal Market Report 2015*. Paris, France : Agence internationale de l'énergie (AIE). 18 décembre 2015.

- ILO (2006). *Recueil de directives pratiques sur la sécurité et la santé dans les mines de charbon souterraines*. Organisation internationale du Travail (OIT).
- IPCC 2014: *Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [Core Writing Team, R.K. Pachauri and L.A. Meyer (eds.)]. IPCC, Genève, Suisse, 151 pp. (ILO).
- IPCC (2007). *Climate Change 2007 : Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [Core Writing Team, Pachauri, R. K and Reisinger, A. (eds)] Genève, Suisse : Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC).
- Janas, H. F. & Opahle, M. (1986). Improvement of Gas Content Determination. *Glückauf-Forschh* 47, pp. 83 – 89. Essen, Allemagne.
- Kissell, F. N. (2006). *Handbook for Methane Control in Mining*. Pittsburgh, PA (U.S.) : laboratoire de recherche de Pittsburgh de l'Institut national pour la santé et la sécurité professionnelle.
- Kissell, F. N., et al. (1973). *Direct Method of Determining Methane Content of Coalbeds for Ventilation Design*. Rapport d'enquête RI7767. Bureau des mines des États-Unis.
- Lama, R. D. (1995). *Safe gas content threshold value for safety against outbursts in the mining of the Bulli seam*. Int. Symp. cum Workshop on Management & Control of High Gas Emission & Outbursts Wollongong, 20-24 mars 1995.
- Landman, G v R. (1992). *Ignition and initiation of coal mine explosions*. Thèse de doctorat, université de Witwatersrand, p. 252.
- Marshall, James S., et al. (2011), *Surface Mine Methane Emissions and Project Opportunities*, diapos Power Point, présentée à l'occasion de la réunion Global Methane Initiative All-Partnership 12-14 octobre 2011, Park Inn, Cracovie, Pologne, repris de : https://www.globalmethane.org/documents/events_coal_101411_tech_marshall.pdf.
- Moreby, R. (2009). Private communications.
- MSHA (2009). *Injury experience in coal mining*, MSHA IR1341. Washington, D.C. : Administration de la sécurité et de la santé dans les mines des États-Unis (MSHA – Department of Labor, Mine Safety & Health Administration).
- SAWS (2009). China State Administration of Worker Safety.
- Shi Su, et al. (2006, January). *Development of Two Case Studies on Mine Methane Capture and Utilisation in China*. Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation (CSIRO).
- University of Alberta. (2004). *Flare Research Project : Final Report 1996-2004*. Kostiuk, L., Johnson, M., et Thomas, G. Edmonton, Alberta, Canada : Université d'Alberta.
- USEPA (2012). *Global Anthropogenic Non-CO₂ Greenhouse Gas Emissions : 1990-2030*. USEPA 430-S-12-002. Washington, DC, USA. Agence pour la protection de l'environnement (EPA) des États-Unis, décembre 2012. www.USEPA.gov/climatechange/USEPAactivities/economics/nonco2projections.html.
- USEPA (2006a). *Global Anthropogenic Emissions of Non-CO₂ Greenhouse Gases : 1990-2020*. USEPA-430-R-06-003. Washington, D.C. : Agence pour la protection de l'environnement (EPA) des États-Unis.
- USEPA (2006b). *Global Mitigation of Non-CO₂ Greenhouse Gases*. USEPA-430-R-06-005. Washington, D.C. : Agence pour la protection de l'environnement (EPA) des États-Unis.
- USEPA (2004). *Methane Emissions from Abandoned Coal Mines in the United States : Emission Inventory Methodology and 1990-2002 Emission Estimates*. Washington, D.C. : Agence pour la protection de l'environnement (EPA) des États-Unis, avril 2004.
- von Schoenfeldt, H. (2008, January). « *Advanced CMM and CBM Extraction Technologies* » Conférence sur le méthane houiller, Singapour.
- WCA (2014). *Coal Facts 2014*. World Coal Association. Septembre 2014. Londres, Royaume-Uni.

Bibliographie complémentaire

- Boxho, J., Stassen, P., Mücke, G., Noack, K., Jeger, C., Lescher, L., Browning, E., Dunmore, R., & Morris, I. (1980). *Firedamp Drainage Handbook for the Coalmining Industry in the European Community*, p. 415. Commission des Communautés européennes, direction « acier ». Essen : Verlag Glückauf GmbH.
- Brandt, J. & Kunz, E. (2008). *Gas Drainage in High Efficiency Workings in German Coal Mines*. Presentation at the 21st World Mining Congress, session “Methane Treatment,” pp. 41 – 50. Krakau.
- Creedy, D.P. (1996). *Methane Prediction in Collieries. Safety in Mines Research Advisory Committee (SIMRAC) Final Report, Project COL 303*. Johannesburg, South Africa: Safety in Mines Research Advisory Committee.
- ESMAP (2008, December). *Economically, socially and environmentally sustainable coal mining sector in China: World Bank Report No. 47131*, pp. 258. Washington, D.C.: The International Bank for Reconstruction and Development (IBRD)/WORLD BANK Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP).
- Hinderfeld, G. (1985). State and Perspectives of Gas Drainage. *Bergbau* 2, pp. 7. Essen, Germany.
- Kravits, S. J & Li, J. (1995, March). Innovative in-mine gas recovery techniques implemented by Resource Enterprises. In: *International Symposium-Cum-Workshop on Management Control of High Gas Emission and Outbursts*, pp. 523 – 532. Wollongong, NSW, Australia.
- Lama, R.D. & Bodziony, J. (1998). Management of outburst in underground coal mines. *Int. Journ. of Coal Geology* 35, pp. 83 – 115, Amsterdam: Elsevier.
- Lunarzewski, L.W. (1998). Gas Emission Prediction and Recovery in Underground Coal Mines. *Int. Journ. of Coal Geology* 35, pp. 117 – 145, Amsterdam: Elsevier.
- Lunarzewski, L., Creedy D.P. (2006). *Australian Decommissioned Mines Gas Prediction*. ACARP 2005 Project C14080 Newcastle, Australia, September 18.
- Mine ventilation handbook, Mine Ventilation Society of South Africa.
- Moore, S., Freund, P., Riemer, P., & Smith, A. (1998, June). *Abatement of Methane Emissions*. Paris, France: International Energy Agency (IEA) Greenhouse Gas R&D Programme.
- Mutmansky, J. M. & Thakur, P.C. (1999). *Guidebook on Coalbed Methane Drainage for Underground Coal Mines*, pp. 46.
- Noack, K. (1998). Control of gas emissions in underground coal mines. *Int. Journ. Of Coal Geology* 35, pp. 57 – 82. Amsterdam: Elsevier.
- Schlotte, W. & Brandt, J. (2003). *50 Years of Coal Research – Gas Emissions, Ventilation and Climate*. Glückauf 139, pp. 402 – 408. Essen, Germany.
- Sdunowski, R. & Brandt, J. (2007). Optimizing the Gas Drainage in High Performance Longwalls. *Glückauf* 143, pp. 528 – 534. Essen, Germany.
- Skiba, J. (2009, November). Central Mining Institute of Katowice. Personal communication.
- Somers, M.J. & Schultz, H.L. (2008). *Thermal Oxidation of Coal Mine Ventilation Air Methane*. 12th U.S./North American Mine Ventilation Symposium 2008, Reno, NV (U.S.): Wallace.
- Thakur, P.C. (1997). Methane Drainage from Gassy Mines – A Global Review. *Proc. of the 6th Int. Mine Vent. Congr.* pp. 415 – 422. Pittsburgh, PA (U.S.).
- USEPA (2003, July). *Assessment of the Worldwide Market Potential for Oxidizing Coal Mine Ventilation Air Methane. USEPA-430-R-03-002*. Washington, D.C.: U.S. Environmental Protection Agency. www.USEPA.gov/cmop/resources/index.html
- USEPA (2009, July). *Coal Mine Methane Finance Guide. USEPA-400-D-09-001*. Washington, D.C.: U.S. Environmental Protection Agency.

USEPA (2009, July). Coal Mine Methane Recovery: A Primer. USEPA-430-R-09-013. Washington, D.C.: U.S. Environmental Protection Agency.

USEPA (2008, January). Upgrading Drained Coal Mine Methane to Pipeline Quality: A Report on the Commercial Status of System Suppliers. USEPA-430-R-08-004. Washington, D.C.: U.S. Environmental Protection Agency.

Xu, T., Tang, C.A., Yang, T.H., Zhu, W.C & Liu, J. (2006). International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences 43 (2006) 905–919