

Synthèse sur les gaz de houille : exploitation, risques et impacts environnementaux

Octobre 2013



Synthèse sur les gaz de houille : exploitation, risques et impacts environnementaux

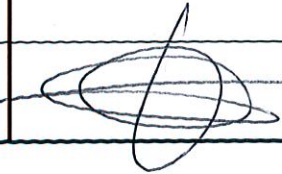


D. Bonijoly^a, C. Didier^b, H. Fabriol^a,



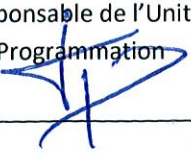

Avec la collaboration de

S. Andres^b, B. Bazargan^a, R. Bonnard^b, P. Defossez^a, F. Lahaie^b, L. de Lary^a,
A. Leynet^a, Z. Pokryszka^b, JP Schumacher^a

^aBRGM, ^bINERIS

Mai 2013

INERIS	Rédaction	Vérification	Approbation
NOM	C. DIDIER	P. TOULHOAT	M. GHOREYCHI
Qualité	Directeur Adjoint des Risques du Sol et du Sous-sol	Directeur Scientifique	Directeur des Risques du Sol et du Sous-sol
Visa			

 brgm	Rédaction	Vérification	Approbation
NOM	Hubert FABRIOL et Didier BONIJOLY	Georges VIGNERON	Jean-Luc FOUCHER
Qualité	Respectivement Directeur Adjoint Risques et Prévention et Directeur Adjoint des Géoressources	Adjoint au Chef de Département Prévention et Sécurité Minière, Responsable de l'Unité Programmation	Directeur Risques et Prévention
Visa			

Résumé étendu

Dans leur lettre commune datée du 8 mars 2013, Madame la Directrice Générale de la Prévention des Risques et Monsieur le Directeur Général de l'Energie du Climat du Ministère de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie sollicitaient le BRGM et l'INERIS pour établir une synthèse de l'état des connaissances scientifiques disponibles sur l'exploitation du gaz de houille et notamment ses impacts possibles tant sur le plan des risques industriels que sur l'environnement.

Les organismes se sont mobilisés pour élaborer cette synthèse dans les meilleurs délais. Le présent rapport s'appuie sur une synthèse bibliographique centrée sur le retour d'expérience disponible à propos du déploiement de la filière « gaz de houille » dans les principaux pays producteurs.

Après un court rappel de quelques généralités sur le gaz de houille (origine, liaison gaz-charbon), le rapport présente un état des lieux des principaux développements à l'international, tant pour ce qui concerne la production que les techniques d'exploitation. Il en ressort notamment que la filière « gaz de houille » a pris son essor depuis une trentaine d'années aux Etats-Unis et que les principaux pays producteurs sont aujourd'hui les Etats-Unis, le Canada et l'Australie. Au regard des ressources dont ils disposent et de leur volonté de développer la filière, la Chine, la Russie et, à un degré moindre, l'Inde devraient, selon toute vraisemblance, constituer dans un avenir proche les futurs « géants » du domaine. L'Europe présente aujourd'hui une activité très limitée, mais plusieurs initiatives sont en cours de réalisation tenter de développer la filière (Grande-Bretagne, Pologne, France, Belgique, etc.).

Concernant les méthodes et phases d'exploitation, le principe est sensiblement le même pour l'ensemble des bassins houillers mondiaux (forage de puits, pompage de l'eau pour assécher les couches de charbon, production puis décroissance avant fermeture). L'analyse a toutefois mis en lumière deux éléments essentiels décrits dans la littérature.

Le premier concerne la généralisation du recours à des forages horizontaux qui permet d'augmenter, parfois très sensiblement, la productivité des puits mais également d'envisager de regrouper sur une même plateforme d'exploitation plusieurs puits adjacents « rayonnants », ce qui a pour conséquence de réduire considérablement l'empreinte au sol telle que constatée dans les premiers travaux aux Etats-Unis notamment.

Le second, fondamental pour l'analyse, concerne le fréquent recours à des travaux de stimulation ou de fracturation du massif pour augmenter la perméabilité du massif et faciliter la drainance du gaz contenu dans le charbon. Les configurations de gisement ne nécessitant pas ce type de travaux préalables demeurent en effet rares à l'échelle internationale. De plus, lorsqu'elles sont rencontrées, elles se limitent à des secteurs spécifiques des bassins de production. De fait, les exploitants ont développé diverses techniques permettant d'accroître la perméabilité des couches de charbon.

Certaines de ces techniques sont très semblables à celles mises en œuvre pour l'exploitation des gaz et huiles de schistes (grandes quantités d'eau, adjuvants chimiques, injection de proppant ou agents de soutènement). On les regroupera sous l'intitulé « fracturation hydraulique ». Toutefois, diverses techniques alternatives ont également été développées. Elles ont notamment bénéficié de la conjonction de trois facteurs : la profondeur moins importante des couches de charbon exploitées, la nature déjà très fissurée du charbon et des exigences accrues en termes de protection des ressources en eau. Ces techniques que l'on regroupera sous l'intitulé « stimulation » présentent toutes des caractéristiques moins « agressives » pour la roche et/ou pour l'environnement (pas d'injection d'adjuvants chimiques). Un descriptif plus précis de ces deux classes de méthodes d'exploitation est proposé au § 3.1.5.

Le cœur du rapport (chapitre 4) concerne l'analyse simplifiée des risques et impacts environnementaux appliquée au déploiement de la filière. Elle s'appuie sur une démarche systématique visant à caractériser la criticité des différents éléments d'analyse (ou enjeux) qui ont été regroupés en 3 catégories : risques accidentels, impacts environnementaux et nuisances.

L'analyse de la criticité des enjeux se fait en combinant trois paramètres : l'intensité des conséquences possibles en cas de défaillance du système (accident, pollution...), l'existence (ou le besoin de développement) de mesures de prévention ou de réduction des effets ainsi que les besoins de recherche et développement nécessaires pour lever d'éventuelles situations de doute dans l'analyse.

Dans une logique de « cartographie simplifiée des enjeux », chaque élément d'analyse se voit attribuer un visuel défini suivant un code de couleur très simple figurant en légende du tableau suivant :

- enjeux à criticité limitée,
- points d'attention (effets potentiellement sensibles mais non limitants pour le déploiement de la filière)
- points sensibles (effets susceptibles de se révéler importants et limitants pour le déploiement de la filière).

Si, dans le présent résumé étendu, on ne retiendra que ce code couleur à des fins de simplification, le corps du rapport utilise un second code : la forme des visuels. A cet effet, le **triangle** est utilisé lorsque le risque ou l'impact est avéré et mesurable et qu'il exige la mise en œuvre de mesures de prévention (à développer ou non) pour s'opposer au phénomène. A l'inverse, on recourt au **rond** lorsque l'évaluation du scénario met en évidence des lacunes de connaissances ou un manque de données disponibles renvoyant à des situations de doute ne permettant de statuer en l'état sur le niveau de risques.

Un élément essentiel mérite d'être précisé : les **visuels « points d'attention » et « points sensibles » ne signifient en rien une impossibilité d'envisager le développement et la mise en œuvre de la filière**. Ils illustrent le caractère plus ou moins sensible du scénario du scénario et la nécessité de prendre des dispositions adaptées en vue de la maîtrise des risques ou impacts associés ou le besoin de développement des connaissances requis pour lever les doutes persistants. A ce titre, on

gardera à l'esprit que **l'analyse se limite à des considérations génériques sur la filière**. Elle ne doit donc en aucun cas être interprétée comme un avis spécifique jugeant du bien-fondé de sa mise en œuvre sur un site particulier. Elle peut, de fait, s'avérer « sécuritaire », notamment vis-à-vis des enjeux nécessitant un développement de connaissance puisqu'elle considère des contextes de site potentiellement défavorables, ce qui ne sera évidemment pas le cas sur tous les sites qui pourraient faire l'objet d'analyses dédiées (exemple des impacts sanitaires).

Sur cette base méthodologique, l'ensemble des éléments d'analyse est successivement étudié et un visuel est affecté à chaque « étape clé » du cycle du procédé (préparation du chantier, production, post-fermeture). Une différence est systématiquement faite entre les contextes d'exploitation recourant aux techniques de « fracturation hydraulique » et les autres (avec ou sans stimulation). La compilation des analyses menées sur les 18 scénarios (4 pour les risques accidentels, 8 pour les impacts environnementaux et 6 pour les nuisances) conduit ainsi à une cartographie simplifiée qui permet la comparaison des enjeux entre eux.

Pour ce qui concerne le phasage de l'exploitation, on notera que la phase d'exploration (permis de recherche) se limite à l'étape « préparation du chantier » (reconnaissance géologique, forage, rabattement de nappe, test de production). Les deux suivantes (exploitation et long terme) sont donc limitées à la délivrance d'un permis d'exploitation.

Le tableau suivant présente cette cartographie dans les contextes **ne recourant pas** à des travaux de fracturation hydraulique. Il met également en évidence l'un des autres apports de l'analyse : le recensement des méthodes de prévention ou de limitation des effets disponibles (ou à adapter voire à développer) en regard avec chacun des éléments d'analyse étudiés.

L'analyse de ce tableau synthétique met en évidence les éléments fondamentaux suivants :

Risques accidentels

Pour ce qui concerne les risques liés à l'exploitation des installations de surface, la faible pression de gaz en sortie de puits laisse penser que la possible survenue d'évènements majeurs (accidents collectifs, effets susceptibles de se faire sentir au-delà des plateformes) devrait se limiter aux tronçons de transport de gaz à haute pression (en aval des compresseurs). De telles installations devraient être limitées en nombre et centralisées (car communes à différentes plateformes). La mise en œuvre de mesures préventives, portant notamment sur une implantation suffisamment éloignée des enjeux environnants, constitue un enjeu majeur de déploiement de la filière.

L'autre point critique en relation avec les risques accidentels touche à la migration non maîtrisée de gaz au travers du massif dans le cas d'exploitations peu profondes (typiquement inférieures à 500 mètres). Dans ce type de configurations (ce qui ne devrait pas être le cas en France), la caractérisation attentive des contextes géologique et hydrogéologique, la mise en œuvre de mesures de surveillance adaptées et le

développement d'outils de modélisation des fluides dans le sous-sol (notamment dans le long terme) s'avèrent primordiaux.

Pour le reste, moyennant la mise en œuvre des meilleures techniques disponibles, aucun point de blocage n'a été identifié.

Impacts environnementaux

La majorité des éléments d'analyse présentent des points d'attention durant la phase d'exploitation puis une criticité limitée durant la phase post-exploitation. Certains de ces points d'attentions pointent la nécessité de respecter la mise en œuvre de bonnes pratiques d'exploitation (traitement des eaux avant rejet, limitation des rejets de gaz dans l'atmosphère, etc.). D'autres en revanche exigent une bonne connaissance du site d'application (nappes superficielles, nature des écosystèmes environnants) voire l'accès à des données non aisément disponibles sur la filière. C'est en particulier le cas de l'émission de gaz à effet de serre.




































L'existence d'un visuel « point sensible » pour ce qui concerne les impacts sanitaires en phase d'exploitation ne traduit pas un risque avéré (pas de retour d'expérience disponible spécifique à la filière « gaz de houille »). Néanmoins, différentes références bibliographiques évoquent des cas probables de contaminations d'eau destinées à la consommation par des composés organiques en lien avec certains dépôts de charbon. De fait, malgré la spécificité des contextes incriminés, compte tenu de la sensibilité de la problématique (impacts sur la santé), le visuel retenu traduit la nécessité de mieux comprendre les processus mis en jeu mais surtout celle de caractériser les charbons destinés à l'exploitation. Si, sur un site donné, les charbons analysés ne révèlent la présence d'aucune substance préoccupante, la criticité de l'enjeu sera automatiquement dégradée.

Nuisances

L'enjeu jugé le plus sensible résulte de l'impact du déploiement de la filière en termes d'usage du sol. Le visuel retenu renvoie à l'évaluation de la compatibilité entre la nature de l'occupation de la surface et les contraintes liées au besoin d'espace pour le déploiement de la filière (plateformes, réseaux de transport...). En cas de configuration défavorable (centres urbains, espaces naturels protégés...), l'usage du sol peut constituer un point de blocage pour le développement de l'activité en phase d'exploitation.

Les autres points d'attention concernent principalement la nécessité de mettre en œuvre de bonnes pratiques pour limiter les nuisances induites par le trafic des engins ainsi que les nuisances sonores résultant de la chaîne d'exploitation.

Le rapport se conclut par l'identification des principales lacunes en connaissances, tant technologiques que scientifiques. Il pointe notamment le nombre limité d'experts français compétents et actifs dans le domaine très spécifique du charbon et suggère le renforcement et le renouvellement des équipes au travers de programmes nationaux permettant de développer les connaissances essentielles sur le sujet mais aujourd'hui non disponibles au sein des organismes publics français.

		Sans fracturation hydraulique (avec ou sans stimulation)			Exemples de méthodes de prévention et/ou de limitation des effets	
		Préparation	Exploitation	Long Terme		
Risques accidentels	Fuites sur réseau basse à moyenne pression	 (plateforme)	 (au-delà)		<ul style="list-style-type: none"> Renforcement des canalisations, Mesures organisationnelles (inspection, maintenance) Réseau de capteurs de détection de fuites... Mesures de protection des opérateurs sur plateformes 	
	Fuites sur compresseurs et canalisations haute pression	S.O.		S.O.	<ul style="list-style-type: none"> Similaires aux précédentes, Implantation des structures haute pression suffisamment éloignées des enjeux environnants 	
	Migration non maîtrisée de gaz vers la surface	Profondeur modérée				<ul style="list-style-type: none"> Analyse détaillée des contextes tectonique, géologique et hydrogéologique du secteur Bonnes pratiques pour la complétion des puits, y compris en phase de fermeture Exploitation d'un réseau de surveillance adapté à la sensibilité du milieu
		Profondeur importante				
Impacts environnementaux	Impacts sur le niveau des nappes superficielles				<ul style="list-style-type: none"> Analyse détaillée du contexte hydrogéologiques (dont connectivité entre aquifères, Exploitation d'un réseau de surveillance 	
	Impact sur la qualité des eaux souterraines				<ul style="list-style-type: none"> Analyse détaillée du contexte, Bonne pratiques de complétion des puits, Limitation risque déversement produits en surface... 	
	Impact du rejet des effluents sur la qualité des eaux de surface				<ul style="list-style-type: none"> Optimiser l'implantation des traitements et rejets, Choisir la méthode de traitement la plus adaptée, Surveillance de la qualité des milieux... 	
	Impact sur la qualité de l'air				<ul style="list-style-type: none"> Limiter le recours au « torchage » et « éventement », Privilégier les forages horizontaux sur la même plateforme, Limiter les moteurs et poussières, Surveillance du milieu... 	
	Impact sur la qualité des sols				<ul style="list-style-type: none"> Limitation risque déversement produits en surface, Limiter la surface de décapage (plateformes, réseaux) Surveillance ... 	
	Impacts sanitaires				<ul style="list-style-type: none"> Recherche sur mécanismes et substances concernés, Analyse et surveillance qualité des eaux de production Bonnes pratiques de complétion des puits 	
	Impacts sur les écosystèmes				<ul style="list-style-type: none"> Optimiser l'implantation des plateformes par rapports aux espaces ou espèces protégés, Analyse et surveillance du biotope... 	
	Rejet gaz à effet de serre				<ul style="list-style-type: none"> Développer des jeux de données fiables sur la filière, Identifier bonnes pratiques de réduction des émissions 	
Nuisances	Trafic				<ul style="list-style-type: none"> Optimiser l'implantation des plateformes et la mutualisation des infrastructures, Privilégier le transport d'eau par canalisations 	
	Bruit				<ul style="list-style-type: none"> Planter les plateformes loin de zones sensibles, Utiliser des limiteurs de bruits en cas de besoin (silencieux, écrans pare-bruit...) 	
	Usage du sol				<ul style="list-style-type: none"> Privilégier plusieurs forages horizontaux sur la même plateforme, Intégrer les contraintes spécifiques (zones protégées...) Optimiser la mutualisation des infrastructures... 	
	Sismicité induite				<ul style="list-style-type: none"> Ecarter la présence de failles majeures à proximité, Surveillance microsismique de l'exploitation si besoin... 	
	Combustions souterraines				<ul style="list-style-type: none"> Eviter les exploitations très peu profondes, Maîtriser les entrées d'air en milieu souterrain... 	
	Subsidence				<ul style="list-style-type: none"> Limiter le risque de rabattement important des aquifères de subsurface, Surveillance topographique de la zone concernée... 	



Criticité limitée : risques, impacts ou nuisances a priori limités à très limités.



Point d'attention : besoin de mise en oeuvre ou de développement de techniques de prévention / besoin de développement de connaissances / besoin d'acquisition de données non disponibles.



Point sensible : besoin de mise en oeuvre ou de développement de techniques de prévention / besoin de développement de connaissances / besoin d'acquisition de données non disponibles.

Sommaire

1	Préambule	11
2	Généralités sur le gaz de houille.....	13
2.1	Rappels sur l'origine du gaz de houille et la liaison gaz-charbon	14
2.1.1	Le gaz de houille : un processus issu de la houillification.....	14
2.1.2	La liaison gaz-charbon.....	15
2.1.3	Fracturation et effets mécaniques.....	16
2.1.4	Classification française des charbons et répartition des principaux.....	17
2.2	Production actuelle de gaz de houille dans le monde	18
2.3	Synthèse des obligations réglementaires liées aux travaux miniers	20
3	Méthodes actuelles de production	21
3.1	Les techniques d'extraction	21
3.1.1	Principe et principales étapes de mise en œuvre.....	21
3.1.2	Choix du site.....	23
3.1.3	Foration	23
3.1.4	Mesures in situ	25
3.1.5	Stimulation et fracturation de la veine de charbon	26
3.1.6	Exhaure.....	28
3.1.7	Production.....	28
3.1.8	Fermeture et évolution à long terme.....	29
3.1.9	Production assistée et stockage de CO ₂	29
4	Analyse simplifiée des risques et impacts environnementaux	30
4.1	Principes de l'analyse	30
4.2	Risques accidentels.....	33
4.2.1	Fuites au travers des puits, têtes de puits ou canalisations à pression modérée	33
4.2.2	Fuites sur les compresseurs ou canalisations à haute pression.....	35
4.2.3	Migration non maîtrisée de gaz au travers du milieu, notamment vers un espace confiné (caves, réseaux enterrés...).....	37
4.3	Impacts environnementaux	40
4.3.1	Impacts sur la ressource en eau	40
4.3.2	Impacts sur la qualité de l'air	46

4.3.3	Qualité des sols	47
4.3.4	Impacts sanitaires	48
4.3.5	Impacts sur les écosystèmes	50
4.3.6	Rejets de gaz à effet de serre	52
4.4	Nuisances	54
4.4.1	Trafic	54
4.4.2	Bruit	55
4.4.3	Usage du sol	57
4.4.4	Sismicité induite	58
4.4.5	Feux souterrains	59
4.4.6	Subsidence	61
4.5	Analyse simplifiée des risques et impacts environnementaux susceptibles de résulter de la mise en œuvre de la filière CBM sur la base d'un retour d'expérience à l'international	61
5	Perspectives de recherche	65
5.1	Lacunes de connaissance.....	65
5.2	Verrous.....	66
5.2.1	Les acteurs de la recherche.....	66
5.2.2	Verrous scientifiques et techniques	66
5.2.3	Verrous financiers.....	67
6	Bibliographie	69
	Annexe 1	73
	Lettre de commande du MEDDE	75
	Annexe 2	77
	Les isothermes d'adsorption et de concentration en gaz	77
	Influence de la teneur en matière minérale (cendres)	79
	Influence de l'humidité	79
	Influence de la température	80
	Influence de la nature de gaz	80
	Modes et mécanismes de dégagement de gaz adsorbé dans le charbon	81
	Annexe 3	83
	La production de gaz de houille dans le monde	83
	États-Unis	83
	Canada.....	84
	Chine	84

Australie	85
Autres pays.....	85
Annexe 4.....	87
Synthèse des obligations réglementaires liées aux travaux miniers	87
Le code Minier.....	87
RGIE	88
Autres réglementations applicables.....	89
Positionnement du CBM dans la réglementation actuelle	89
Annexe 5.....	91
Production assistée de gaz de houille et stockage de CO2 (ECBM)	91
Annexe 6.....	93
Influence de la méthode d'exploitation sur l'accès à la ressource.....	93
Annexe 7	95
Impacts sanitaires : Compléments sur la description de la nuisance et le retour d'expérience disponible.....	95

Table des illustrations

Figure 1 : La formation du charbon ((SVT, 3°, Hachette éditeur, 1988 ; Wikimedia Commons, http://commons.wikimedia.org/wiki/File:CoalTypes.svg).....	14
Figure 2 : Schéma représentant la fissuration naturelle du charbon (système de cleats), Moore, 2012.	16
Figure 3 : Relation entre rang des charbons et contenu en gaz	18
Figure 4 : Production mondiale en 2010 de gaz de houille, comparée à celle de gaz de schistes au Canada et aux EUA, 1 bcm = 1 Gm ³ , d'après CEDIGAZ (Didier Favreau).....	19
Figure 5 : Trois profils différents de production (gaz et eau) : bassins de (A) San Juan (EUA), (B) Bowen (Australie) et (C) Powder River. Les axes, temps en x et débit en y, n'ont pas la même échelle (Moore, 2012).	22
Figure 6 : Exemple de forage directionnel suivant le tracé de la veine	24
Figure 7 : Coupe d'exploitation de gaz de houille, avec puits d'exploitation horizontal et puits de production vertical (cf. Enhanced Coal Bed Methane production and sequestration of CO ₂ in unmineable coal seams, Winschel R.A. Scandrol R.O. 2007).....	24
Figure 8 : Différentes configurations d'exploitation à partir d'un seul puits. Les 4 schémas supérieurs sont des vues en perspective, le schéma inférieur est une vue en plan : développement de puits en aiguille de pin (Maricic N., <i>et al.</i> E., 2005, ATCE, Dallas, Texas, A Parametric Study on the Benefits of Drilling Horizontal and Multilateral Wells in Coalbed Methane Reservoirs, SPE paper).	25

1 Préambule

La thématique de l'exploitation du méthane contenu dans les veines de charbon inexploitées, appelé communément gaz de houille, a été mise sur le devant de la scène médiatique par les articles parus récemment autour des travaux de la société EGL en Lorraine.

La présente synthèse constitue le livrable d'un groupe de travail regroupant le BRGM et l'INERIS sur la problématique des techniques, des risques et des impacts liés à l'exploitation des gaz de houille, initié par une demande conjointe du Directeur Général de l'Énergie du Climat et de la Directrice Générale de la Prévention des Risques, en date du 8 mars 2013 (Annexe 1). Devant les délais imposés, le groupe de travail a travaillé uniquement par conférences téléphoniques et sur la base de la littérature existante.

Le présent rapport analyse les spécificités des techniques de l'exploitation des gaz de houille. Il a pour objectif :

- de dresser un état aussi exhaustif que possible dans le temps imparti des connaissances disponibles sur l'exploitation de tels gisements, principalement à partir de ce qui existe hors de France ;
- d'identifier les enjeux environnementaux et les risques liés à l'exploitation du gaz de houille.

Ce travail vient en complément de la note commune adressée le 29 janvier 2013 par la DGPR et la DGEC à Madame la Ministre de l'Écologie, du Développement Durable et de l'Énergie, faisant une synthèse des différentes techniques mises en œuvre en France pour récupérer le gaz de mine et le gaz de houille, ainsi que la situation en France tant au niveau de l'exploration et de l'exploitation qu'au niveau de la recherche. De fait, le présent document n'aborde que très peu les travaux d'exploration menés actuellement en Lorraine par la société EGL.

2 Généralités sur le gaz de houille

Les gisements houillers contiennent des quantités plus ou moins importantes de gaz naturel. Ce gaz correspond à la partie résiduelle du gaz produit dans le passé (à l'échelle des temps géologiques), lors de la transformation de la matière végétale en charbon. Il est composé majoritairement de méthane (jusqu'à 95, voire 99 %), gaz inodore, incolore et plus léger que l'air, et de ses homologues supérieurs. La plus grande partie de ce gaz, appelée aussi « le grisou » dans la terminologie minière, est contenue dans les veines de charbon, mais les roches encaissantes en contiennent également des quantités parfois non négligeables.

Dans un cadre d'exploitation minière, ce charbon était considéré comme un danger pour la sécurité des mineurs et un obstacle pour la productivité des mines de charbon. Les explosions, ou « coups de grisou », dues à des accumulations de méthane et à la présence de flammes nues ou d'étincelles étaient synonymes d'accidents mortels aggravés en général par un effondrement des galeries et parfois par un coup de poussières de charbon. Pour prévenir ces coups de grisou, il est nécessaire de ventiler et aérer les galeries pour diluer le gaz et d'utiliser des matériels antidéflagrants, des dispositifs de surveillance et de captage du gaz etc.

Les investigations conduites sur ce gaz avaient comme objectifs d'évaluer la quantité de méthane pouvant gêner l'exploitation minière et de comprendre et gérer son mode de dégagement. Il est important de noter que, jusqu'à récemment, ces investigations n'étaient pas menées dans l'optique de la récupération du gaz en tant que ressource.

Face au déclin des réserves mondiales en ressources dites conventionnelles (charbon, pétrole, gaz naturel), conjugué à l'envolée des prix de ces ressources, l'exploitation du *gaz de houille* en tant que ressource énergétique suscite, depuis une trentaine d'années, un intérêt renouvelé croissant.

Au niveau mondial, les ressources de méthane piégées au sein du charbon en place sont estimées entre 100 et 260 Tm³ (1 Tm³ = mille milliard de m³). Ensemble, le Canada, la Russie et la Chine renferment 80 % de ces ressources. Les autres États détenteurs de gaz de houille sont les principaux pays charbonniers, à savoir l'Australie, les USA, l'Ukraine, l'Allemagne et la Pologne (Panorama 2006, IFP).

Il existe 3 méthodes principales de récupération du méthane contenu dans les gisements de charbon :

- Captage au cours de l'exploitation du charbon dans les mines souterraines, ou Coal Mine Methane (CMM) dans la terminologie américaine ou anglo-saxonne ;
- Captage (pompage) au sein de mines fermées, il s'agit là du **gaz de mine** ou Abandoned Mine Methane (AMM);
- Récupération à partir de la surface avant l'exploitation de charbon ou au sein de gisements non exploités, il s'agit du **gaz de houille ou Coal Bed Methane (CBM)**.

La présente note est centrée sur le gaz de houille et dans ce qui suit **nous utiliserons indifféremment les termes gaz de houille ou CBM.**

2.1 Rappels sur l'origine du gaz de houille et la liaison gaz-charbon

2.1.1 Le gaz de houille : un processus issu de la houillification

Parmi les sources de gaz naturel figurent le gaz issu de la maturation des matières organiques d'origine marine (évolution matière organique → kérogène → pétrole → gaz) et le gaz naturel issu de la maturation des matières organiques essentiellement ligneuses d'origine terrestre (évolution bois et autres végétaux → tourbe → charbon → anthracite).

La maturation de la matière organique résulte de son enfouissement, au cours des temps géologiques. Sous l'effet des pressions et des températures croissantes avec la profondeur (gravité, gradient thermique), les végétaux ensevelis sont décomposés puis transformés en une matière solide et combustible à haute teneur en carbone, le charbon. Il s'agit là du processus de houillification. Plus la maturation est élevée, plus la teneur en carbone augmente (Figure 1).

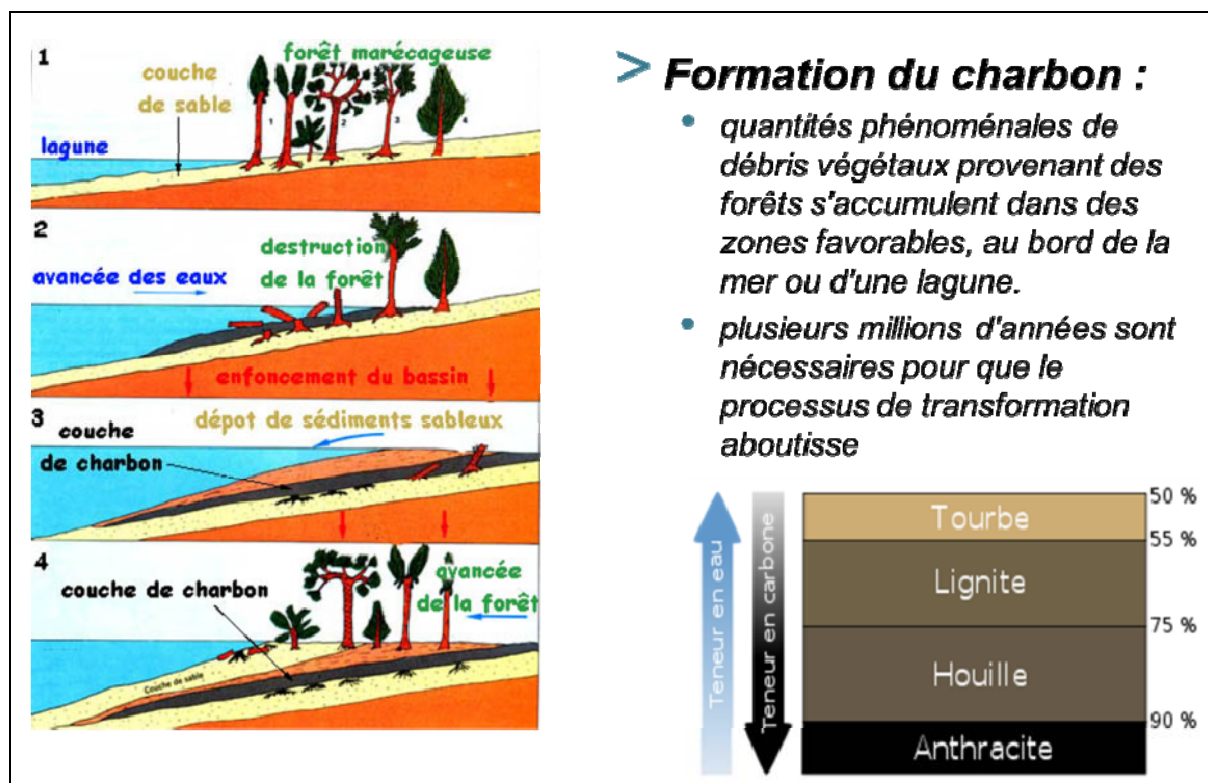


Figure 1 : La formation du charbon ((SVT, 3°, Hachette éditeur, 1988 ; Wikimedia Commons, <http://commons.wikimedia.org/wiki/File:CoalTypes.svg>)

Le processus de décomposition de la matière organique sous l'action des microorganismes puis la transformation thermique génèrent principalement du méthane, potentiellement accompagné de gaz carbonique, de l'azote, de l'eau, de l'hydrogène et de l'éthane (Tableau 1). Les quantités de gaz formées durant ce processus dépendent de la genèse du charbon : métamorphisme, composition pétrographique, degré de décomposition, densité, etc.

Composés générés par la houillification	Gammes de concentrations de gaz mesurées dans les charbons
Méthane (CH ₄)	de 93,0 à 99,5 %
Éthane (C ₂ H ₆)	de 0,02 à 2,8 %
Hydrogène	de 0,00 à 0,23 %
Azote	de 0,00 à 3,5%
Gaz carbonique (CO ₂)	de 0,03 à 3,4 %

Tableau 1 : Composition moyenne des gaz de charbon des bassins houillers britannico-franco-belgo-rhénan.

La plus grande partie du méthane produit lors de la houillification (estimé à 150 à 200 m³/t de charbon) a migré, à l'échelle du temps géologique, hors de la couche de charbon vers les zones environnantes et/ou vers la surface.

La partie résiduelle du gaz issu du processus de houillification (pouvant varier classiquement, selon les gisements ou parties de gisements, de quelques fractions de m³/t à 10 voire 20 m³/t) se retrouve sous les trois formes suivantes :

- à l'état libre, situé dans les fractures et les macropores de la roche,
- à l'état adsorbé, dans les micropores du charbon,
- à l'état dissous, dans l'eau contenue au sein du gisement.

2.1.2 La liaison gaz-charbon

Le charbon présente une structure et une distribution des pores très complexe comprenant les nanopores (< 2 nm), les mesopores (de 2 à 50 nm), les macropores (de 50 à 100 nm) et les « cleats » (de 100 nm à quelques mm) (Mosher et al., 2012). La surface totale de ces pores est très importante : l'ordre de grandeur de la surface interne des grains est de plusieurs dizaines à plusieurs centaines de m² par gramme de charbon. Dans la forme adsorbée, largement prépondérante, les molécules de gaz adhèrent intimement, par une liaison physique, à la surface des grains élémentaires constituant la structure de charbon.

La quantité de gaz adsorbé étant proportionnelle à la surface adsorbante accessible au gaz, le charbon est donc un très bon adsorbant de gaz. De ce fait, dans les conditions habituelles pour les gisements peu à moyennement profonds (pression de gaz < 5 MPa), la forme "adsorbée" est largement prépondérante. Elle peut représenter jusqu'à 90 % du gaz total contenu dans le charbon, voire plus. Par l'effet d'adsorption, les gisements de charbon peuvent contenir, sous des conditions normales de pression, jusqu'à 6 à 10 fois plus de méthane qu'un réservoir conventionnel de taille identique.

L'ensemble « charbon et gaz » est, dans un gisement donné, en état d'équilibre de sorption correspondant à une certaine pression de gaz. Les conditions de cet équilibre sont définies par une loi physique, dont la présentation graphique est appelée

communément « isotherme d'adsorption ». Elle correspond à la capacité d'adsorption d'un charbon à une température donnée en fonction de la pression de gaz. Cette capacité d'adsorption est souvent exprimée en m³ de gaz par tonne de charbon pur et sec, c'est-à-dire exempt de matière minérale (cendres) et d'humidité (matière organique pure ou MOP). La notion d'isotherme d'adsorption est développée dans l'annexe 2.

2.1.3 Fracturation et effets mécaniques

La fracturation naturelle du charbon (appelée aussi système de cleats) n'est pas isotrope, mais orientée préférentiellement selon le litage des couches de charbon et, de façon moindre, selon un plan perpendiculaire (Figure 2). Cette fracturation se caractérise par la densité de fractures, leurs connexions, leurs ouvertures, leur répartition anisotrope. Les propriétés mécaniques du charbon sont sensiblement différentes de celles des roches de gisements de gaz conventionnels. Sa compressibilité est plus grande (en moyenne de deux ordres de grandeur) et sa perméabilité dépend de l'état et de l'orientation des contraintes.

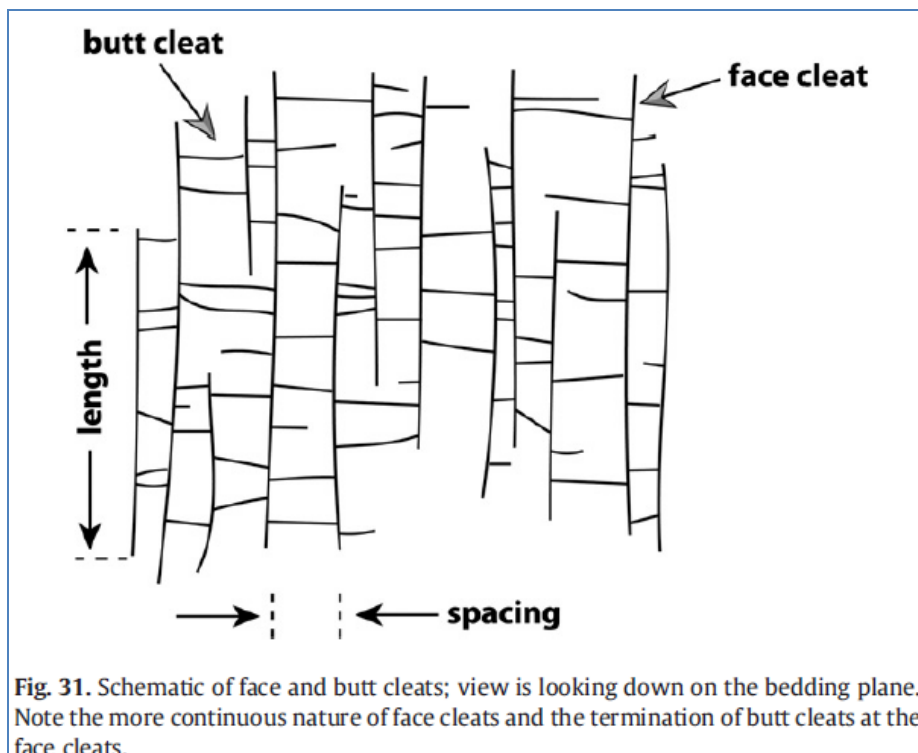


Figure 2 : Schéma représentant la fissuration naturelle du charbon (système de cleats), Moore, 2012.

Lors de la variation des conditions de pression, température et composition des gaz, la matrice charbonneuse désorbe du méthane. Elle subit des contraintes mécaniques (gonflement ou contraction), ce qui influe sur la porosité (augmentation ou diminution de la porosité, ouverture ou fermeture du réseau de fractures), modifiant en retour la perméabilité, le comportement des fluides, et les conditions du milieu. De manière schématique, l'écoulement dans le réseau de fractures déterminera la majeure partie de la perméabilité, contribuant fortement au transport à longue distance des fluides dans le réservoir, alors que la diffusion dans la matrice présentera l'essentiel de la capacité de sorption.

2.1.4 Classification française des charbons et répartition des principaux

La classification des charbons est basée sur la teneur en matières volatiles (MV) et sur l'indice de gonflement et comprend :

- les anthracites, dont la teneur en MV est inférieure ou égale à 8 %
- les maigres et anthraciteux, dont la teneur en MV est de 8 à 14 %
- les quart-gras, (12 % > MV > 16 %)
- les demi-gras (13 % > MV > 22 %)
- les gras à courte flamme (18 % > MV > 27 %)
- les gras (27 % > MV > 40 %)
- les flambants gras (MV > 30 %)
- les flambants secs (MV > 34 %)

En France, la plupart des bassins houillers sont d'âge Carbonifère supérieur ou Permien (315 à 275 Ma). Les bassins d'âge Westphalien à Stéphanien sont potentiellement riches en gaz de houille : Nord-Pas-de-Calais, Lorraine, Alès. A l'inverse, les bassins houillers d'âge Stéphanien à Permien (Decize, Devay, Autun, Lons-le-Saunier) sont en général peu à pas grisouteux.

Les bassins situés dans des contextes très tectonisés (La Mure dans les Alpes et les bassins du Sillon houiller) sont exclus de cette règle générale, car l'intense déformation dont ils ont été l'objet au cours des temps géologiques a favorisé la fuite du méthane.

Nous citerons également le cas particulier de la mine de Gardanne, dans le bassin de l'Arc, qui renferme des charbons peu matures de type lignite à sub-bitumineux d'âge Crétacé supérieur (environ 80 Ma) et qui contiennent des teneurs en méthane comprises entre 0 et 5 m³/t.

Le diagramme de la Figure 3 illustre les relations qui existent entre le rang des charbons et leur contenu en gaz.

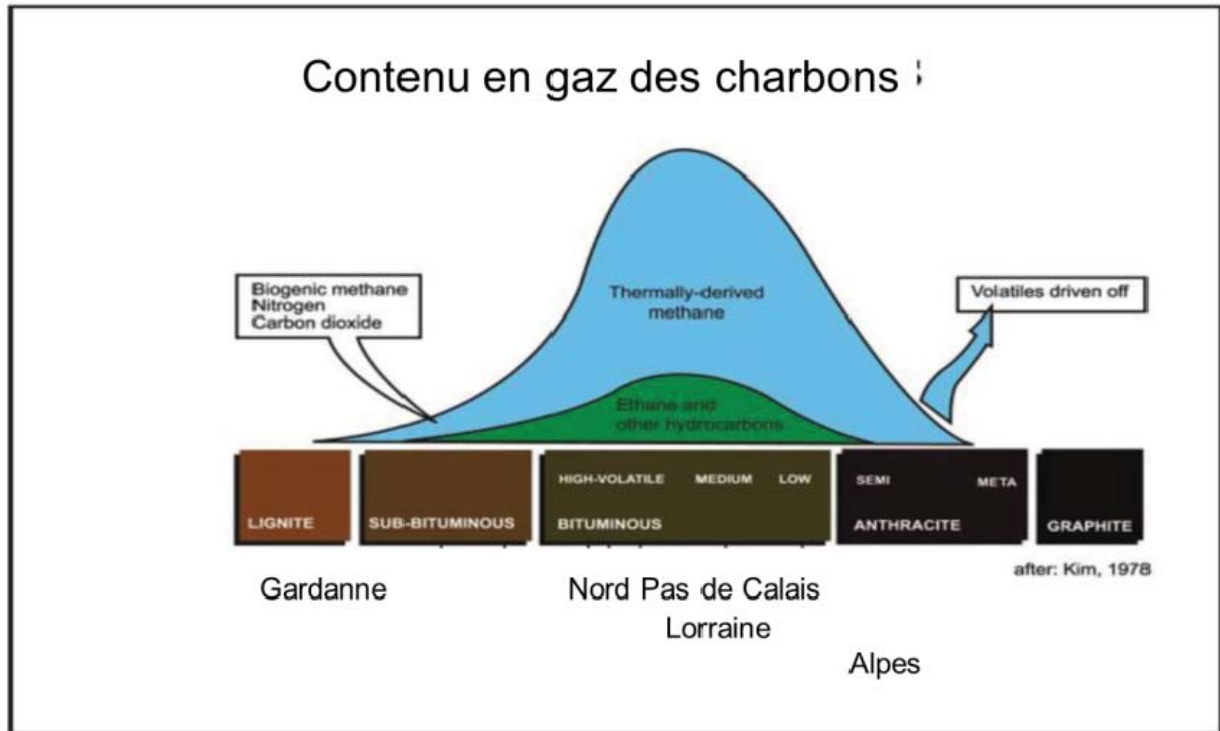


FIGURE 2 Source: William T. Brown, NRLC coalbed methane conference, April 4-5, 2002.

Figure 3 : Relation entre rang des charbons et contenu en gaz

2.2 Production actuelle de gaz de houille dans le monde

La présence de grandes quantités de méthane dans les couches de charbon est connue de longue date, liée au développement de l'activité minière. Les premières tentatives pour exploiter ce gaz datent des années 1950. Elles se sont toutefois soldées par des échecs successifs résultant du faible taux de récupération au regard du coût d'exploitation. Les progrès successifs réalisés dans les techniques de foration ont relancé la filière qui a pris un véritable essor industriel dès le début des années 1980 aux Etats-Unis. Durant les 20 dernières années, la production annuelle américaine est ainsi passée de 3 milliards de mètres cube (Gm^3) à plus de 50 Gm^3 aujourd'hui.

Plusieurs autres pays (Canada, Australie) ont rapidement suivi ce développement et constituent aujourd'hui d'importants producteurs. D'autres, possédant d'importantes ressources en charbon (Russie, Chine, Inde) ont également initié des projets de développement de l'activité CBM. En Europe, plusieurs essais ont été entrepris depuis la fin des années 1980 jusqu'au début des années 2000 (Pologne, Grande Bretagne, France, Allemagne...). La plupart se sont soldés par des échecs. Toutefois, diverses initiatives de reprise des travaux d'exploration sont à noter en Grande Bretagne et en Pologne au cours de ces dernières années (DECC 2012, PIG 2011).

Le lecteur trouvera dans l'Annexe 3 une description succincte de l'exploitation dans les principaux pays producteurs.

Concernant la France, nous rappellerons, à titre d'information, que le *gaz de mine* est récupéré depuis 1992 dans l'ancien bassin minier du Pas-de-Calais à Avion, Louches et

Divion par la société Gazonor. Le gaz issu du site d'Avion est purifié puis injecté dans le réseau public de distribution de gaz naturel.

Plusieurs projets d'exploitation de *gaz de houille* se sont intéressés à des bassins charbonniers (Nord Pas de Calais, Saint Etienne, Cévennes etc.) mais n'ont jamais vu le jour. Seul un projet de recherche de gaz de houille, développé sous l'impulsion de la société EGL, est actuellement en cours dans le bassin houiller de Lorraine.

L'AIE a fourni en 2005 l'estimation suivante des ressources potentiellement exploitables (Tableau 2). La Figure 4 montre la répartition des principales productions annuelles de gaz de houille dans le monde :

Pays	Ressources potentiellement exploitables estimées (en milliers de Gm ³ ou 10 ¹² m ³)
Canada	17 à 92
Russie	17 à 80
Chine	30 à 35
Australie	8 à 14
EUA	4 à 11

Tableau 2 (AIE CCC 2005)

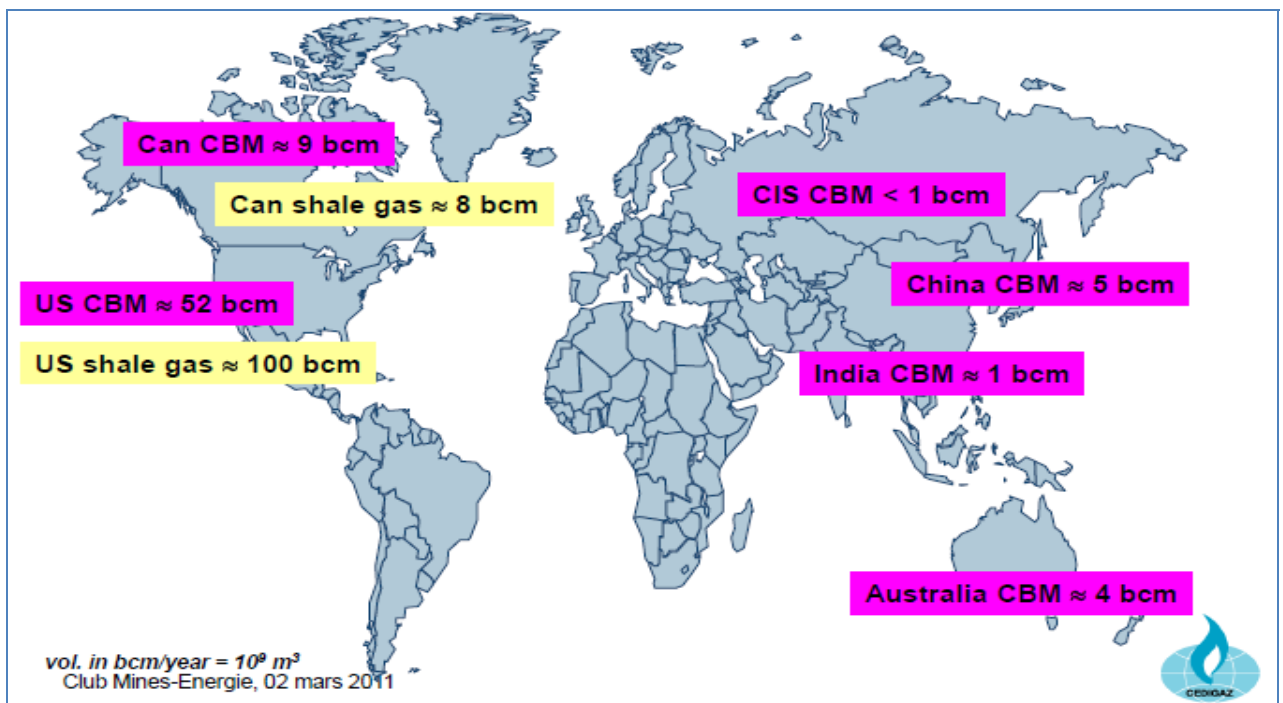


Figure 4 : Production mondiale en 2010 de gaz de houille, comparée à celle de gaz de schistes au Canada et aux EUA, 1 bcm = 1 Gm³, d'après CEDIGAZ (Didier Favreau)

En fonction des époques et des bassins exploités, les technologies utilisées pour assurer l'accès à la ressource ont pu sensiblement différer. Les forages, dirigés ou non, et la stimulation du réservoir (hydraulique ou non) sont les techniques les plus couramment utilisées. Elles sont exposées dans le chapitre suivant.

2.3 Synthèse des obligations réglementaires liées aux travaux miniers

Au sens légal, le méthane présent dans les gisements de charbon est une substance minière (catégorie des hydrocarbures gazeux, art. L111-1 du code minier). A ce titre, les activités de recherche ou d'exploitation de ce gaz sont régies par le code minier et ses décrets d'application.

En ce qui concerne la protection de la santé et de la sécurité des personnels, les activités de recherche ou d'exploitation de CBM sont soumises, comme l'ensemble des activités relevant des mines et carrières, aux dispositions du Règlement Général des Industries Extractives (RGIE). Ce règlement comporte 21 Titres dont certains sont particulièrement en lien avec les activités d'exploitation de CBM.

Le lecteur trouvera en annexe 4 une analyse plus détaillée des obligations réglementaires.

3 Méthodes actuelles de production

Les premières exploitations industrielles du CBM se sont développées aux États-Unis dans les bassins de San Juan et Black Warrior. Elles ont été menées par forages verticaux sans recourir à une stimulation préliminaire du gisement grâce à la perméabilité exceptionnellement élevée de certains horizons houillers (de 10^{-14} et jusqu'à 10^{-13} m²) caractéristiques de quelques secteurs de ces bassins.

De telles caractéristiques demeurent toutefois exceptionnelles, les ordres de grandeur de perméabilité des charbons *in situ* variant « classiquement » de 10^{-16} à 10^{-14} m² (soit 0,1 à 10 millidarcys). De fait, le recours à des stimulations, voire des fracturations, du réservoir préalablement à l'exploitation a été progressivement systématisé.

La production de gaz de houille se réalise généralement à travers un puits en diminuant par pompage la pression d'eau interstitielle de la couche visée. Dans un premier temps un puits CBM ne produit que de l'eau, ce qui induit la diminution de la pression dans les macroporosités et les fissures. Lorsque la baisse de la pression d'eau atteint la pression critique de désorption, le gaz commence à s'échapper de la matrice et s'accumuler dans les macros pores jusqu'à la saturation. Le mélange eau-gaz migre ensuite plus ou moins lentement vers le puits de production.

3.1 Les techniques d'extraction

3.1.1 Principe et principales étapes de mise en œuvre

La méthode d'exploitation du gaz de houille consiste à pomper le méthane présent dans une veine de charbon non exploitée. Contrairement à un réservoir de gaz classique, où la production décroît jusqu'à l'arrivée de l'eau dans le puits de production, l'exploitation du gaz de couche commence par une extraction d'eau (entre 4 et 64 m³/j/puits, cf. [Water produced with Coal Bed Methane, USGS, http://pubs.usgs.gov/fs/fs-0156-00/fs-0156-00.pdf](http://pubs.usgs.gov/fs/fs-0156-00/fs-0156-00.pdf)) phase pendant laquelle la production de gaz va croissant. Comme le processus de désorption continue, la quantité de gaz augmente et le flux de méthane devient de plus en plus dominant alors que la production d'eau diminue jusqu'à une valeur critique correspondant à la saturation en eau irréductible (c'est-à-dire la part de l'eau de la formation qui ne pourra plus être chassée par le gaz). La production de gaz atteint alors un pic à partir duquel le comportement du CBM devient semblable à un gisement classique de gaz, avec une phase stable suivie d'une phase de décroissance (Figure 5)

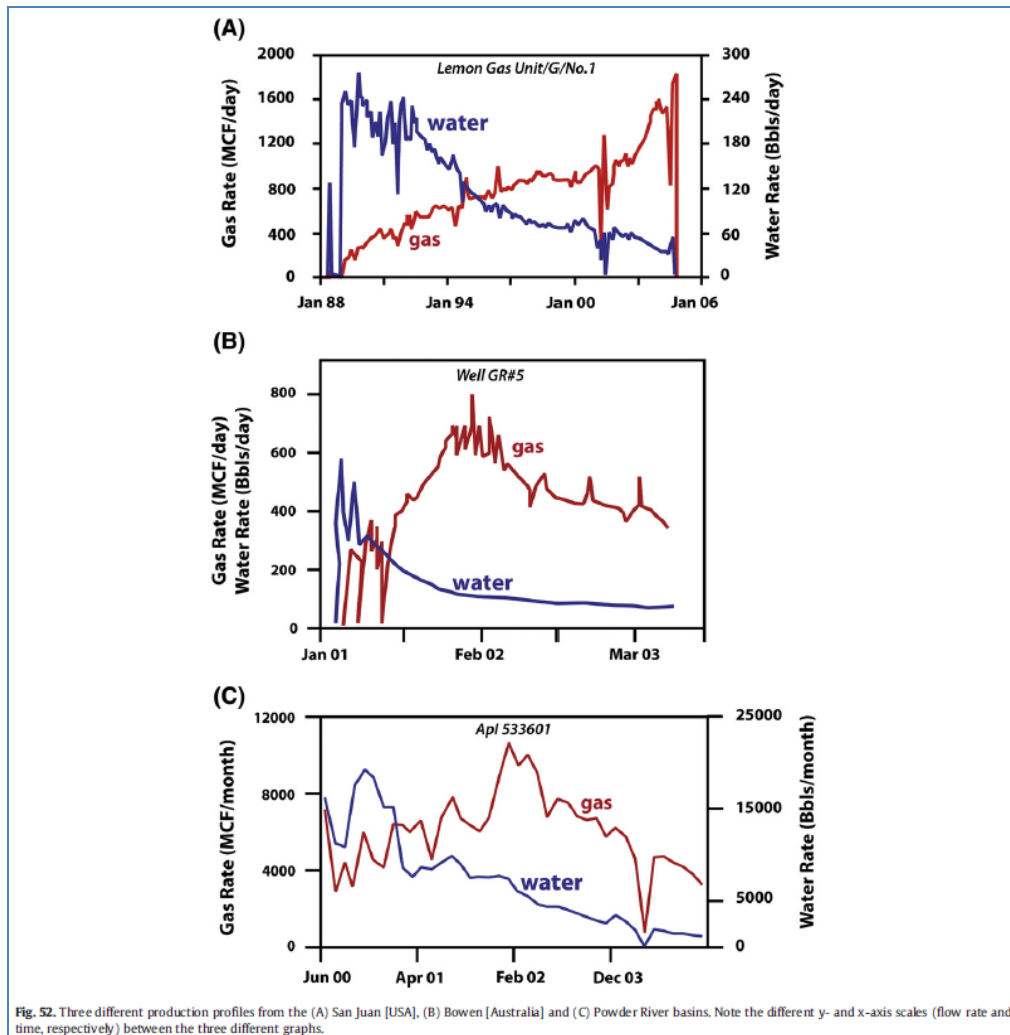


Figure 5 : Trois profils différents de production (gaz et eau) : bassins de (A) San Juan (EUA), (B) Bowen (Australie) et (C) Powder River. Les axes, temps en x et débit en y, n'ont pas la même échelle (Moore, 2012).

La prévision de la production d'un gisement de gaz de houille, en particulier dans sa phase pré-pic, est complexe et difficilement réalisable. En effet, le comportement du système est régi par l'interaction couplée, sous l'effet de la désorption, entre la diffusion du gaz à travers les micropores et l'écoulement bi-phasique (eau-gaz) à travers les macropores. Ainsi, il n'existe pas de méthodes généralisées de calcul. On fait alors appel à des simulateurs numériques qui reconstituent les caractéristiques propres de chaque cas d'étude en y incorporant les mécanismes qui contrôlent la production et dont les paramètres ne peuvent être ajustés que par approximations successives à partir d'essais à l'échelle réelle.

L'exploitation d'un gisement se décompose selon les étapes suivantes :

- Choix du site et reconnaissance
 - Préparation du site
 - Foration du puits de production (puits «horizontal» s'inscrivant dans la veine sur une grande longueur)
- En tant que de besoin : recours à des travaux de stimulation ou de fracturation du massif pour en augmenter la perméabilité
- Pompage de l'eau présente habituellement dans la veine

- Production :
 - Extraction du gaz, généralement par pompage ;
 - Traitement en surface et rejet de l'eau extraite ;
 - Traitement en surface du gaz et séparation du méthane ;
 - Emport du méthane par gazoduc ;
 - Éventuellement, injection simultanée d'un autre fluide (CO₂, N₂) pour favoriser la production.
- Fermeture du site

3.1.2 Choix du site

La configuration des forages et installations de surface dépendra de plusieurs considérations :

- Restrictions en surface (zones protégées, urbanisées, ...) ;
- Infrastructures et communications (routes, capacités d'emport du gaz) ;
- Configuration de la couche (épaisseur, pendage, perméabilité,...) ;
- Configuration du milieu encaissant : proximité d'aquifères, stabilité et qualité du toit et du mur, réseaux de failles (orientation, direction) ;
- Exigences techniques des installations de production et de traitement des eaux ;
- Exigences du suivi : besoin d'un contrôle du bon déroulement des opérations ;
- Exigences de la législation : sécurité, nuisances, extension des permis.

Le choix d'opérer un site dépend en outre, évidemment, de paramètres économiques que sont le prix et la concentration du gaz : CH₄ et éventuellement H₂. En effet, la présence de CO₂ est pénalisante économiquement car il nécessite d'être extrait du mélange gazeux au-delà d'une valeur définie par le transporteur de gaz

3.1.3 Foration

Les premiers forages utilisés pour l'exploitation du CBM étaient systématiquement verticaux et recoupaient l'ensemble des couches de charbon présentes dans le gisement exploité. Avec le développement des forages dirigés, les puits sont désormais principalement horizontaux, menés au sein des veines de charbon afin d'augmenter la surface de contact entre le charbon et le puits et d'optimiser, de fait, la récupération du méthane.

Les parties du forage hors charbon sont classiquement équipées de cuvelages puis cimentées. Pour ce qui concerne les parties en contact avec le charbon, lorsque les forages sont verticaux et que les couches ne sont pas trop épaisses, les puits peuvent être laissés nus mais dès lors que le forage est dirigé, un tubage permet de garantir l'intégrité du forage et le recours à des travaux de stimulation ou de fracturation postérieurs.

L'exploitation des gaz de houille a été rendue plus efficace par la technique du « forage horizontal » ou « forage dirigé », plus précisément la technique permettant à un forage, partant verticalement, de se recourber de manière à suivre la veine de charbon sur plusieurs centaines de mètres (Figure 6). Selon les sociétés le pratiquant, à coût constant, il doit permettre une production multipliée par 2 à 5. Il permet une productivité par puits accrue (de 10 à 20 fois), moins de puits nécessaires, une mise en production anticipée (assèchement plus rapide), un impact environnemental au jour moindre, les concentrateurs et autres installations de surfaces étant moins nombreux.

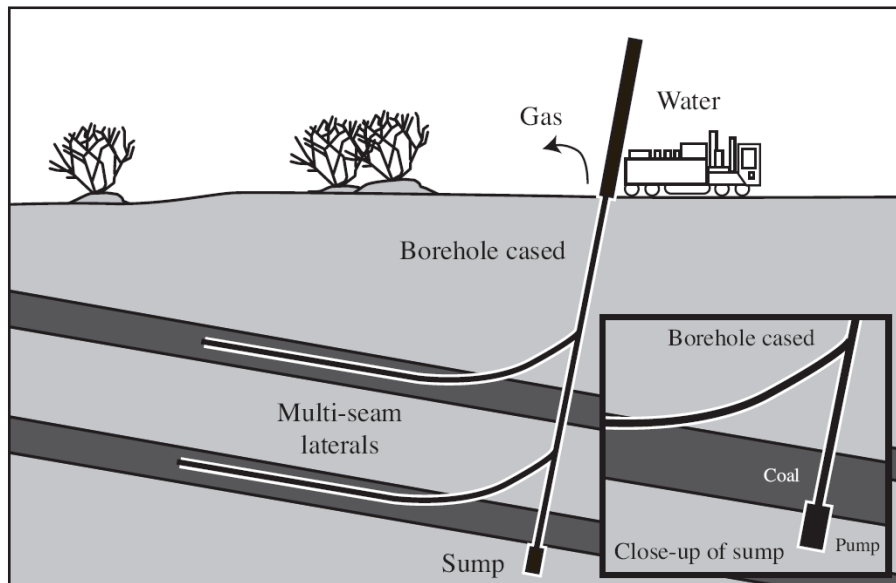


Figure 6 : Exemple de forage directionnel suivant le tracé de la veine (Thompson et al., repris dans Lightfoot, 2009)

Le forage horizontal est rendu possible par la déflexion de l'outil de forage que provoque la présence de stries le long de la tige. La foration est guidée grâce à un puits vertical qui peut servir éventuellement de puits de production (Figure 7) ; l'interception du forage horizontal étant dirigée par un équipement magnétique sur la passe concernée du forage vertical. Le forage horizontal suit paradoxalement mieux la veine si celle-ci est peu épaisse. En cas de sortie accidentelle de la veine, il est conseillé d'abandonner et recommencer une partie du forage. Enfin, le forage horizontal peut être rendu difficile à cause du décalage provoqué par les éventuelles failles.

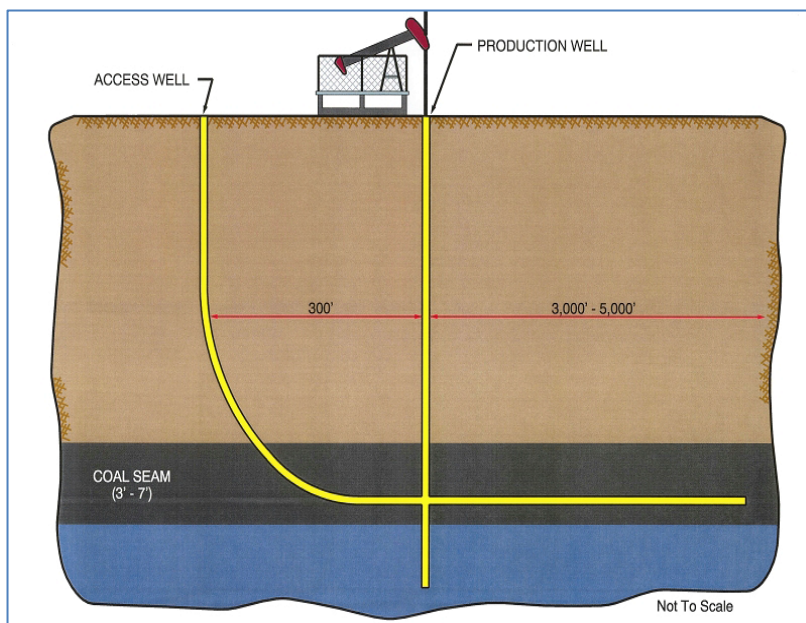


Figure 7 : Coupe d'exploitation de gaz de houille, avec puits d'exploitation horizontal et puits de production vertical (cf. Enhanced Coal Bed Methane production and sequestration of CO₂ in unmineable coal seams, Winschel R.A. Scandrol R.O. 2007)

Le développement de la technique des forages dirigés a, par ailleurs, permis de limiter l'impact au sol du développement de la filière en privilégiant le regroupement de plusieurs puits adjacents (forages rayonnants) sur un seul et même carreau (ou pad) d'exploitation (Figure 8).

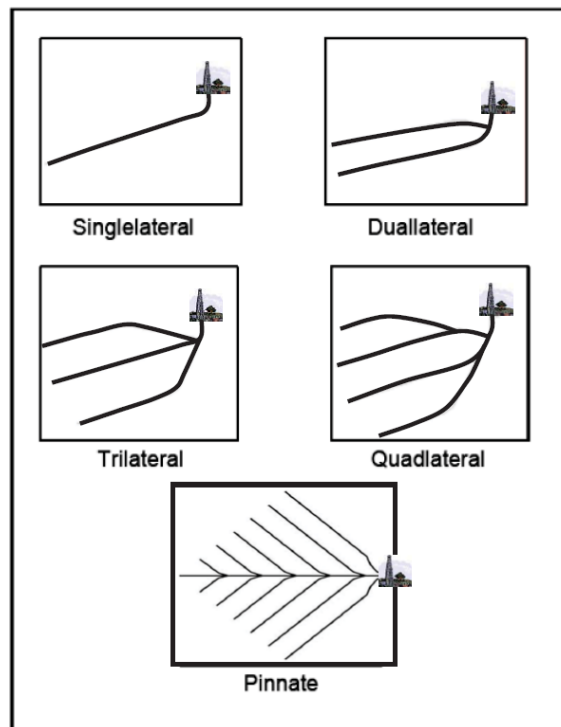


Figure 8 : Différentes configurations d'exploitation à partir d'un seul puits. Les 4 schémas supérieurs sont des vues en perspective, le schéma inférieur est une vue en plan : développement de puits en aiguille de pin (Maricic N., *et al.* E., 2005, ATCE, Dallas, Texas, A Parametric Study on the Benefits of Drilling Horizontal and Multilateral Wells in Coalbed Methane Reservoirs, SPE paper).

3.1.4 Mesures in situ

Lors des forations, les mesures usuelles sont effectuées à partir d'outils sur le train de tige (diagraphies) : inclinaison, azimut, orientation, vibration, rayonnement gamma, pression, variation du diamètre etc. D'autres mesures de caractérisation du charbon sont effectuées sur des échantillons fraîchement remontés ; ces mesures doivent être menées rapidement après prélèvement, en particulier pour les charbons à rang bas qui sont affectés significativement par la perte d'humidité et l'oxydation à l'air. Une des caractéristiques du charbon est sa friabilité, ce qui rend la prise d'échantillons très délicate. En pratique, il est très difficile de déterminer les propriétés du charbon en laboratoire. Seules les mesures in-situ permettent donc d'obtenir des données relativement fiables.

Ces mesures donnent une estimation des paramètres et de leurs incertitudes. L'estimation du volume de gaz en place permet de préciser les ressources, et l'information sur le réservoir (volume de charbon, perméabilité) améliore la prédiction des débits extraits (c'est-à-dire les ressources exploitables).

La détermination du volume du réservoir est assignée à la géologie, sa précision dépendant de l'hétérogénéité de la veine et de la densité des données. La saturation en gaz (proportion de gaz dans le mélange gaz+eau) est obtenue par des méthodes de prélèvements et de désorption sur échantillons. La perméabilité est plus difficile à circonscrire ; la meilleure méthode est un essai sur forage, même si cela est difficile pendant l'étape de préparation du site.

Des mesures pendant l'exploitation permettent de réduire, ou au moins de déterminer, l'incertitude sur les paramètres du site, et donc sur la sécurité et la productivité.

3.1.5 Stimulation et fracturation de la veine de charbon

Du fait de leur faible perméabilité, la plupart des gisements houillers exploités de par le monde à des fins de production de CBM requièrent une « **stimulation préalable** » du réservoir afin de faciliter l'ouverture du réseau de fissures existantes et optimiser la désorption postérieure du gaz. Si certaines techniques utilisées offrent de larges similitudes avec ce qui est mis en œuvre dans le cas des « huiles ou gaz de schistes », le contexte géologique sensiblement différent a toutefois induit certaines différences potentiellement importantes. Ainsi, contrairement aux argilites, roches très compactes qui constituent les « shales », le charbon est un milieu naturellement très fracturé et ce à plusieurs échelles (failles, fractures, microfissuration).

L'essor de la filière « huiles et gaz de roche-mère », notamment aux Etats-Unis, a mis sur le devant de la scène la technique de « fracturation hydraulique » des massifs rocheux souterrains. Les incidents ou nuisances qui ont pu résulter localement de son utilisation à grande échelle sur le territoire nord-américain ont conduit, au travers de la loi 2011-835 du 13 juillet 2011, à son interdiction sur le sol français.

Pour autant, il serait trop schématiser d'assimiler à de la fracturation hydraulique toute technique visant à stimuler la circulation de fluides au sein d'un massif rocheux. Le meilleur exemple est sans doute l'exploitation de la géothermie profonde dont le développement ne nécessite pas à proprement parler de fracturer la roche mais plutôt de faciliter la migration de fluides le long de discontinuités préexistantes. L'existence de ce réseau de discontinuités géologiques (failles, fissures...) permet en effet d'envisager la possibilité de faire « rejouer » ces dernières sans en créer forcément de nouvelles. On dit alors que l'on a recours à une technique de « stimulation », (hydraulique dans le cas de la géothermie mais qui peut être aussi de l'air comprimé ou un gaz sous pression dans d'autres contextes.

De fait, et à des fins de clarification de l'analyse menée dans le cadre du présent rapport de synthèse, nous proposons de retenir deux classes de techniques, décrites ci-dessous, auxquelles il est possible d'avoir recours pour augmenter la perméabilité apparente d'un massif rocheux. Il convient ici de faire la différence entre fracturation et stimulation :

3.1.5.1 Fracturation hydraulique

Le vocable « fracturation hydraulique » (ou hydro fracking on anglais), concerne toute technique dédiée à la fracturation d'une roche massive et imperméable par injection de **grandes quantités de fluides**. Ces injections sont réalisées à **haute ou très haute pression** et permettent de transporter des « **agents de soutènement** » (ou proppant en anglais) qui ont vocation à pénétrer au sein des fissures ainsi créées afin de les maintenir ouvertes. Les fluides de fracturation étant très majoritairement constitués d'eau, la possibilité de transporter d'importantes quantités de proppant (souvent des grains de sable ou des billes de céramique) exige d'augmenter temporairement la viscosité de l'eau. Pour ce faire, on utilise des **agents chimiques** (gélifiants, breakers, biocides...) qui permettent de transformer temporairement l'eau en « gel » pour lui permettre de fracturer le massif, de transporter le proppant au sein des fractures puis de lui redonner un état liquide afin de la récupérer en surface tout en laissant en place les agents de

soutènement. Ceci permet de laisser les fissures ouvertes afin de faciliter la production d'huile ou de gaz.

3.1.5.2 *Stimulation du massif*

Nous rassemblerons sous le même vocable de « stimulation du massif », non pas une mais plusieurs techniques dites « alternatives » à la fracturation hydraulique, leurs spécificités étant de présenter des caractéristiques **moins « agressives » pour la roche et/ou pour l'environnement.**

Les principales raisons ayant permis et/ou conduit au développement de ces méthodes alternatives de « stimulation » du massif en vue de l'exploitation de la filière CBM sont :

- la faible perméabilité *in situ* des couches de charbon qui exige la plupart du temps de modifier la structure du milieu pour augmenter l'efficacité du drainage du gaz,
- la structure très particulière du charbon, roche naturellement très fracturée et « microfissurée » qui permet d'envisager de faire rejouer les discontinuités déjà existantes plutôt que d'en créer de nouvelles,
- la profondeur des couches de charbon exploitées (comprise généralement entre 2000 m et 1000 m) est souvent sensiblement inférieure à celles des couches de « shales » soumises à fracturation (comprise entre 2000 m et 4000 m). Ceci implique des contraintes *in situ* moindres et donc des pressions d'injection également moindres,
- le fait que certaines couches exploitées à proximité de la surface sont situées dans des formations pouvant contenir des aquifères à une certaine distance qui sont exploités à des fins de production d'eau potable. La préservation de ces ressources vis-à-vis de l'utilisation de possibles polluants s'est donc avérée de première nécessité.

Parmi les techniques de stimulation communément utilisées, on citera notamment :

- **la stimulation à l'eau (douce ou salée) sans ajout de proppant.** Le principe est que les fractures étant préexistantes, le « rejeu » de ces hétérogénéités par cisaillement permet le maintien d'une ouverture du fait des granularités sur chaque face de la fissure ;
- **l'utilisation de « mousses » émulsifiantes à base de N₂ ou de CO₂,** qui permettent le transport du proppant sous l'effet des bulles ainsi créées. Cette technologie permet l'emploi de concentrations plus élevées en proppant ce qui a pour conséquence directe de réduire (parfois de plus de moitié) la quantité de fluide de fracturation requise pour un puits ;
- **la stimulation au gaz (CO₂ et N₂),** principalement utilisée pour des charbons présentant de fortes perméabilités ou une forte sensibilité à l'eau (susceptible de gonfler et d'obturer les microfissures permettant la migration du gaz).

Une telle différenciation prend donc tout son sens dans un contexte d'exploitation de la filière CBM. Elle permet de séparer des techniques qui peuvent s'avérer très différentes dès lors que l'on raisonne en termes de risques et d'impacts environnementaux, mais qui ont toutes été utilisées pour augmenter la perméabilité de couches de charbon. Par ailleurs, comme dans toute tentative de classification, il est possible de trouver des techniques particulières, susceptibles de se placer à l'interface entre les deux catégories.

3.1.5.3 Autres techniques

Plusieurs autres technologies ont également été mises en œuvre. Certaines ne constituent pas une alternative très favorable en termes d'impacts environnementaux potentiels :

Technique de cavitation

Son application s'est principalement cantonnée à certains secteurs du bassin de San Juan aux EUA. Elle exige des puits verticaux traversant « en trou nu » une ou des couches épaisses de charbon. Le principe consiste à injecter un mélange d'air et d'eau sous pression au sein de la (ou des) couche(s) de charbon à l'aide de puissantes pompes. Le puits est ensuite obturé puis un vide est généré dans la partie supérieure du forage. Enfin, l'obturateur (packer) est retiré et la mise en contact des deux compartiments du forage (l'un sous pression, l'autre sous vide), génère un effet de cavitation qui pulvérise le charbon adjacent au forage. Le charbon est ainsi brutalement expulsé avec l'eau, le gaz et l'air vers la surface. Ceci induit la création d'une cavité au sein du charbon ainsi qu'une fracturation du massif environnant favorable à l'émission de méthane. Le principe peut être répété à plusieurs reprises. Les impacts sur l'environnement (bruit, expulsion de fines de charbon, dégazage massif, sismicité induite...) sont potentiellement importants comparés à d'autres techniques.

Utilisation de fluides de fracturation à base d'acides

Principalement au sein d'horizons calcaires situés au sein des couches de charbon pour permettre la création de chenaux de dissolution et faciliter le drainage du méthane depuis ces couches. Pour ce faire, de très grandes quantités d'acides (principalement chlorydrique, acétique et formique) sont injectées au sein des veines souterraines et ce jusqu'à des distances importantes du forage.

3.1.6 Exhaure

Avant de mettre un puits de CBM en production, hormis certaines configurations très spécifiques de couches sèches (Horseshoe Canyon au Canada), il est nécessaire de rabattre la nappe présente au sein des horizons houillers de manière à réduire la pression de confinement et permettre au gaz de se désorber plus aisément. Dans la méthode classique, l'eau est pompée via l'intérieur du puits de production, alors que le méthane l'est via l'annulaire. On peut également utiliser les forages utilisés pour une éventuelle stimulation pour assurer cette exhaure qui peut prendre typiquement de quelques mois à plus d'un an. Progressivement, la quantité d'eau à extraire va diminuer avec le temps à l'inverse de la quantité de gaz produite qui elle va augmenter (Figure 5). Ces quantités d'eau, potentiellement importantes, exigent une gestion adaptée à la nature des eaux produites (la salinité dépend souvent de la profondeur des aquifères) et de l'environnement immédiat. Après ou sans traitement, selon sa composition et son débit, cette eau peut être évacuée dans la nature ou réinjectée dans un aquifère. Une attention particulière sera consacrée à ce sujet dans la partie « risques et impacts » du présent rapport.

3.1.7 Production

Même si les valeurs peuvent varier sensiblement en fonction du bassin d'exploitation et/ou de la technique d'exploitation utilisée (fracturations multiples différées), la durée de vie « moyenne » d'un puits CBM est estimée entre 5 et 15 ans, avec un pic de production de méthane intervenant entre 1 et 6 mois après le rabattement de la nappe (Horsley & Witten, 2001 in EPA). S'ensuit alors une phase de « production stabilisée » suivi d'une phase ultime où la production décroît progressivement, traduisant l'épuisement du massif.

3.1.8 Fermeture et évolution à long terme

Comme tout type d'exploitation pétrolière, le CBM exige une fermeture adaptée des ouvrages ainsi que des travaux de réhabilitation et mise en sécurité des parcelles ayant servi à l'exploitation (cf. Annexe 4). Si les travaux de surface demeurent assez classiques, la perturbation potentielle du milieu souterrain mérite une attention particulière qui sera discutée plus avant dans le chapitre « risques et impacts » du présent rapport. Ceci est notamment justifié dès lors que l'on ne se limite pas à la seule période d'exploitation ou de remise en l'état mais qu'on intègre la notion de moyen à long terme dans l'évolution des migrations de fluides souterrains en particulier.

3.1.9 Production assistée et stockage de CO₂

Théoriquement, la production de méthane peut être accrue par injection conjointe d'un autre fluide, depuis un autre puits. Si celui-ci est du CO₂, son adsorption préférentielle sur le charbon chassera du méthane. Il s'agit alors de la méthode ECBM, pour « Enhanced Coal Bed Methane (Recovery) ». La production assistée s'arrête quand la bulle de CO₂ a percé jusqu'au puits de production. Du diazote N₂ peut également être injecté : s'il ne tire pas profit de phénomènes de sorption, il permet de maintenir les fractures ouvertes et provoque une meilleure récupération du méthane.

La production de méthane assistée par injection de CO₂ profite de recherches en cours sur les développements du stockage du CO₂ en veine de charbon, même si le but en est différent. L'opérateur peut éventuellement profiter du stockage de CO₂ comme d'une source de revenu supplémentaire. Quelques essais pilotes d'injection de CO₂ dans une veine de charbon ont été menés entre 1995 et 2008 principalement en Amérique du Nord, en Europe et en Asie. La quantité de CO₂ injectée varie d'un projet à l'autre (Tableau 3 : Quantités de CO₂ injectées lors des principaux essais pilotes d'injection dans des veines de charbon (Ripepi, 2009)). Le lecteur trouvera dans l'annexe 5 plus d'information concernant l'avancement des recherches sur l'ECBM.

Projet	Quantité de CO ₂ injectée
San Juan Basin (EUA)	> 200 000 tonnes
FP5 RECOPOL (Pologne)	760 tonnes
Qinshui basin (Chine)	192 tonnes
Yūbari (Hokkaido), Japon	151 tonnes
FP6 MOVECBM (Pologne)	6 kg
RFCS CARBOLAB (Espagne)	100 kg (<i>attendue</i>)

Tableau 3 : Quantités de CO₂ injectées lors des principaux essais pilotes d'injection dans des veines de charbon (Ripepi, 2009)

4 Analyse simplifiée des risques et impacts environnementaux

4.1. Principes de l'analyse

Pour compléter l'état des lieux, une cartographie des enjeux, ou analyse simplifiée des risques et impacts potentiels induits sur les personnes, les biens et l'environnement est présentée dans ce qui suit. Il s'agit d'une approche simplifiée, basée sur « avis d'expert ». Elle s'appuie principalement sur le retour d'expérience des organismes impliqués dans la rédaction du rapport complétée d'une bibliographie sur la mise en œuvre de la filière « CoalBed Methane (CBM) » à l'international.

L'analyse est menée en considérant l'intégralité du cycle du procédé (depuis l'exploration jusqu'à la phase post-fermeture incluant le moyen à long terme après l'obturation des puits). En revanche, **cette analyse se limite à des considérations génériques sur la filière. Elle ne doit donc en aucun cas être interprétée comme un avis spécifique jugeant du bien-fondé de sa mise en œuvre sur un site particulier.** La démarche se cantonne aux secteurs vierges d'exploitations minières préalables (VCBM : Virgin Coal Bed Methane).

L'identification des enjeux retenus dans cette approche s'est notamment fondée sur :

- les éléments que la réglementation française exige de prendre en compte (ICPE, code minier, RGIE), pour ce qui concerne les risques accidentels notamment ;
- le retour d'expérience formalisé dans quelques Etats au sein desquels la filière CBM a été développée (notamment ceux d'Alberta et de British Columbia au Canada ainsi que du Montana aux Etats-Unis).

L'analyse de la littérature internationale disponible met en évidence qu'une large majorité des exploitations de CBM recourt à des travaux de stimulation ou de fracturation du réservoir houiller (suivant la définition fournie au paragraphe 3.1.5 du présent rapport). Les cas d'exploitations n'ayant recours à aucun des deux procédés demeurent exceptionnels car ils exigent la présence d'horizons houillers présentant une forte perméabilité naturelle.

De fait, pour mettre à profit ce retour d'expérience tout en tenant compte des exigences réglementaires françaises excluant le recours à la technique de la fracturation hydraulique, l'analyse des principaux paramètres considérés présentera systématiquement deux configurations d'exploitation : avec ou sans recours à des travaux de fracturation hydraulique. L'objectif du rapport est en effet de profiter au maximum du retour d'expérience international disponible dans la littérature tout en prenant en compte les exigences du contexte réglementaire français.

Les enjeux (ou éléments d'analyse) tels que définis dans la lettre de mission du Ministère (risques et impacts environnementaux) ont été regroupés en 3 catégories¹, certaines étant composées de « sous-catégories ».

- **Risques accidentels** : risques de fuites de gaz au travers des puits, têtes de puits et canalisations, migrations non maîtrisées au travers des terrains...
- **Impacts sur l'environnement** : rejets dans l'eau, rejets dans l'air, émissions de gaz à effet de serre, risques de pollution des sols, impacts sanitaires...
- **Nuisances** : trafic, bruit, usage du sol, sismicité induite, combustion, subsidence...

Plusieurs critères n'ont pas été retenus dans cette première analyse mais mériteraient de l'être dans une phase ultérieure (impact sur le paysage...). Dans ce qui suit, chacune des catégories ou, le cas échéant, des « sous-catégories » est brièvement analysée dans un objectif de cartographie simplifiée des enjeux. Ceci prend notamment la forme de l'attribution à chaque thème d'un code de couleurs tel que présenté dans le tableau 4 et résultant de la prise en compte des trois concepts fondamentaux suivants :

- la **criticité du scénario de risque ou d'impact** en termes de conséquences possibles sur les personnes, les biens ou l'environnement ;
- l'**existence de technologies éprouvées** pour assurer une maîtrise satisfaisante de ces conséquences ;
- le **besoin de recherche et développement associé** à la problématique.

L'autre dimension touche à la nature des développements requis. Lorsque le risque est avéré et mesurable et qu'il exige la mise en œuvre de mesures de prévention (à développer ou non) pour s'opposer au développement du phénomène redouté, le visuel prendra la forme d'un « triangle » (cas du risque de fuite sur canalisation par exemple). Lorsque l'évaluation du scénario met en évidence des lacunes de connaissances ou un manque de données disponibles renvoyant à des situations de doute ne permettant de statuer en l'état sur le niveau de risques ou d'impacts, le visuel prendra la forme d'un « rond ». Ces deux formes prendront dès lors la couleur attribué au niveau de criticité correspondant. Pour simplifier, dans le cas de scénarios de criticité limitée, on retiendra un seul et même visuel : le « rond vert ».

Le Tableau 4 présente le principe des « codes formes et couleurs » retenus. On prêtera notamment une attention particulière à l'association des items au sein d'un même "visuel" (combinaison par principe des "et" et "ou" logiques).

Un point essentiel mérite d'être précisé : **les visuels « point d'attention » et « point sensible » ne signifient en rien une impossibilité d'envisager le développement et la mise en œuvre de la filière**. Ils illustrent la sensibilité du scénario et la nécessité de prendre des dispositions adaptées en vue de la maîtrise des risques ou impacts associés (triangles) **ou** le besoin de développement des connaissances requis pour lever les doutes importants qui persistent en l'état sur les capacités de maîtrise des risques, impacts ou nuisances (ronds).

¹ D'autres paramètres ne relevant pas directement des risques et impacts environnementaux pourraient également être pris en compte. Ainsi, une ébauche de réflexion sur l'influence de la méthode d'exploitation sur l'accès à la ressource est proposée en annexe 6.






<p>Criticité limitée</p> 	<p>Risques, impacts ou nuisances a priori limités à très limités.</p> <ul style="list-style-type: none"> Technologies de maîtrise des risques, impacts et nuisances déjà mises en œuvre et éprouvées. <p>et</p> <ul style="list-style-type: none"> Besoin de recherche et développement de connaissances a priori réduit.
<p>Point d'attention</p>  	<p>Risques ou impacts potentiellement non négligeables mais « non limitants » pour la conception / mise en œuvre de la filière.</p> <ul style="list-style-type: none"> Techniques préventives à mettre en œuvre pour maîtriser des risques, impacts et nuisances lorsqu'elles existent ou Développer des technologies non immédiatement disponibles et/ou besoin de les adapter au contexte français. Toutefois, pas de verrous technologiques importants à lever a priori. Scénarios renvoyant à des situations de doute et requérant un développement des connaissances ou retour d'expériences non disponible en l'état.
<p>Point sensible</p>  	<p>Risques ou impacts susceptibles de s'avérer élevés et a priori « limitants » pour la conception / mise en œuvre de la filière.</p> <ul style="list-style-type: none"> Techniques préventives à mettre en œuvre pour maîtriser des risques, impacts et nuisances lorsqu'elles existent ou nécessiter de lever des verrous technologiques importants pour développer ces techniques ou les transposer au contexte français. Scénarios dont les évaluations renvoient à des situations de doute requérant d'importants développements des connaissances ou des retours d'expérience non encore disponibles pour permettre de statuer sur le niveau de risque ou d'impact.

Tableau 4 : Codes et couleurs employés pour l'analyse des risques

Enfin, on notera que l'analyse proposée porte sur l'ensemble du cycle d'exploitation. A des fins de simplification, ce dernier a été divisé en trois étapes représentatives :

- la **phase de préparation du chantier**. Celle-ci comporte les travaux en lien avec l'exploration et la caractérisation du réservoir, la foration des puits d'exploitation et/ou d'exhaure, les éventuels travaux préliminaires de fracturation ou stimulation du massif ainsi que la phase de rabattement de la nappe ;
- la **phase d'exploitation**. Celle-ci concerne la période de 5 à 15 ans en moyenne durant laquelle le puits exploite le gaz (extraction, collecte, traitement).
- la **phase de post-exploitation**. Celle-ci concerne la période qui succède à l'exploitation, à savoir la fermeture des puits et la réhabilitation du site. Elle se prolonge également bien après ces travaux, intégrant les moyen et long termes durant lesquels des migrations de fluides en souterrain peuvent notamment se prolonger.

Pour ce qui concerne le phasage de l'exploitation, on notera que la phase d'exploration (permis de recherche) se limite à l'étape « préparation du chantier » (reconnaissance géologique, forage, rabattement de nappe, test de production). Les deux suivantes (exploitation et long terme) sont donc limitées à la délivrance d'un permis d'exploitation.

4.2 Risques accidentels

Il n'est pas possible, dans une analyse simplifiée et générique telle que développée ici (portant sur les principes d'une filière et non sur une installation particulière), d'identifier l'ensemble des situations accidentelles susceptibles d'être générées par une installation et, à plus forte raison, l'ensemble des causes susceptibles d'en être à l'origine. Pour simplifier la démarche, nous avons pris le parti de retenir 3 scénarios majorants qui concernent respectivement :

- le risque de fuite de gaz le long de la chaîne d'extraction à basse ou moyenne pression (tête de puits, canalisations)
- le risque de fuite au niveau des éléments assurant le transport à haute pression du gaz (compresseur, canalisations)
- le risque de migration non maîtrisée du gaz dans le milieu souterrain (avec migration possible vers des zones confinées en surface).

Les scénarios considérés n'analysent pas les risques spécifiques liés au développement de certaines techniques d'exploitation particulières : cavitation, injection d'acide.

4.2.1 Fuites au travers des puits, têtes de puits ou canalisations à pression modérée

Description du risque – retour d'expérience disponible

L'exploitation du gaz de houille présente une différence fondamentale avec l'exploitation de nombreux réservoirs de gaz dits « conventionnels ». Là où les pressions extraites dans les réservoirs conventionnels peuvent atteindre plusieurs centaines de bars (quelques dizaines de MPa), la pression attendue du méthane extrait en tête d'un puits de CBM est nettement plus limitée (presque systématiquement inférieure à 10 bars soit 1 MPa et ce même durant la phase de production maximale). Cette pression réduite en tête de puits résulte à la fois de la pression de gaz régnant dans le massif, du flux de désorption du gaz limité par la faible perméabilité du massif mais également des pertes de charge le long de la colonne de puits.

Une faible pression de gaz circulant au sein de la chaîne d'exploitation est de nature à réduire à la fois la probabilité d'occurrence d'un scénario accidentel (fuite) mais également sa gravité s'il venait tout de même à se produire.

Ainsi, compte tenu de la valeur de pression attendue, et bien que le risque de rupture de conduite ou de fuites en tête de puits ne puisse être écarté a priori (malfaçon, erreur de manipulation, acte de vandalisme, etc.), la probabilité de survenue d'un accident demeure relativement limitée. L'existence d'une fuite ne suffit en effet pas au déclenchement d'une inflammation, il faut également que la teneur dans l'atmosphère soit supérieure à la Limite Inférieure d'Explosivité (LIE du méthane égale à 5 %) et qu'une flamme permette d'initier l'inflammation ou l'explosion du nuage ainsi formé. A ce titre, on notera que, puisque le

méthane est un gaz plus léger que l'air, lorsque la pression de circulation dans les conduites est limitée, seules des conditions météorologiques exceptionnelles et défavorables (absence totale de vent) peuvent rendre possible la formation d'un nuage explosible de volume significatif dans l'atmosphère non confinée.

Aucun retour d'expérience sur la survenue d'un incident ou accident grave dans le contexte spécifique d'une plateforme d'exploitation de CBM n'a été retrouvé dans la littérature.

Pour ce qui concerne la gravité du scénario potentiel, les pressions modérées de gaz attendues sont également de nature à limiter les éventuelles conséquences d'un incident. Le risque, en cas de fuite de gaz en tête de puits ou le long d'une canalisation, réside dans l'inflammation ou l'explosion en champ libre d'un nuage de gaz inflammable. L'intensité des conséquences d'une telle situation accidentelle s'évalue sur la base de deux phénomènes potentiels : effets de surpression en cas d'explosion et effets thermiques en cas d'inflammation ou d'explosion.

En raisonnant par analogie à partir de la filière « stockage souterrain d'hydrocarbures », les ordres de grandeur fournis dans le guide « Etude de dangers (EDD) des stockages souterrains de gaz » (à paraître prochainement sur le site www.ineris.fr) mettent en évidence qu'à moins de 5 MPa de pression de gaz, les « distances d'effets sensibles » (potentiellement dangereuses pour les personnes et les biens) sont inférieures à 50 m du point d'inflammation.

Méthodes de prévention et de limitation des effets

Des technologies opérationnelles existent dans l'industrie gazière pour gérer l'extraction et le transport de gaz, y compris dans des conditions d'exploitation nettement plus sensibles (pressions de gaz bien supérieures).

Le dimensionnement et la mise en œuvre des tubages de puits ainsi que des canalisations de transport bénéficient de fait d'un savoir-faire important. On peut également citer certains principes visant à réduire la probabilité de survenue d'un incident de même que sa potentielle gravité :

- renforcement des conduites ;
- application de procédures d'inspection régulières ;
- mesures organisationnelles lors des opérations d'exploitation ou de maintenance ;
- utilisation de capteurs permettant de détecter toute fuite de gaz à des endroits stratégiques et asservissement de la chaîne d'exploitation à ces détecteurs (coupe-circuit automatique) ;
- mise en œuvre de « zones chaudes » (absence de présence humaine et de toute source de flamme au sein des secteurs les plus sensibles) ;
- mise en œuvre de dispositifs spécifiques concernant la sécurité des opérateurs (éloignement des zones chaudes lors des phases les plus sensibles de l'exploitation).




Synthèse

Sur la base des éléments précédents, on estimera, en première approximation, que les risques accidentels liés à l'inflammation de fuites survenues le long de la chaîne

d'exploitation à basse ou moyenne pression concernent essentiellement les travailleurs présents sur la plateforme d'exploitation. Les enjeux situés en dehors des plateformes ne sont donc, a priori, que peu ou pas concernés par ce type de risque.

Du fait de la probabilité d'occurrence limitée résultant principalement de l'existence de technologies adaptées mais de la gravité potentielle modérée d'une inflammation, on retiendra un visuel « point d'attention – besoin de mesures préventives » pour caractériser le scénario durant les phases de préparation et d'exploitation sur l'ensemble de la plateforme. Des visuels « points de criticité limitée » seront retenus pour les autres contextes.

L'éventuel recours à la fracturation hydraulique n'est pas de nature à modifier sensiblement l'analyse.

Avec ou sans fracturation hydraulique		
Foration, exhaure, exploitation		Long Terme
Fuites sur têtes de puits/ canalisations	 (sur plateformes)  (au-delà)	

4.2.2 Fuites sur les compresseurs ou canalisations à haute pression

Description du risque – retour d'expérience disponible

Une fois extrait du réservoir souterrain, le gaz produit exige souvent d'être traité avant d'être injecté dans le réseau de transport régional. Ce traitement permet d'extraire les impuretés présentes (vapeur d'eau, poussières, autres gaz notamment potentiellement corrosifs...). Ces infrastructures étant généralement mutualisées pour différentes plateformes d'exploitation voisines, il n'est pas rare que le gaz extrait soit comprimé deux ou trois fois avant d'être injecté dans le réseau de transport.

La première mise en pression est souvent assurée par un petit compresseur proche de la tête de puits dont l'objectif est d'augmenter, lorsque nécessaire, la pression de gaz jusqu'à une valeur voisine de 1 MPa pour optimiser le transport vers les infrastructures centralisées de traitement (ALL Consulting, 2003). Cette partie du réseau peut donc être incluse dans la chaîne « faible à moyenne pression » traitée au sein du scénario précédent. Ensuite, au niveau de la station de conditionnement centrale, le gaz est comprimé jusqu'à des valeurs voisines de 7 à 9 MPa afin d'être expédié au sein du réseau de transport centralisé.

Moins nombreux que les têtes de puits et les canalisations basse à moyenne pression, les compresseurs haute-pression et les canalisations associées relèvent eux-aussi d'une technologie mature, régulièrement mise en œuvre dans l'industrie gazière, les stockages d'hydrocarbures et les réseaux de transport. La probabilité d'occurrence du scénario peut donc également être jugée limitée à très limitée. Si, à notre connaissance, aucun cas

d'accidents majeurs imputables à la filière CBM n'est décrit dans la littérature, la survenue de ce type d'accident sur des installations sensiblement similaires dédiées à l'exploitation d'autres filières n'est pas totalement exceptionnelle.

En revanche, compte tenu de la pression élevée de gaz, la gravité potentielle du scénario s'avère nettement plus élevée que pour le précédent (basse à moyenne pression). Pour ce qui relève de la distance d'effet en cas d'inflammation, on différenciera les deux éléments de la chaîne en s'appuyant sur le retour d'expérience des stockages souterrains d'hydrocarbures :

- pour des canalisations enterrées (fuites verticales) de diamètre 200 mm à des pressions voisines de 8 MPa, on peut s'attendre à des distances « d'effets dangereux » de l'ordre de 200 mètres ;
- pour ce qui concerne les compresseurs haute-pression délivrant des pressions sensiblement équivalentes, les risques de ruptures ou de fuites les plus pénalisantes (bouffées de rejet en phase transitoire) sont susceptibles d'induire des effets sensibles de l'ordre de quelques centaines de mètres (distance compatibles avec la prise en compte de potentiels « effets missiles » correspondant à la projection de pièces sous l'effet d'une possible explosion de l'appareil).

Méthodes de prévention et de limitation des effets


Assez similaires à celles décrites au paragraphe précédent (fuite sur la chaîne à pression modérée), des technologies et principes organisationnels adaptés existent pour limiter les risques de fuite (dimensionnement des canalisations, gestion des piquages, procédures de maintenance...) mais également les risques d'inflammation en cas de fuite (détecteurs de gaz, zone chaude...) et de protection des travailleurs.

Compte tenu de l'importance des distances d'effets potentiels (quelques centaines de mètres), ces derniers sont susceptibles de déborder largement des plateformes de traitement et de conditionnement haute pression du gaz. L'implantation optimisée de ce type d'infrastructure (suffisamment loin des enjeux environnants) sera donc de la première importance.

Synthèse

Bien que la survenue d'accidents sur ce type de structures soit très rare, la gravité potentiellement élevée des conséquences (notamment en termes de distances d'effets susceptibles de déborder largement des plateformes d'exploitation) a conduit à retenir, en l'état, un visuel « point sensible – besoin de mesures préventives » pour le présent scénario. Ce point sensible ne traduit en rien l'impossibilité de mettre en œuvre une telle infrastructure mais bien la nécessité d'intégrer la nature du risque en termes d'occupation du sol. Dès lors qu'une implantation optimisée des infrastructures aura été validée et que des mesures préventives adaptées auront été mises en œuvre, la sensibilité du scénario (et du visuel associé) pourrait être revue à la baisse.

L'éventuel recours à la fracturation hydraulique n'est pas de nature à modifier sensiblement l'analyse.

Avec ou sans fracturation hydraulique			
	Foration, exhaure	Exploitation	Long Terme
Fuites sur réseau haute-pression	Sans objet	 (à quelques centaines de mètres autour des installations)	Sans objet

4.2.3 Migration non maîtrisée de gaz au travers du milieu, notamment vers un espace confiné (caves, réseaux enterrés...)

Description du risque – retour d’expérience disponible

La migration non maîtrisée de gaz au travers des terrains de recouvrement constitue un risque potentiel dont l’occurrence a déjà été observée dans plusieurs cas sur divers sites de production, notamment aux Etats-Unis (BLM, 1999 ; EPA, 2004) et au Canada (Griffiths & Severson-Baker, 2003). En l’absence de lignes de base préliminaires à l’exploitation, il est délicat de statuer sur la part « naturelle » et la part « imputable au CBM » de ces migrations. Plusieurs témoignages tendent toutefois à penser que, dans certains contextes tout au moins, le phénomène s’est amplifié avec le développement de l’exploitation du gaz (Holland, 1999 dans EPA 2004).

Plusieurs phénomènes sont cités dans la littérature comme pouvant être à l’origine de ce type de migrations. Parmi ceux-ci, on citera :

- **Défauts d’étanchéité des forages d’exploitation.** En cas de problèmes liés à l’étanchéité du tubage et/ou à la cimentation des puits, une partie du gaz remontant vers la surface au travers de l’ouvrage peut s’écouler dans le milieu souterrain, notamment si les horizons géologiques environnants présentent une perméabilité importante. On notera toutefois que la faible pression de gaz généralement attendue n’est pas de nature à faciliter la migration de grandes quantités de fluides. Toutefois, une étude australienne effectuée sur plus de 2500 puits de gaz de houille a montré que 5 présentaient des fuites importantes susceptibles de mettre en danger la sécurité des personnes et que 29 autres présentaient des fuites moindres mais nécessitant la mise en œuvre d’un traitement correctif (Queensland Government, 2011) ;
- **Perturbation du milieu souterrain.** Les travaux d’exploitation sont susceptibles d’induire une perturbation du milieu souterrain et des circulations de fluides présents. L’intensité de ces perturbations dépend évidemment de la nature et de l’intensité des éventuelles stimulations voire fracturations mises en œuvre.

A de très rares exceptions près (Horseshoe Canyon en Alberta où les couches de charbon sont sèches), l’une des modifications majeures résulte du rabattement de la nappe. L’assèchement progressif des couches de charbon a pour principal objectif de faire baisser la pression au sein du réservoir et donc de faciliter la désorption du méthane. Cette désorption se fait de manière préférentielle au travers des forages d’exploitation réalisés au sein du réservoir. Toutefois, une

partie du gaz libéré peut également migrer au sein du sous-sol et, sous l'effet de la gravité, remonter progressivement vers la surface.

Seule une analyse détaillée du contexte géologique et hydrogéologique du recouvrement permet de juger de la probabilité que d'importantes quantités de gaz puissent migrer jusqu'en surface (voire jusqu'à des niveaux de réservoirs aquifères potentiellement valorisables cf. § 4.3). En première approximation, on peut considérer que plus les couches exploitées sont superficielles, plus le risque de migration jusqu'en surface au travers du massif est important. En effet à des profondeurs importantes (typiquement plus de 1000 m), la probabilité de rencontrer différentes couches peu perméables est a priori élevée, ce qui réduit la probabilité d'occurrence du scénario.

Le recours à la fracturation hydraulique du réservoir houiller est de nature à augmenter la désorption du gaz mais également le développement de fractures au sein des terrains environnants. La criticité du scénario en sera de fait augmentée, notamment pour ce qui concerne la phase post-exploitation ;

- **Migration le long d'anciens ouvrages extérieurs à l'exploitation du CBM.** Les gisements houillers peuvent avoir été la cible privilégiée de forages de reconnaissance, parfois très anciens dont les conditions d'obturation ne présentent pas des garanties d'étanchéité (nombreux exemples au Colorado, au Nouveau-Mexique et en Alberta). Dans ce cas, une fois la nappe rabattue, le risque de migration de gaz par ces anciens ouvrages (souvent oubliés) doit être considéré avec la plus grande attention car le flux peut, ponctuellement, s'avérer nettement plus important qu'en cas d'émanation diffuse en surface (Griffiths & Severson-Baker, 2003).
- **Dégazage à l'aplomb des bassins de lagunage.** Lorsque de grandes quantités d'eau d'exhaure sont mises en dépôt au sein de bassins de lagunage avant d'être traités ou réinjectées dans le milieu, leur mise en contact avec l'atmosphère peut induire un dégazage des hydrocarbures dissous encore présents. Si les flux mobilisés peuvent ne pas être négligeables, ils sont en revanche concentrés à des secteurs bien identifiés qui peuvent faire l'objet de mesures de prévention dédiées.

En cas de migration diffuse en surface, le risque pour les personnes peut être considéré comme très faible du fait de la dilution immédiate des rejets dans l'atmosphère (sauf dans des conditions météorologiques très particulières). En revanche, si le gaz, après migration, finit par s'accumuler au sein d'espaces confinés non ou mal ventilés (bâti, caves, réseaux enterrés), les teneurs peuvent, dans certaines configurations défavorables, atteindre la LIE et l'atmosphère peut devenir explosive. A ce titre, une attention toute particulière doit être portée à la présence possible d'anciens forages potentiellement mal obturés situés dans l'environnement immédiat de la zone d'exploitation.

Méthodes de prévention et de limitation des effets

Ce type de phénomène s'avère délicat à prévoir au regard de la complexité du milieu souterrain, de l'étendue de la surface potentiellement concernée ainsi que de la variabilité des mécanismes potentiels d'initiation.

Une analyse détaillée des contextes géologiques et hydrogéologiques du recouvrement permet de juger de la sensibilité du milieu (teneur en gaz du charbon, présence de

couches imperméables dans le recouvrement, présence de faille majeure à proximité de l'exploitation, existence potentielle d'anciens forages voisins...).









Le respect des bonnes pratiques pour la complétion des puits doit permettre de réduire considérablement le risque de défaut d'étanchéité. Une attention particulière mérite également d'être portée aux techniques de fermeture des puits après exploitation (hauteur des bouchons, choix du matériau, condition de mise en œuvre). Pour ces différentes phases, les bonnes pratiques incluront notamment la mise en œuvre de contrôle par une autorité compétente.

Parallèlement, la mise en œuvre d'un réseau de surveillance du milieu, dont les mesures auront démarré avec le début de l'exploitation, permet de détecter toute variation de concentration en gaz dans le milieu susceptible d'alerter sur une éventuelle dérive du système.

Les mesures de mitigation ne sont pas nombreuses. Elles consistent principalement à condamner ou ventiler de manière adéquate les espaces confinés potentiellement impactés.

Synthèse

Les phases de préparation et d'exploitation constituent les périodes les plus « critiques » (rabattement de la nappe, circulation forcée de fluides). La criticité du scénario est accrue en cas de fracturation hydraulique du réservoir et éventuellement des terrains environnants et ce aux différentes phases de l'exploitation. Par ailleurs, on différenciera les exploitations de couches profondes de celles des couches peu profondes, ces dernières étant plus sensibles en termes de potentialité de migrations associées.

	Sans fracturation hydraulique (avec ou sans stimulation)		Avec fracturation hydraulique	
	Foration, exhaure, exploitation	Long Terme	Foration, exhaure, exploitation	Long Terme
Profondeur modérée				
Profondeur importante				

4.3 Impacts environnementaux

4.3.1 Impacts sur la ressource en eau

Les impacts possibles sur la ressource en eau constituent, selon toute vraisemblance, l'impact environnemental potentiellement le plus sensible lié à la mise en œuvre de la filière (EPA, 2004 et 2010). A des fins de clarification de la démarche, on différenciera trois « sous-impacts » distincts qui seront analysés successivement, à savoir les impacts :

- sur le niveau des nappes superficielles,
- sur la qualité des eaux souterraines,
- sur la qualité des eaux de surface.

4.3.1.1 Impacts sur le niveau des nappes superficielles

Description de l'impact – retour d'expérience disponible

Comme précisé dans le chapitre décrivant le procédé d'exploitation, la filière CBM exige le pompage de volumes d'eau très importants. Pour l'ensemble des Etats-Unis, on estime ainsi que plus de 180 millions de m³ d'eau ont été extraits des veines de charbon durant la seule année 2008, soit l'équivalent de la consommation annuelle de la ville de San Francisco (IEA 2012 d'après EPA, 2010). Les débits d'eau de production peuvent néanmoins varier très fortement suivant les contextes, certains gisements très spécifiques étant même dépourvus d'eau (Griffiths et Severson-Baker, 2006).

Les pompages d'exhaure dédiés à l'assèchement des couches de charbon peuvent parfois induire également, directement ou indirectement, le rabattement d'aquifères superficiels et perturber les utilisateurs de cette ressource. Ce fut notamment le cas dans le bassin de Powder River (BLM, 1999 ; IEA, 2012) car les couches de charbon exploitées se situent au sein d'un puissant aquifère présent jusqu'en subsurface. Du fait des importants volumes d'eau extraits, la nappe superficielle a été localement abaissée jusqu'à une soixantaine de mètres. Des phénomènes sensiblement similaires sont également recensés dans le bassin de San Juan ainsi que dans d'autres bassins des Etats-Unis (Fisher, 2001 ; EPA, 2004 et 2010).

Dans le cas de couches de charbon plus profondes (typiquement plus de 1000 mètres), l'existence de formations imperméables entre les couches de charbon et la surface devraient permettre d'isoler et donc de protéger les aquifères superficiels en cas de rabattement de nappes plus profondes. Dans le cas où il existe néanmoins une connexion entre les veines exploitées et les aquifères sus-jacents, le pompage de grandes quantités d'eau peut affecter ces derniers mais avec un effet « tampon » et « retard » dépendant de la configuration géologique et hydrogéologique du bassin concerné.



La possibilité d'impacts quantitatifs sur la ressource en eau semble très liée aux conditions géologiques et hydrogéologiques locales et aux modalités d'exploitation. Au même titre que l'évaluation des impacts qualitatifs, les impacts quantitatifs devront être appréciés, au cas par cas, sur des sites précis, afin de tenir compte des spécificités locales.

Méthodes de prévention et de limitation des effets

Une analyse détaillée du contexte hydrogéologique local permet d'évaluer la sensibilité du site d'exploitation à impacter dans le court et moyen terme le niveau des aquifères superficiels. Si la sensibilité à un tel phénomène est avérée, une surveillance attentive du niveau des aquifères permet de détecter toute dérive de comportement et d'adapter les paramètres des travaux d'exhaure pour limiter l'impact sur les aquifères sensibles.

Synthèse

L'occurrence de ce type de phénomène se réduit principalement à l'exploitation de couches peu profondes en lien direct avec de puissants aquifères superficiels ce qui ne sera a priori pas le cas des configurations d'exploitation envisagées sur le territoire français. On peut donc retenir ce paramètre comme « point d'attention », sachant que l'analyse du contexte hydrogéologique devrait, dans la majorité des cas, réduire la sensibilité du scénario à un niveau de « criticité limitée ». L'éventuel recours à la fracturation hydraulique n'est pas de nature à modifier sensiblement l'analyse.

		Avec ou sans fracturation hydraulique	
		Foration, exhaure, exploitation	Long Terme
Niveau des nappes superficielles			

4.3.1.2 Impacts sur la qualité des eaux souterraines

Description de l'impact – retour d'expérience disponible

Aux Etats-Unis, la littérature recense d'assez nombreuses situations où, durant l'exploitation de gaz de houille, diverses migrations de fluides dans le sous-sol liées ont contribué à la contamination des ressources en eaux, notamment lorsque les couches exploitées sont situées à faible profondeur. Ces contaminations concernent à la fois la teneur en méthane dissous que la concentration en sels et métaux (Cox et al., 1995 ; Griffiths et Severson-Baker, 2006 ; Fisher 2001 ; US EPA, 2004 ; US GS, 2000, IEA 2012, Moran et Vick, 2010).

Toutefois, dans la plupart des cas, les raisons des migrations de fluides (méthane, eaux chargées) se sont avérées peu claires. Les expertises ont, de fait, eu du mal à statuer sur une origine « naturelle » (émanations de méthane en surface dans différents bassins) ou « anthropique » (liée aux perturbations induites par l'exploitation du CBM).

Plusieurs phénomènes, en lien avec l'exploitation du CBM, sont de nature à générer un impact potentiel sur la qualité des eaux souterraines. Ainsi, on citera notamment :

- la fuite de fluides de formation (gaz ou eaux chargées) du fait d'un **défaut d'étanchéité d'ouvrages**. Par ouvrages on entend aussi bien les forages d'exploitation, les éventuels puits dédiés à la « réinjection » d'eau de production ainsi que la présence possible d'anciens forages, notamment miniers, dans l'emprise de l'exploitation du méthane ;

- la fuite de fluides de formation (gaz ou eaux chargées) par le biais **d'écoulements préférentiels au sein du milieu géologique** (fissures, fractures, zones perméables...). La criticité du scénario est augmentée en cas de recours à des travaux de fracturation hydraulique. En effet, le volume et le panel des substances chimiques concernées sont étendus et le risque d'initiation (ou de rejeu) de discontinuités pouvant favoriser la migration de fluides mérite d'être pris en considération,
- l'infiltration suite au **déversement accidentel de substances chimiques** ou d'eaux polluées **présentes en surface**.

Les deux premiers phénomènes sont similaires à ceux décrits dans le scénario « migration non maîtrisée de gaz au travers du massif ». On se reportera donc à la lecture du § 4.2.3 pour de plus amples informations.

Pour ce qui concerne le risque de déversement de substances chimiques présentes en surface, deux situations accidentelles méritent d'être plus particulièrement analysées.

La première concerne l'existence de substances polluantes (huiles, carburants...) au niveau des plateformes d'exploitation. A ce titre, le recours à des travaux de fracturation hydraulique est de nature à augmenter sensiblement la criticité du scénario du fait de la présence de produits chimiques destinés à constituer le fluide d'injection.

La seconde concerne le risque de fuites accidentelles d'eaux de production de mauvaise qualité (défaut d'étanchéité des bassins de décantation ou débordement en cas de fortes précipitations, fuites sur conduites, rupture de conteneurs...).

Méthodes de prévention et de limitation des effets





Pour ce qui concerne les migrations souterraines, une analyse détaillée des contextes géologiques et hydrogéologiques du recouvrement des couches houillères permet de juger de la sensibilité du milieu : teneur en gaz du charbon, nature des eaux de production, présence de couches imperméables dans le recouvrement, présence de faille majeure à proximité de l'exploitation, existence potentielle d'anciens forages voisins etc.

Le respect des bonnes pratiques pour la complétion des puits doit permettre de réduire considérablement le risque de défaut d'étanchéité. Une attention particulière mérite également d'être portée aux techniques de fermeture des puits après exploitation (hauteur des bouchons, choix du matériau, condition de mise en œuvre). Pour ces différentes phases, les bonnes pratiques incluront notamment la mise en œuvre de contrôle par une autorité compétente. Parallèlement, la mise en œuvre d'un réseau de surveillance du milieu, dont les mesures auront démarré avec le début de l'exploitation, permet de détecter toute variation de concentration en gaz dans le milieu susceptible d'alerter sur une éventuelle dérive du système.

Pour ce qui concerne les risques accidentels d'infiltration depuis la surface, les bonnes pratiques exigent la construction de bacs de rétention (huiles, carburants, produits chimiques...) ainsi qu'un dimensionnement sécurisé des bassins de décantation (capables de résister à des précipitations caractéristiques de l'environnement climatique concerné).

Synthèse

Les phases les plus critiques en termes d'impacts sur la qualité des eaux souterraines sont celles de préparation et d'exploitation. La criticité du scénario est accrue en cas de fracturation hydraulique compte tenu de l'emploi d'adjuvants chimiques et du risque d'initiation d'hétérogénéités favorables à la migration de fluides depuis le réservoir vers le milieu souterrain. En l'état, en absence de fracturation hydraulique, l'impact sur la qualité des eaux souterraines sera considéré comme « point d'attention ». Sa persistance en phase de « post-exploitation » traduit le manque de retour d'expérience et le besoin en développement de connaissances sur le comportement à moyen ou long terme de la circulation des fluides au sein d'un massif rocheux perturbé par des travaux d'exploitation.

	Sans fracturation hydraulique (avec ou sans stimulation)		Avec fracturation hydraulique	
	Foration, exhaure, exploitation	Long Terme	Foration, exhaure, exploitation	Long Terme
Qualité des eaux souterraines				

4.3.1.3 Impacts du rejet des eaux de production sur la qualité des eaux de surface

Description de l'impact – retour d'expérience disponible

Comparativement à l'exploitation des réservoirs de gaz dits « conventionnels », la filière CBM induit le pompage de très importantes quantités d'eaux exhaurées. La gestion de ces eaux dites « de production » constitue un enjeu majeur de la mise en œuvre de la filière.

La qualité et la quantité des eaux de production peuvent varier, souvent substantiellement, d'un bassin à l'autre et parfois même d'un secteur à l'autre (ou d'une couche à l'autre) d'un même bassin. Van Voast (2003), s'appuyant sur l'analyse de différents bassins de production, a proposé une « signature géochimique type » des eaux de production aux États-Unis. Celles-ci se caractérisent par des fortes concentrations en sodium et bicarbonate, de faibles concentrations en calcium et magnésium, et présentent quelques traces de sulfates. Par ailleurs, on trouve parfois de fortes concentrations en chlorure, en particulier dans les gisements de charbon liés à des dépôts marins. Cette signature est globalement confirmée par diverses études dédiées au même objectif (Bartos & Ogle, 2002, MacBeth *et al.*, 2003, Rice, 2003).

Les références à des analyses de teneurs en métaux s'avèrent rares (quelques références au baryum et au fer dans ALL, 2003), la majorité des travaux portant sur la salinité des eaux. De même, on peut noter que la bibliographie consacrée au CBM n'aborde pas la problématique de la radioactivité des eaux alors que les données publiées

sur les eaux d'exhaure des mines de charbon de Silésie (Pologne) tendent à ne pas négliger ce paramètre (Pociask-Karteczka et al., 1997).

A ce titre, on peut considérer en première approximation que la salinité des eaux est a priori de nature à augmenter avec leur profondeur (eaux fossiles présentant un temps de séjour plus élevé au sein de l'encaissant, influence de la température...). Ainsi, en Alberta, une eau est considérée comme « salée » pour des profondeurs supérieures à 500 mètres (Griffiths & Severson-Baker, 2006).

En général, les eaux de production ont une alcalinité élevée avec un pH proche du neutre, et leur salinité tend à être dans la plage saumâtre ($2000 < \text{TDS}^2 < 10000$ mg/l). L'EPA (2010) met pour sa part en évidence de fortes variabilités des valeurs de TDS (de 1100 mg/l dans le bassin de Powder River à plus de 86000 mg/l dans celui de San Juan). A titre de comparaison, les valeurs limites de TDS recommandées pour l'eau potable et l'eau d'irrigation sont respectivement de 500 mg/l et de 1000 à 2000 mg/l aux Etats-Unis.

Dans l'absolu, il existe différentes solutions pour assurer la gestion des eaux de production. Parmi celles-ci, on citera notamment :

- le rejet dans les cours d'eau ou points d'eau environnants,
- l'utilisation à des fins d'arrosage ou d'abreuvement du bétail,
- la mise en bassins de décantation/évaporation,
- l'épandage sur des sols non cultivés (voiries par exemple),
- la réinjection dans des gisements déplétés ou des aquifères profonds jugés non valorisables,
- le traitement physico-chimique préalable à l'une des solutions précédentes,
- ...

Le choix de la méthode la plus adaptée dépend de plusieurs facteurs :

- la nature géochimique des eaux produites qui constitue souvent l'élément prépondérant : seules les eaux douces de qualité suffisantes peuvent être réutilisées à des fins d'irrigation ou être rejetées en l'état dans le milieu naturel. A ce titre, on gardera à l'esprit que la qualité des eaux de production peut varier de manière importante dans le temps et qu'un suivi régulier de la géochimie de ces eaux doit être envisagé ;
- le contexte hydrogéologique du site : proximité et sensibilité des aquifères superficiels voisins, caractéristiques des aquifères superficiels, profondeur des aquifères au sein desquels des réinjections d'eaux salées sont envisageables ;
- le contexte réglementaire local : en Amérique du Nord, chaque État possède son propre « *Water Quality Guideline* » qui fournit des indications sur la démarche à tenir en fonction de la qualité des eaux produites et de la sensibilité des aquifères environnants.

En cas de rejet dans les cours d'eaux environnants, l'EPA (2010) décrit plusieurs effets, documentés ou potentiels, sur le milieu. Parmi ceux-ci, les impacts sur la diversité des populations de poissons seront détaillés plus loin (impacts sur les écosystèmes). Ils relèvent principalement des variations de salinité, turbidité, débit, température et pH des

² Total Dissolved Solids

milieux. L'épandage d'eaux chargées en sels à la surface de sols peut localement affecter la fertilité de ces derniers.

Méthodes de prévention et de limitation des effets

Le choix de la méthode de gestion des flux d'eaux pompées la plus adaptée au contexte résulte d'une optimisation du ratio « avantages/contraintes » caractérisant les différentes solutions (en intégrant l'ensemble des paramètres concernés, à savoir : sensibilité du milieu récepteur, coût, impact sur l'usage du sol, réglementation...). Il est recommandé que la démarche fasse l'objet d'une concertation publique (cf. *Best practices for British Columbia*). On notera, à ce sujet, que la démarche est généralement encadrée par un contexte réglementaire précis (autorisation de rejet dans le milieu naturel).





Lorsque la nature des eaux de production le permet (ce qui est relativement rare), l'utilisation « positive » de la ressource (irrigation, abreuvement) est naturellement privilégiée, quitte à ce que cela exige la mise en œuvre de traitements dédiés. En tout état de cause, si l'exploitant a recours à des travaux de réinjection en aquifère profond, de traitement ou de mise en bassin de décantation/évaporation, le respect des meilleures techniques disponibles (et un contrôle associé) doit permettre de limiter les risques de dysfonctionnement du système retenu.

Synthèse

Dans la quasi-totalité des bassins géologiques ayant exploité le CBM, la gestion des eaux de production constitue un point d'attention, à la fois technique, environnemental, économique, réglementaire et de dialogue avec les populations locales.

Nous retiendrons donc un niveau de criticité modérée (« point d'attention ») durant les phases de préparation et d'exploitation. Dans le long terme, la criticité est réduite car il n'y a plus de pompage et donc plus de rejet dans le milieu. La criticité du scénario est accrue en cas de fracturation hydraulique, les eaux de production pouvant contenir des teneurs variables en adjuvants chimiques.

Les visuels « triangles » (besoin de mesures préventives) s'expliquent par le fait que la gestion des impacts attendus relève principalement, en tant que de besoin, de techniques de traitement des eaux d'exhaure avant rejet dans le milieu naturel.

	Sans fracturation hydraulique (avec ou sans stimulation)		Avec fracturation hydraulique	
	Foration, exhaure, exploitation	Long Terme	Foration, exhaure, exploitation	Long Terme
Qualité des eaux de surface				

4.3.2 Impacts sur la qualité de l'air

Description de l'impact – retour d'expérience disponible

Plusieurs sources d'émissions peuvent contribuer à dégrader la qualité de l'air à l'échelle locale (Fisher, 2001). Parmi celles-ci, on citera notamment :

- **les moteurs** des compresseurs, pompes, véhicules et engins divers présents sur le site ou circulant aux alentours. A ce titre, l'émission de NO_x, CO, CO₂, de particules fines ou de poussières mérite d'être suivie avec attention ;
- les émissions de gaz liées au **process d'exploitation**. Outre les fuites en tête de puits ou sur canalisations (généralement très limitées) ainsi que le dégazage possible depuis les lagunes de stockage des eaux d'exploitation, la question principale relève du « venting » du méthane produit (relargage de gaz dans l'atmosphère) et, à un degré moindre de sa combustion par torchère. En effet, dans de nombreuses exploitations, les phases préliminaires de rabattement de la nappe ne produisent que de faibles quantités de gaz. Tant que les volumes produits sont insuffisants pour envisager une mise en production de la chaîne, l'exploitant peut être amené à brûler le gaz extrait par torchère, voire, lorsque la teneur ne le permet pas, rejeter celui-ci dans l'atmosphère ;
- les émissions de gaz non maîtrisées issues d'une **migration au travers des terrains**. Ces phénomènes, décrits plus haut sont délicats à prévoir et à quantifier. Même diffus, et de fait non dangereux, ils peuvent néanmoins contribuer à la dégradation locale de la qualité de l'air et peuvent également se poursuivre en phase post-exploitation. Une attention particulière mérite d'être portée à l'existence possible de gaz de type H₂S potentiellement associé au méthane présent dans le charbon.

Si ce paramètre est cité par la grande majorité des documents traitant de la mise en œuvre de la filière, aucun jeu de données précisément renseigné n'a été retrouvé dans la rapide consultation des documents accessibles au public.

Méthodes de prévention et de limitation des effets



Plusieurs solutions techniques peuvent être envisagées pour limiter l'impact sur la qualité de l'air :

- utilisation de moteurs non diesel (électrique, gaz...) ou de filtres adaptés à une limitation du rejet de particules ;
- arrosage des chantiers, routes et pistes voisines pour limiter l'empoussièrement ;
- implantation des plateformes dans des secteurs peu exposés au vent ;
- exploiter un réseau de surveillance de la qualité de l'air et adapter les consignes d'exploitation aux résultats collectés ;
- privilégier le recours à des forages horizontaux et au groupement de forages sur une même plateforme pour concentrer la production et réduire les périodes de « non-exploitation » du gaz extrait ;
- pour limiter le recours à la torchère ou au « venting », le stockage temporaire de gaz peut être envisagé de même que le recours à des incinérateurs ;
- optimiser le traitement des eaux extraites de manière à réduire leur dégazage une fois mise en lagune ;
- limiter les risques de migration de gaz au travers du massif ;

Synthèse

Les phases les plus critiques en termes d'impacts sur la qualité de l'air sont celles de préparation (rabattement de la nappe, « venting », foration...) et d'exploitation (process industriel). La nature et les teneurs des rejets dans l'atmosphère ne sont a priori pas affectés par un éventuel recours à la fracturation hydraulique.

En l'état, l'impact sur la qualité de l'air sera considéré comme « point d'attention » nécessitant la mise en œuvre des bonnes pratiques et technologies disponibles.

Avec ou sans fracturation hydraulique		
Foration, exhaure, exploitation		Long Terme
Qualité air		

4.3.3 Qualité des sols

Description de l'impact – retour d'expérience disponible

Plusieurs phénomènes peuvent être à l'origine d'une dégradation de la qualité des sols à l'aplomb et aux environs des sites de production. Parmi ceux-ci on citera :

- le risque de **déversement accidentel de produits chimiques** ou substances polluantes (huiles, carburants...) au niveau des plateformes d'exploitation. Sur ce point, le recours à des travaux de fracturation hydraulique augmente la sensibilité du scénario du fait de la présence de produits chimiques pour constituer le fluide d'injection. On citera également le risque d'épandage accidentel d'eaux de production de mauvaise qualité en cas de fuites ou de débordement (fortes précipitations) des bassins de décantation ;
- le **décapage et la compaction des sols** en vue de la constitution des plateformes d'exploitation mais également des réseaux de transport associés (routes, pistes, canalisations...). Outre la dégradation des parcelles directement concernées, l'impact sur le pouvoir d'infiltration des eaux météoriques peut augmenter le risque d'érosion des terrains voisins par ruissellement de surface ;
- les effets de **l'épandage répété d'eaux d'exploitation** (traitées ou non mais conservant des teneurs non négligeables en sels dissous) qui peut dégrader le potentiel de fertilité des sols concernés.

Comme pour ce qui concerne l'impact sur la qualité de l'air, ce paramètre est régulièrement cité sans que des données quantitatives ne soient aisément disponibles.

Méthodes de prévention et de limitation des effets





La limitation des impacts potentiels relève principalement :

- de principes de prévention des risques de contamination. Ceci induit notamment la construction de bacs de rétention (huiles, carburants, produits chimiques...) et un dimensionnement sécurisé des bassins de décantation ;

- d'une minimisation de la surface au sol dévégétalisée et compactée (plateformes, voies de transport). A ce titre, l'implantation de plusieurs têtes de puits sur une même plateforme présente d'importants aspects positifs ;
- l'analyse attentive (hydrochimie) de la possibilité de recourir à d'éventuels épandages ou travaux d'irrigations à l'aide d'eaux de production (traitées ou non).

Synthèse

De manière assez similaire au scénario « impact sur la qualité de l'air », l'existence de bonnes pratiques simples de mise en œuvre et a priori efficaces nous conduisent à considérer l'impact potentiel sur la qualité des sols comme « point d'attention ». L'existence de produits chimiques sur les plateformes est susceptible d'augmenter légèrement la criticité du scénario.

		Sans fracturation hydraulique (Avec ou sans stimulation)		Avec fracturation hydraulique	
		Foration, exhaure, exploitation	Long Terme	Foration, exhaure, exploitation	Long Terme
Qualité des sols					

4.3.4 Impacts sanitaires

Description de l'impact – retour d'expérience disponible

Il n'existe pas, à notre connaissance, de retour d'expérience publié sur des impacts sanitaires avérés et documentés en lien spécifique avec l'exploitation de CBM. Toutefois, en élargissant la problématique à l'interaction « eau-charbon », l'analyse de la littérature spécialisée met en évidence que, dans quelques configurations spécifiques, les eaux souterraines mises en contact prolongé avec certains gisements houillers, pourraient présenter deux types d'effets sanitaires (Fischer et al., 2002) si elles venaient à contaminer des ressources en eaux exploitées pour la consommation humaine :

- un possible dysfonctionnement de la thyroïde pouvant être à l'origine de goitres chez des populations ne souffrant pourtant pas de déficience en iode,
- de sérieux dysfonctionnements rénaux, appelés « néphropathies endémiques des Balkans », qui peuvent être associés à de cancers urothéliaux (annexe 7).

Outre l'éventuelle contamination d'eaux potables, on citera également l'émanation possible de gaz potentiellement toxiques associés au méthane dans certains bassins houillers (H₂S notamment). Enfin, la prolifération possible de moustiques (et maladies associées) du fait de la présence de vastes bassins de décantation d'eaux chargées en sels est également citée (Doherty, 2007).

Méthodes de prévention et de limitation des effets

La méthode de prévention la plus simple et efficace consiste à éviter toute possible contamination des eaux potentiellement exploitables à fins de consommation humaine avec les eaux potentiellement chargées en composés organiques après avoir transité par des certains horizons houillers.






Pour ce faire, une analyse attentive de la nature des charbons exploités ainsi que des eaux de production (à différentes étapes de l'exploitation) permettent d'identifier la sensibilité du phénomène sur un site donné. Si cette sensibilité est avérée, aucun épandage en surface ou injection peu profonde ne devra être envisagé sans traitement spécifique préalable. De même, l'étanchéité des bassins de décantation devra faire l'objet d'une attention renforcée tout comme la possible migration d'eaux contaminées au travers des terrains.

Synthèse

Les connaissances liées à une exposition chronique à des mélanges de substances organiques présentes dans les eaux associées à quelques charbons très spécifiques demeurent limitées. Ceci concerne aussi bien le (ou les) mécanisme(s) toxique(s) mis en jeu, la nature exacte des composés impliqués dans les pathologies relatives au rein ainsi que l'origine de leur présence dans les gisements houillers concernés.

Sur la base de la méthodologie retenue, cette lacune de connaissances, se traduit par l'existence d'un « point sensible » en phase d'exploitation pour ce qui concerne les impacts sanitaires. Tout comme les risques de fuite sur le réseau de gaz à haute pression, le visuel ne traduit en rien une impossibilité de développer la filière. Il pointe en revanche la nécessité de caractériser la nature des charbons exploités et des eaux de production extraites avant de définir le principe de gestion de ces eaux. En fonction des résultats obtenus, la sensibilité du scénario sera, selon toute vraisemblance, revue à la baisse dans la plupart des cas. Les charbons les plus sensibles à l'émission de substances organiques se révèlent en effet être des lignites de mauvaise qualité qui ne constituent a priori pas des cibles privilégiées pour l'exploitation du gaz de houille.

La criticité du scénario est accrue en cas de travaux de fracturation hydraulique du fait de l'émission possible de substances chimiques potentiellement toxiques au sein du milieu souterrain.

	Sans fracturation hydraulique (avec ou sans stimulation)			Avec fracturation hydraulique	
	Préparation	Exploitation	Long Terme	Foration, exhaure, exploitation	Long Terme
Impacts sanitaires					

4.3.5 Impacts sur les écosystèmes

Description de l'impact – retour d'expérience disponible

Il existe peu d'études traitant de l'impact direct de l'exploitation des gaz de houille sur les écosystèmes environnants. Dans une revue conduite par l'EPA (2010), bon nombre des effets décrits ont été estimés à partir d'études conduites dans des conditions de perturbation environnementale comparables, mais résultant d'une cause différente.

Les retours d'expériences documentés sont essentiellement limités aux effets associés aux rejets d'eau de production dans les masses d'eau superficielles environnantes. Les impacts recensés sont associés à des modifications de la quantité et/ou de la qualité de l'eau. Ils sont le plus souvent attribués à l'enrichissement en macropolluants et touchent l'ensemble du réseau trophique, à savoir les producteurs primaires (algues, plantes) ainsi que les consommateurs primaires (invertébrés) et secondaires (poissons) (O'Neil, et al. 1993 ; Vickers, 1990 ; Davies, 2008). De fait, les effets à long terme sur la structure et le fonctionnement des écosystèmes ne peuvent être écartés *a priori*. Il est à noter que la plupart de ces études déterminent *in situ* des niveaux de concentrations en deçà desquels les milieux ne semblent pas significativement affectés.

Parmi les effets suspectés mais non documentés, certains sont associés à une modification du débit des cours d'eau : une augmentation du courant est par exemple susceptible d'induire une dérive vers l'aval des populations d'invertébrés, de rendre difficile l'enracinement de certaines plantes et, plus généralement, de modifier des habitats spécifiques. Une augmentation de la turbidité du milieu est également envisageable.

Le principal impact semble cependant résulter d'un enrichissement en sel. Si c'est le cas, il peut être attendu un remplacement des espèces ayant une faible tolérance à ce type d'environnement par celles ayant de meilleures capacités osmorégulatrices. Les études de terrains montrent également qu'au-dessus de certaines concentrations, ces capacités sont elles-mêmes dépassées ce qui conduit à un appauvrissement, voire à la disparition des espèces en place.

Outre les effets directs sur les organismes, l'enrichissement en sels et plus généralement en composés dissous ainsi que les variations de pH sont susceptibles d'accroître la biodisponibilité des métaux (cadmium, chrome, plomb, cuivre) au-delà des seuils de toxicité (U.S. DOI, 2005). Il s'agit aussi bien des métaux apportés par les eaux issues de production que des métaux déjà présents dans le milieu. Dans le cas des substances bioaccumulées (comme certains métaux dont notamment le sélénium), c'est l'ensemble du réseau trophique, y compris les oiseaux ou mammifères se nourrissant de ressources aquatiques, qui peut être impacté (Ramirez, 2005).

Les risques d'atteintes des écosystèmes terrestres peuvent également être liés à des perturbations physiques ou chimiques du milieu. La construction et l'exploitation d'une plateforme et des réseaux de transport associés peuvent induire la destruction et/ou le fractionnement d'habitats et les nuisances sonores ou olfactives peuvent avoir une incidence sur la vie sauvage (évitement des zones).

Ceci peut, dans certaines configurations, s'avérer protecteur ou, dans d'autres à l'inverse, engendrer un impact négatif sur les populations (condamnation de l'accès à la zone de

reproduction, réduction de l'odorat qui peut diminuer la capacité de trouver la nourriture ou chez les proies, la capacité de détection et de fuite). De tels effets ne sont pas spécifiques à ce type d'exploitation mais méritent tout de même d'être considérés pour cette filière également.

D'autres effets, plus spécifiques à l'exploitation des gaz de houille sont également cités. Il a ainsi été rapporté que la modification du milieu profond est susceptible de modifier la quantité et la qualité de la ressource en eau souterraine dont dépendent des écosystèmes de surface. Les atteintes écosystémiques pour des milieux terrestres sont du même ordre que pour les milieux aquatiques pour ce qui concerne l'impact des substances, notamment l'apport en sels (Veil et al., 2004) et la remobilisation de certains métaux. Il s'y ajoute toutefois les effets reportés par USGS (2006) liés à la dénaturation des sols (imperméabilisation, modification de la texture) suite à l'épandage d'eaux potentiellement chargées en sels.

Dans tous les cas, la réponse de l'écosystème est inévitablement spécifique du site et dépendra de la sensibilité des espèces présentes, de la flexibilité de réponse autorisée par la biodiversité locale ainsi que des capacités du milieu à absorber les perturbations induites

Méthodes de prévention et de limitation des effets



La réalisation d'études d'impacts préalables à l'initiation de l'exploitation et le suivi régulier de la faune et de la flore environnante permettent de détecter une possible altération de la biodiversité du milieu. Des mesures correctives peuvent alors être entreprises pour limiter l'impact.

En fonction de l'inventaire initialement réalisé et des configurations de sites, plusieurs démarches peuvent être envisagées pour limiter les conséquences sur les écosystèmes :

- éviter la trop grande proximité de plateformes vis-à-vis d'habitats d'espèces protégées ;
- construire des voies dédiées à la migration des espèces lorsque celles-ci sont perturbées par la construction de routes ou l'implantation de conduites ;
- privilégier l'enfouissement des réseaux (énergie, eau, gaz) ;
- maîtriser les rejets d'eau de production dans les milieux ;
- limiter les nuisances de type trafic et bruit ;
- optimiser la réhabilitation des infrastructures d'exploitation après extraction en espaces naturels ;

Synthèse

Les périodes les plus critiques vis-à-vis des impacts sur les écosystèmes sont celles de préparation et d'exploitation. Même si la criticité correspondante est limitée, une vigilance mérite néanmoins d'être poursuivie durant la phase court terme de post-exploitation. L'éventuel recours à la fracturation hydraulique n'est pas de nature à modifier sensiblement l'analyse.

Avec ou sans fracturation hydraulique		
	Foration, exhaure, exploitation	Long Terme
Impacts sur les écosystèmes		

4.3.6 Rejets de gaz à effet de serre

Peu d'études se sont spécifiquement intéressées à la contribution de la filière CBM en termes de « bilan carbone ». De plus, ces émissions semblent très dépendantes des modalités de production et notamment de la mise en œuvre de mesures de maîtrise des émissions.

Description de l'impact – retour d'expérience – mesures préventives

Parmi les sources possibles d'émissions de gaz à effet de serre liées à la filière CBM, on citera notamment les étapes suivantes du cycle de production (Hardisty, 2012 ; IEA 2012 ; Kember, 2012 ; Saddler 2012 ; Santos 2009).

Exploration

Les émissions sont principalement liées aux forages et aux équipements mobilisés (moteurs de machines, véhicules). Le gaz extrait est soit brûlé à la torchère (production de CO₂) ou éventé si les teneurs ne permettent pas sa combustion (rejet de méthane).

Préparation des chantiers

En marge des émissions dues aux opérations de complétion des puits, durant cette phase de préparation du chantier, le gaz extrait peut être torché, éventé, voire utilisé pour faire fonctionner des équipements. Sans mesures préventives spécifiques, des quantités significatives de méthane peuvent être émises dans l'atmosphère durant les phases de rabattement de nappe et de fracturation/stimulation du massif. Par ailleurs, des quantités importantes d'énergie peuvent être nécessaires pour pomper l'eau nécessaire à l'exploitation.

Production

Des fuites de gaz vers l'atmosphère et des événements sont possibles durant toute la phase de production. Le nombre important de puits et d'équipements associés au gaz de houille peut augmenter la probabilité de survenue de fuites non maîtrisées. Certaines réglementations interdisent l'événement du gaz dans l'atmosphère. Par ailleurs, d'autres émissions résultent des moyens d'exploitation (véhicules, moteurs, compresseurs), des travaux de débroussaillage et de la construction des installations.

Traitement du gaz, transport et combustion

D'après Kember (2012), le gaz de houille nécessite peu de traitement par rapport au gaz conventionnel avant d'être injecté dans le réseau de transport car il contient une faible proportion d'impuretés. Les émissions dues aux traitements sont donc a priori limitées. Les filières de transport du gaz de houille par gazoducs et réseaux de distributions ainsi que son utilisation finale ne diffèrent pas de celles relatives au gaz conventionnel. Des performances identiques peuvent être attendues.

Concernant l'évaluation quantitative de ces possibles émissions, les chiffres disponibles dans la littérature et spécifiques à la filière CBM sont très peu nombreux et méritent d'être considérés avec la plus grande prudence en l'état. Quelques-uns sont néanmoins présentés dans ce qui suit.

Ainsi, Hardisty et al. (2012) considèrent un scénario où du gaz de houille est produit en Australie, conditionné sous forme de GNL puis transporté par bateau avant d'être brûlé en Chine pour produire de l'électricité (Tableau 5). Suivant les hypothèses retenues (aucun événement de méthane dans l'atmosphère) les émissions de gaz à effet de serre seraient voisines de 0,54 t CO₂-eq/MWh en considérant l'ensemble du cycle de vie.

WorleyParsons (2011) aboutit à des chiffres assez comparables, précisant toutefois que cette estimation peut être revue à la hausse si l'on réussit à intégrer de manière fiable les émissions directes de méthane dans l'atmosphère.

Source de l'émission	t CO ₂ eq/MWh
Forage et exploration	0.001
Construction et opération des puits pilotes	0.001
Construction (installations de surface)	0.003
Construction (gazoducs)	0.001
Construction de l'usine de GNL	0.002
Production de gaz	0.047
Transport par gazoduc	0.0001
Fonctionnement de l'usine de GNL	0.040
Transport par bateau	0.011
Gazéification du GNL	0.009
Combustion (rendement centrale 53%)	0.425
Total	0.540

Tableau 5 : Exemple de répartition des émissions de gaz à effet de serre au cours du cycle de vie. D'après Hardisty et al. (2012).

On remarquera que la valeur proposée par Hardisty est légèrement supérieure (de l'ordre de 15 %) à la valeur médiane des émissions de gaz à effet de serre (0,47 t CO₂-eq/MWh) retenue par l'IPPC pour le gaz naturel en général utilisé pour la production d'électricité (Moomaw et al. 2011). Si, dès lors, on retient des valeurs sécuritaires proposées par la littérature pour quantifier les émissions de méthane dans l'atmosphère (jusqu'à environ 4% de la production de gaz), le bilan du gaz de houille pourrait s'avérer sensiblement plus défavorable que celui du gaz conventionnel, voire assez proche du charbon brûlé dans des centrales sous-critiques. D'après l'USGS (2000) toutefois, l'exploitation de gaz de houille entraînerait néanmoins des émissions nettement moindres de méthane dans l'atmosphère que celles résultant d'une exploitation minière exploitant la même veine.

Kember (2012) tente pour sa part une comparaison entre la contribution carbone entre le gaz de houille et le gaz conventionnel en Australie. Les différences principales portent principalement sur :

- les émissions de CO₂ et de méthane dans l'atmosphère lors de l'exploration (fuites, événements ou torchage). Ces estimations sont toutefois aujourd'hui très incertaines et sujettes à controverses (Day et al., 2012). Initialement, le nombre important de puits mis en œuvre pour exploiter le gaz de houille était susceptible

de renforcer ces émissions. Aujourd’hui le recours à des forages dirigés horizontaux tend à limiter cette différence ;


- les émissions directes ou indirectes liées au pompage, au transport et au traitement éventuel de l’eau de production ;
- le gaz de houille étant nettement moins chargé en impuretés, le traitement requis est de nature à générer des émissions sensiblement inférieures.

La comparaison des deux filières (basée il est vrai sur des données très limitées), conduit Kember à conclure qu’il n’est pas possible de se prononcer en l’état sur une différence notable entre les émissions résultant de la production de gaz de houille de celle de gaz conventionnel. L’analyse et ses limites mettent clairement en évidence un réel besoin de recherches indépendantes et quantifiées sur le domaine.

Pour ce qui concerne les mesures préventives, plusieurs sources consultées s’accordent sur le fait que le respect de bonnes pratiques pourrait réduire les émissions directes de méthane dans l’atmosphère. De tels référentiels restent toutefois à construire.

Synthèse

Les informations très partielles disponibles en termes de quantification de rejets de gaz à effet de serre liées à la mise en œuvre de la filière CBM renvoient à un besoin de données aujourd’hui non disponibles. En l’état actuel des connaissances, on se dispensera donc de différencier les différentes phases du cycle de production ou les techniques d’exploitation. Pour formaliser ce besoin de données plus précises, on retiendra, en l’état, un visuel « point d’attention ».

	Avec ou sans fracturation hydraulique
	Foration, exhaure, exploitation, long terme
Bilan gaz à effet de serre	

4.4 Nuisances

4.4.1 Trafic

Description de la nuisance – retour d’expérience disponible

L’essor de la filière CBM dans certains états nord-américains (Wyoming, Alberta par exemple) s’est accompagné du développement des activités industrielles associées (foration de puits, construction de routes ou de pipelines, migration de populations en recherche d’emploi...). Ceci a eu pour conséquence une augmentation, parfois substantielle, du trafic routier, notamment sur certains réseaux secondaires qui n’étaient pas toujours adaptés aux contraintes ainsi générées.

La technique retenue pour gérer les importants flux d’eau injectés (si travaux de fracturation ou de stimulation) ou produits (exhaure liée au rabattement des nappes) a notamment une grande importance sur l’intensité du trafic induit. Dès lors que la qualité des eaux de production et/ou que le contexte géologique et hydrogéologique local exigent que de larges volumes circulent vers les plateformes (pour injection) ou, au contraire,

transportés vers un site de traitement et/ou de rejet dans le milieu (eaux d'exploitation), deux solutions peuvent être envisagées. Si le transport est assuré par conduites, le flux d'engins est limité au transport de matériel et de personnel. Si, au contraire, le transport de l'eau est assuré par camion, le flux d'engins peut s'avérer important durant les travaux de fracturation puis d'exhaure.

Méthodes de prévention et de limitation des effets





L'objectif est de limiter le transport de grandes quantités d'eau et, en tout état de cause de privilégier une circulation par conduites plus que par engins. Ceci nécessite une réflexion approfondie, dès la phase d'implantation des chantiers pour optimiser les flux de (et vers) le milieu naturel. La logique de mutualisation des infrastructures mérite également d'être approfondie pour limiter les nuisances.

Pour ce qui concerne les nuisances résultant de l'augmentation du trafic intrinsèque à l'activité industrielle (transport du matériel et du personnel), elle est surtout potentiellement sévère si la filière se développe dans des environnements jusqu'alors dépourvus de ce type d'activités. La nécessité d'adapter le réseau routier, notamment secondaire, mérite d'être considérée avec attention.

Synthèse

La période la plus critique vis-à-vis du trafic routier est celle de préparation de l'exploitation (acheminement du matériel, stimulation du massif, exhaure).

Une fois la nappe rabattue les exigences de transport se réduisent considérablement, sauf si des travaux de fracturation hydraulique sont poursuivis pour augmenter la productivité.

	Sans fracturation hydraulique (avec ou sans stimulation)		Avec fracturation hydraulique	
	Foration exhaure, exploitation	Long Terme	Foration exhaure, exploitation	Long Terme
Trafic				

4.4.2 Bruit

Description de la nuisance – retour d'expérience disponible

Le bruit induit par l'exploitation d'un site de CBM peut provenir de différentes sources. Outre le trafic d'engins transportant des travailleurs, du matériel ou de l'eau depuis ou vers le site, différents appareils à moteur peuvent également générer des nuisances sonores. La foration des puits constitue l'un de ces postes de même que les pompes mises en œuvre pour rabattre la nappe.

Le recours à des compresseurs, destinés à mettre en pression le gaz produit ou à injecter le fluide de fracturation au sein du massif, peuvent également constituer de vraies sources de bruit pour le voisinage et ce d'autant plus qu'elles peuvent parfois fonctionner en continu (jour et nuit). Par ailleurs, le recours à des opérations de brûlage par torchère génère également des nuisances sonores pour les riverains ou l'écosystème environnant.

Les compresseurs « haute pression » constituent a priori l'une des sources de pollution sonore les plus importantes (probablement de l'ordre d'une centaine de dB à la source). L'atténuation du bruit se faisant suivant une loi du type : $X_n = X - 20 \log(n)$, tout dépend de la distance qui sépare les sources de bruit des enjeux les plus proches. Selon le « Powder River Basin Resource Council » du Wyoming, en fonction de la direction et de l'intensité du vent, le bruit généré par un gros compresseur peut être entendu jusqu'à plus de 5 km de la source (Best Practices for British Columbia).





Méthodes de prévention et de limitation des effets

Diverses technologies et bonnes pratiques permettent de limiter l'impact du bruit sur les enjeux environnants. Parmi celles-ci, on citera notamment :

- l'implantation de plateformes d'extraction et, à plus forte raison, de compresseurs haute pression, suffisamment éloignés des zones d'habitation ou de travail ou de protection de la faune ;
- l'utilisation de moteurs plus « silencieux » (électriques, utilisation de matériaux spécifiques...);
- l'installation des structures les plus sensibles sur des amortisseurs de vibrations, à la fois sonores et via le sol ;
- recourir, en tant que de besoins à des technologies type « pare-bruit » (murs végétaux, barrières coupe-son, bâtiment isolant confinant les éléments les plus bruyants) pour préserver les zones jugées les plus sensibles (limite réglementaire de 70 dB le jour et 60 dB la nuit en limite des propriétés).

Synthèse

Les périodes les plus critiques vis-à-vis des nuisances sonores produites sont celles de préparation et d'exploitation. La criticité du scénario peut être accrue en cas de fracturation hydraulique durant ces phases.

		Sans fracturation hydraulique (avec ou sans stimulation)		Avec fracturation hydraulique	
		Foration exhaure, exploitation	Long Terme	Foration exhaure, exploitation	Long Terme
Bruit					

4.4.3 Usage du sol

Description de la nuisance – retour d'expérience disponible

Le développement, à large échelle, d'une filière d'exploitation du gaz de houille est de nature à générer un impact non négligeable en termes d'usage du sol. Le nombre de puits à forer pour exploiter des réservoirs dits « non conventionnels » est en effet sensiblement plus élevé que celui requis pour exploiter un réservoir conventionnel. Il est ainsi nécessaire de constituer un réseau de plateformes d'exploitation dont la maille séparant chaque plateforme dépend du contexte local mais surtout de la technologie de forage utilisée (forages verticaux ou horizontaux notamment).

Une plateforme d'exploitation est réputée utiliser un peu plus de 1000 m² pour un puits isolé. En fonction des états (*Best Practises for British Columbia*), la densité de puits peut sensiblement varier (de plus de 5 puits par km² au Colorado à moins de 0,4 puits par km² en Colombie Britannique). Lorsque les exigences sont faibles en termes de densité de puits (et que ces derniers sont principalement verticaux), on peut assister à un « mitage » du territoire, susceptible d'engendrer de graves conséquences en termes d'usage du sol et d'impact sur la faune et la flore environnantes.

Ceci est d'autant plus sensible que chaque plateforme d'exploitation doit être desservie par un ou plusieurs réseaux de transport (route ou piste, gazoduc, aqueduc...) visant à mutualiser la production de méthane, les sites de traitement d'eau et de gaz et les infrastructures de compression pour injection dans le réseau régional de transport de gaz. Ainsi, Fisher (2002) estime qu'à des fins de développement de la filière CBM dans le bassin de Powder River, plus de 5000 km de voirie auront été aménagées.

En France, la législation et les exigences environnementales excluent de telles dérives et l'un des objectifs majeurs sera de limiter l'impact en termes d'usage du sol, en particulier en présence de zones fortement urbanisées ou, à l'inverse, de zones protégées.

Méthodes de prévention et de limitation des effets

Pour diminuer la densité des plateformes d'exploitation, la combinaison de plusieurs principes doit être privilégiée :







- utilisation de forages horizontaux dirigés permettant de couvrir de plus vastes secteurs depuis une seule et même tête de puits (les tronçons horizontaux peuvent atteindre plusieurs centaines voire milliers de mètres de longueur) ;
- implantation de plusieurs têtes de puits adjacents sur une même plateforme ce qui permet de faire rayonner plusieurs branches de forage depuis un même « pad » ;
- la prise en compte des contraintes de surface et de la variabilité de qualité des couches productives de manière à optimiser l'implantation du réseau de plateformes en évitant le principe du pavage systématique du territoire ;
- une planification et une mutualisation optimisées des infrastructures de traitement ou de compression peut permettre de limiter l'espace requis pour la mise en œuvre de la filière à une échelle régionale ;
- mettre en œuvre des procédures de réhabilitation des secteurs aménagés après la fin de l'exploitation pour faciliter le retour au milieu naturel.

En s'attachant à ce principe, la densité de puits telle que prescrite en Colombie Britannique (Canada) semble un objectif encore améliorable (< 0,4 puits par km²).

Synthèse

La compatibilité entre la nature de l'occupation de la surface et les contraintes liées au besoin d'espace pour le déploiement de la filière CBM (plateformes, réseaux de transport...) peut constituer, en cas de configuration défavorable, un possible paramètre limitant au développement de l'activité. Si les ressources souterraines se situent au droit de zones fortement urbanisées ou, à l'inverse, d'espaces naturels protégés, l'usage du sol peut être de nature à constituer un « point sensible » susceptible de limiter le déploiement de la filière sur un secteur donné. Ceci concerne plus particulièrement la phase d'exploitation qui verra se multiplier les plateformes et les réseaux appelés à les relier entre elles.

Seule une analyse détaillée, site par site, serait de nature à affiner la réflexion et permettrait de statuer sur la disponibilité d'espace en suffisance exigé pour le développement de la filière. En l'état, l'analyse étant menée « en général » et non sur un site particulier, on retiendra à titre conservatoire ce caractère potentiellement sensible qui pourra être revu à la baisse, au cas par cas. L'espace requis pour constituer les plateformes est plus important lorsqu'est requise la mise en œuvre d'opérations de fracturation hydraulique (de l'ordre de 4 ha par plateforme à comparer avec 1ha sans fracturation).

	Sans fracturation hydraulique (avec ou sans stimulation)			Avec fracturation hydraulique		
	Préparation	Exploitation	Long Terme	Préparation	Exploitation	Long Terme
Usage du sol						

4.4.4 Sismicité induite

Description de la nuisance – retour d'expérience disponible

L'exploitation du sous-sol, notamment lorsqu'elle exige le recours à des travaux de fracturation ou de stimulation du massif (à des fins d'augmentation de la perméabilité) est susceptible de perturber l'état des contraintes préexistant dans le massif. Ceci peut résulter de l'injection répétée de fluides sous pression combinée à l'extraction de fluides (eau et gaz) parfois en grandes quantités.

En présence de failles régionales « sensibles », potentiellement instables, à proximité immédiate du site d'extraction, le procédé d'exploitation peut, dans certaines configurations très spécifiques, contribuer au déclenchement d'un rejeu susceptible d'induire un séisme de faible magnitude d'origine anthropique.

Dans la grande majorité des cas, de tels phénomènes isolés, ne sont pas de nature à mettre en péril la sécurité des personnes, mais, s'ils sont répétés, ils peuvent être à

l'origine de nuisances. Si plusieurs phénomènes de ce type ont été décrits en lien avec l'exploitation des hydrocarbures de roches mère (huiles et gaz de schistes) et des ressources géothermiques profondes, aucun cas de sismicité induite n'a été retrouvé associé à une exploitation de CBM.

Méthodes de prévention et de limitation des effets





La caractérisation de la configuration structurale du site (présence de failles majeures à proximité) permet de juger de la sensibilité du site.

Parallèlement, si le procédé d'exploitation ne recourt pas à des travaux de fracturation hydrauliques intensifs ni à des injections souterrains de grandes quantités d'eau de production, la criticité du scénario en sera d'autant réduite.

Dans des configurations sensibles, le déploiement de réseaux d'écoute micro-sismique permettra d'enregistrer l'activité vibratoire au fond et en surface et peut permettre de détecter une dérive dans le fonctionnement du système.

Synthèse

Le visuel « point d'attention » rappelle principalement la nécessité de vérifier, par méthode géophysique notamment, l'absence de failles majeures à proximité immédiate de l'exploitation.

	Sans fracturation hydraulique (avec ou sans stimulation)		Avec fracturation hydraulique	
	Foration, exhaure, exploitation	Long Terme	Foration, exhaure, exploitation	Long Terme
Sismicité induire				

4.4.5 Feux souterrains

Description de la nuisance – retour d'expérience disponible

Le phénomène d'auto-échauffement du charbon, appelé aussi « combustion spontanée », résulte de l'oxydation de la matière organique de la roche mise en contact avec l'oxygène de l'air. Dans un milieu confiné (forage souterrain), une réaction exothermique comme l'oxydation peut induire une élévation de température et entraîner l'échauffement du minerai.

Pour que le phénomène d'auto-échauffement puisse s'initier, trois conditions concomitantes doivent être réunies :

- le volume de combustible doit être suffisant (systématiquement le cas ici) ;
- l'apport d'oxygène (comburant) doit également être suffisant (volume d'air infiltré). Ceci constitue, à n'en pas douter, le paramètre limitant du phénomène ;
- le processus doit être entretenu suffisamment longtemps pour permettre l'échauffement du combustible.

Une fois engagé, un tel processus peut s'avérer très dommageable et délicat à maîtriser. Outre l'émanation de gaz et substances toxiques (SO_x, CO_x, HAP, H₂S...), la combustion de couches peu profondes peut également générer l'apparition de désordres en surface résultant de la combustion du charbon et l'émission de vapeurs brûlantes, voire la présence de flammes en surface. Le facteur limitant à l'initiation et au développement de tels phénomènes est l'apport d'oxygène au sein du charbon. De fait la plupart des feux souterrains connus de par le monde (hors CBM) sont observés au sein de travaux miniers (actifs ou abandonnés) ainsi qu'à proximité immédiate des affleurements de charbon.

Le principal lien entre l'exploitation du gaz de houille et le déclenchement du phénomène d'auto-échauffement réside dans le rabattement des nappes qui baignent le charbon. La possibilité d'initier un feu souterrain du simple fait du dénoyage des couches semble très peu probable car cela exigerait une introduction d'importantes quantités d'air ce qui semble très peu réaliste, notamment à grande profondeur. Une attention particulière devrait toutefois être portée si l'exploitation prévue venait à jouxter d'anciennes exploitations minières au sein desquelles des échauffements préalables avaient déjà été constatés.

Les quelques cas relatés d'interaction entre CBM et feux souterrains sont très rares (Wyoming, Colorado). Ils relèvent principalement du rabattement d'aquifères de surface et se cantonnent à des zones très peu profondes. Lorsque les couches de charbon débouchant à l'affleurement s'enflamment (foudre, feux de broussaille), l'approfondissement du phénomène initié en surface s'arrête généralement dès que le feu rencontre la nappe phréatique. Dès lors que cette nappe a été rabattue de manière sensible, la propagation des feux peut se développer sur des distances nettement plus importantes et engendrer les nuisances (ou risques) cités en début de paragraphe.


Méthodes de prévention et de limitation des effets

L'analyse du contexte d'exploitation (nature et profondeur des couches, présence d'anciennes exploitations voisines...) doit permettre d'évaluer la sensibilité d'un site à voir se développer un tel phénomène particulièrement rare dès lors que les couches sont situées à plusieurs centaines de mètres de profondeur. En cas de configurations défavorables (couches à l'affleurement notamment), le respect de bonnes pratiques doit permettre de limiter le risque de déclenchement ou de propagation du phénomène :

- gestion optimisée des aquifères permettant de ne pas abaisser, même temporairement, le niveau des nappes superficielles ;
- maîtrise des entrées d'air (éviter la mise en place d'un circuit pérenne de circulation d'air).

Synthèse

Le développement de ce type de phénomènes s'avère très rarement lié à la mise en œuvre de la filière CBM. Les très rares cas semblent de plus limités à des configurations spécifiques très défavorables (faibles profondeurs, interaction avec d'anciens travaux miniers...). Si de telles configurations sont rencontrées, une mise en œuvre attentive de bonnes pratiques de prévention doit permettre de limiter le risque d'initiation du phénomène.


	Avec ou sans fracturation hydraulique
	Foration, exhaure, exploitation, long terme
Feux souterrains	

4.4.6 Subsidence

Description de la nuisance – retour d'expérience disponible

Dans le cas d'autres types d'exploitation (hydrocarbures notamment), le pompage de très importantes quantités d'eau du sous-sol a pu engendrer des phénomènes de subsidence (affaissement ou compaction des terrains se propageant jusqu'en surface) liés pour partie à la compaction des couches sensibles au sein desquelles l'eau a été extraite.






































































La subsidence en soi ne pose que très rarement des nuisances perceptibles, surtout si elle se limite à des intensités modérées (de l'ordre de quelques centimètres) et qu'elle s'étend sur de larges zones. Elle est en effet alors progressive et continue dans le temps et l'espace. De fait, le sujet est abordé dans plusieurs documents synthétiques d'évaluation des impacts potentiels de la filière CBM sans toutefois qu'aucun exemple de retour d'expérience défavorable ne soit fourni. Ainsi, dans le cas du bassin de Powder River (Wyoming), malgré une configuration a priori défavorable (pompage de grandes quantités d'eau induisant le rabattement des nappes superficielles), les effets de subsidence se sont avérés négligeables, (Fisher, 2001).






	Avec ou sans fracturation hydraulique
	Foration, exhaure, exploitation, long terme
Subsidence	

4.5 Analyse simplifiée des risques et impacts environnementaux susceptibles de résulter de la mise en œuvre de la filière CBM sur la base d'un retour d'expérience à l'international

Le tableau suivant synthétise l'analyse simplifiée des risques et impacts potentiels induits sur les personnes, les biens et l'environnement réalisée dans le chapitre 4.

Analyse simplifiée des risques et impacts environnementaux susceptibles de résulter de la mise en œuvre de la filière CBM sur la base d'un retour d'expérience à l'international

		Sans fracturation hydraulique (avec ou sans stimulation)			Avec fracturation hydraulique			
		Préparation	Exploitation	Long Terme	Préparation	Exploitation	Long Terme	
Risques accidentels	Fuites au travers des puits, têtes de puits et canalisations basse à moyenne pression	 (sur plateforme)	 (au-delà)		 (sur plateforme)	 (au-delà)		
	Fuites sur compresseurs et canalisations haute pression	s.o.		s.o.	s.o.		s.o.	
	Migration non maîtrisée de gaz vers la surface	Profondeur modérée						
		Profondeur importante						
Impacts environnementaux	Impacts sur le niveau des nappes superficielles							
	Impact sur la qualité des eaux souterraines							
	Impact sur la qualité des eaux de surface							
	Impact sur la qualité de l'air							
	Impact sur la qualité des sols							
	Impacts sanitaires							
	Impacts sur les écosystèmes							
	Rejet gaz à effet de serre							
Nuisances	Trafic							
	Bruit							
	Usage du sol							
	Sismicité induite							
	Combustions souterraines							
	Subsidence							

-  Criticité limitée : risques, impacts ou nuisances a priori limités à très limités.
-  Point d'attention : risque ou impact avérés, besoin de mise en oeuvre ou de développement de techniques de prévention.
-  Point d'attention : situation de doute, besoin de développer des connaissances ou d'acquérir des données non disponibles.
-  Point sensible : risque ou impact avérés, besoin de mise en oeuvre ou de développement de techniques de prévention.
-  Point sensible : situation de doute, besoin de développer des connaissances ou d'acquérir des données non disponible

5 Perspectives de recherche

L'analyse des lacunes et des verrous scientifiques présentée dans ce qui suit résulte pour partie de la réflexion menée par le BRGM, l'INERIS, l'IFPEN, le CNRS et l'Université de Lorraine, dans le cadre de l'Alliance Nationale de Coordination de la Recherche pour l'Energie (Groupe de travail n°2).

5.1 Lacunes de connaissance

En raison de l'absence d'expériences industrielles abouties en France, le BRGM et l'INERIS n'ont à ce jour que peu ou très peu d'expérience opérationnelle sur la mise en œuvre des technologies utilisées pour la production de gaz de houille, ainsi que sur les impacts réels que ces technologies pourraient avoir sur l'environnement souterrain, la biosphère, voire l'atmosphère.

Le présent rapport résulte d'une synthèse bibliographique à partir de laquelle une évaluation simplifiée des risques est proposée, qui permet d'identifier un certain nombre de points sur lesquels une vigilance doit être portée. Pour accompagner ces points de vigilance et acquérir un statut de référent en la matière, l'acquisition de compétences par nos instituts est indispensable.

Il s'agit en particulier :

- de l'efficacité d'une exploitation de gaz de charbon sans mise en œuvre de la fracturation hydraulique, hors contexte géologique spécifique (comme semble l'être l'anticlinal faisant l'objet d'exploration en Lorraine par la société EGL, voir Annexe 6) ;
- de la nature précise des techniques de stimulation potentiellement envisageables et de leur conformité au regard de la loi pour la production de gaz de houille ;
- des mesures de prévention envisagées pour prévenir les risques et nuisances potentiellement liés à l'exploitation des installations industrielles de surface (canalisations, compresseurs, stations de traitement...) ;
- des opérations à recommander afin de prévenir tout risque de fuite non maîtrisée de gaz vers la surface, en particulier dans le cas d'exploitation à faible profondeur (quelques dizaines à quelques centaines de mètres), ce qui ne devrait pas être le cas à court terme en France ;
- des recommandations concernant les bonnes pratiques à mettre en œuvre lors de la réalisation des forages ;
- des recommandations concernant l'établissement de l'état initial des sites et des ressources qu'ils contiennent (en particulier l'eau souterraine) ;
- de la modélisation des effets des pompages sur le régime hydrodynamique des nappes, les impacts sur la ressource, sur les équilibres physico-chimiques, les risques de mise en communication entre nappes phréatiques et nappes profondes ;

- de la qualité des eaux produites, de leur traitement et des conditions de leur rejet et d'éventuels impacts potentiels associés ;
- des impacts possibles des pompages sur la tenue des terrains (subsidence), ce qui ne devrait pas être le cas non plus dans un premier temps en France ;
- des besoins de connaissances et de données relatives à des problématiques peu étudiées jusqu'ici (impacts sanitaires et rejet de gaz à effet de serre, notamment) ;
- de la gestion des paysages et de l'usage des sols en fonction de l'occupation de la surface et de la densité envisagée des plateformes.

La plupart de ces développements relèvent de la validation ou de l'adaptation de solutions technologiques et sont du domaine de l'expertise avec des résultats attendus à relativement court terme. D'autres relèvent à l'inverse de travaux de développement de connaissance, plus proches du domaine de la recherche avec des résultats attendus plutôt mobilisables à moyen terme.

Au regard du temps disponible pour l'élaboration du présent document, il ne nous a pas été possible de quantifier, pour les différents points, les efforts d'expertise et/ou de recherche requis.

5.2 Verrous

5.2.1 Les acteurs de la recherche

En France, les acteurs français présents dans le domaine de la recherche scientifique sur les charbons naturels en général et les gaz de houille en particulier, sont peu nombreux. Leur représentation est faible dans les équipes européennes et inexistante au niveau international. Les principaux acteurs publics sont : BRGM, INERIS, Université de Lorraine et dans une moindre mesure IFPEN et quelques laboratoires du CNRS.

Les maigres travaux de recherche sont essentiellement limités à ces organismes de recherche, la population des spécialistes est vieillissante et très difficile à renouveler, cette thématique ayant souffert de la perte d'intérêt pour le charbon en France et de l'absence de soutien dans le cadre de la programmation de la recherche et de la formation.

5.2.2 Verrous scientifiques et techniques

La caractérisation des paramètres physiques et chimiques ainsi que le contrôle de la déformation des charbons nécessitent la conception et la réalisation d'équipements spécifiques dédiés à la réalisation des tests en laboratoire. De par sa nature extrêmement friable, l'échantillonnage des charbons reste toujours un handicap majeur pour garantir la représentativité des analyses dont il peut faire l'objet. La recherche de méthodes de préparation de ces matériaux constitue un objectif pour leur étude .

L'analyse de la spécificité des charbons au regard de leur fracturation naturelle est une thématique de recherche émergente (techniques disponibles, limites, contextes, existence d'une fracturation naturelle), destinée à mieux comprendre le comportement des charbons en tant que réservoir à gaz.

Les modèles permettant de simuler la structure des charbons, les phénomènes d'échanges de gaz et le comportement mécanique restent à développer ainsi que les couplages ThermoHydroChimique et Mécanique (THC et M).

Concernant les impacts environnementaux, il y a un manque général d'informations précises et circonstanciées sur les situations où des impacts sur les aquifères sont déclarés ou suspectés. Il est nécessaire de réaliser un retour d'expérience approfondi allant au-delà de la bibliographie actuellement disponible, notamment en établissant des contacts avec les autorités compétentes dans les principaux pays concernés. Des investigations pourraient s'appuyer sur des cas d'études précis. De plus, étant donné que l'exploitation du gaz de houille est une industrie encore relativement jeune, des études complémentaires sont nécessaires pour comprendre pleinement les impacts environnementaux à long terme.

Pour ce qui est des gaz à effet de serre, les études existantes reposent sur des données très limitées. Il y a un réel besoin de recherches indépendantes et exhaustives pour déterminer les émissions réelles de l'industrie du gaz de houille. En particulier, les émissions directes dans l'atmosphère lors de la recherche ou de la production sont sujettes à controverses. Les recherches pourraient aussi s'étendre aux émissions une fois que l'exploitation a cessé. Enfin des études pourraient être réalisées afin de déterminer dans quelle mesure les bonnes pratiques sont à même de réduire les émissions.

L'accessibilité aux équipements industriels reste également un verrou majeur. Il serait souhaitable que le BRGM et l'INERIS puissent avoir accès aux dossiers des projets passés ou en cours d'exploitation des gaz de houille en France. Les projets collaboratifs sont indispensables pour avancer dans les divers domaines détaillés plus haut. A ce titre, il est important de noter que le BRGM et l'INERIS sont des partenaires de premier plan dans la conception du laboratoire souterrain du projet CARBOLAB (cf. Annexe 5) qui devrait permettre de réaliser des expérimentations in situ (Pozo Montsacro, Asturias, Espagne). Par ailleurs, L'Université de Lorraine est en discussion avec la société EGL en Lorraine afin d'accéder aux puits d'exploration que cette dernière a réalisés.

Finalement, les équipes françaises ont tout ou presque à apprendre dans le domaine de l'efficacité technologique et économique du procédé de production, ce qui inclut les besoins de traitement des effluents et les coûts associés.

5.2.3 Verrous financiers

L'acquisition de compétences dans le domaine de la maîtrise des processus mis en œuvre lors de la production des gaz de charbon et la caractérisation des impacts associés à cette technologie, font l'objet de très faibles soutiens financiers et par conséquent d'une très faible mobilisation de la communauté scientifique.

6 Bibliographie

- EIA : U.S. Energy Information Administration www.eia.gov
- EPA : U.S. Environmental Protection Agency www.epa.gov
- RFCS 2012 : Summaries of RFCS Projects : 2003-2012. Research Fund for Coal and Steel <http://cordis.europa.eu/coal-steel-rtf>

Aldhous, P. (2012) - "Drilling into the Unknown", New Scientist, Issue 2849, pp. 8-10.

Bartos, T.T., and Ogle, K.M. (2002), Water quality and environmental isotopic analyses of ground- water samples collected from the Wasatch and Fort Union formations in areas of coalbed methane development : implications to recharge and ground-water flow, eastern Powder River Basin, Wyoming. , Water-resources investigations report ; 02-4045: Cheyenne, Wyo; Denver, CO, U.S. Dept. of the Interior U.S. Geological Survey, p. vi, 88 , (4 folded).

Berton Fisher J., Santamaria A. (2002), Dissolved Organic Constituents in Coal-Associated Waters and Implications for Human and Ecosystem Health, http://ipec.utulsa.edu/Conf2002/fisher_santamaria_120.pdf

Bunnell JE, Tatu CA, Bushon RN, Stoeckel DM, Brady AM, Beck M, Lerch HE, McGee B, Hanson BC, Shi R, Orem WH. (2006), Possible linkages between lignite aquifers, pathogenic microbes, and renal pelvic cancer in northwestern Louisiana, USA, Environ Geochem Health. 2006 Dec; 28(6): 577-87.

Bunnell JE, Tatu CA, Lerch HE, Orem WH, Pavlovic N. (2007), Evaluating nephrotoxicity of high-molecular-weight organic compounds in drinking water from lignite aquifers. J Toxicol Environ Health A. 2007 Dec;70(24): 2089-91

Bureau of Land and Management (1999) - Wyodak Coal Bed Methane Project Final Environmental Impact Statement. U.S. Department of Interior, Bureau of land management, Buffalo Field Office.

Cox D.O., Young G.B.C. (1995) - Well Testing History in Coalbed Methane (CBM) Wells: An Environmental : Remediation Case. SPE 30578.

Davis, W.N. (2008). Effects of Coalbed Natural Gas Development on Fish Assemblages in Tributary Streams in the Powder River Basin, Montana and Wyoming. M.S. Thesis, Montana State University, Bozeman, MO. EPA-HQ-OW-2008-0517, DCN 07229.

Day S., Connell L., Etheridge D. et al. (2012) - Fugitive Greenhouse Gas Emissions from Coal Seam Gas Production in Australia. CSIRO, Australia.

DECC 2012 : The unconventional hydrocarbon resources of Britain's onshore basins – Coalbed Methane, Department of Energy and Climate Change (DECC) <http://og.decc.gov.uk>

Doherty, M.K., (2007). Mosquito Populations in the Powder River Basin, Wyoming: A comparison of Natural, Agricultural And Effluent Coal Bed Natural Gas Aquatic Habitats. M.S. Thesis, Montana University, Bozeman, MO, EPA-HQ-OW-2008-0517, DCN 07229.

EGL (2011) : Rapport sur l'approche exploratoire de la campagne EuropeanGas Limited pour le permis Bleu Lorraine Nord.

www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/576.pdf

Fisher (2001) – Environmental Issues and Challenges in Coal Bed Methane Production. 8th International Petroleum Environmental Conference. http://ipec.utulsa.edu/Conf2001/fisher_92.pdf

Gaitan E, Cooksey RC, Legan J, Cruse JM, Lindsay RH, Hill J. (1993), Antithyroid and goitrogenic effects of coal-water extracts from iodine-sufficient goiter areas, Thyroid. 1993 Spring;3(1):49-53.

Griffiths M., Severson-Baker C. (2006) – Unconventional Gas. The environmental challenges of coalbed methane development in Alberta. Report. The Pembina Institute.

IEA (2012) - Golden Rules for a Golden Age of Gas. World Energy Outlook Special Report on Unconventional Gas.

Lightfoot J. (2009), Coal Seam Horizontal Drilling and Wellbore Design for Underground Coal Gasification, CCTR Advisory Panel, Indiana Center for Coal Technology Research.

Lindsay RH, Hill JB, Gaitan E, Cooksey RC, Jolley RL (1992), Antithyroid effects of coal-derived pollutants, J Toxicol Environ Health. 1992 Dec;37(4):467-81

National Academy of Sciences (2010) - Management and Effects of Coal Bed Methane Produced Water in the Western United States. The National Academy of Sciences.

McBeth, I., Reddy, K.J., and Skinner, Q.D., 2003a, Chemistry of trace elements in coalbed methane product water: Water Research, v. 37, p. 884-890.

McBeth, I.H., Reddy, K.J., and Skinner, Q.D., 2003b, Coalbed methane product water chemistry in three Wyoming watersheds: Journal of the American Water Resources Association, v. 39, p. 575-585.

Maharaj SV, Orem WH, Tatu CA, Lerch HE 3rd, Szilagyi DN. (2013), Organic compounds in water extracts of coal: links to Balkan endemic nephropathy, Environ Geochem Health. 2013 Mar 21.

Moran C., Vink S. (2010) - Assessment of impacts of the proposed coal seam gas operations on surface and groundwater systems in the Murray-Darling Basin. Centre for Water in the Minerals Industry Sustainable Minerals Institute. The University of Queensland.

Moomaw, W., P. Burgherr, G. Heath, M. Lenzen, J. Nyboer, A. Verbruggen, (2011): Annex II: Methodology. In IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation [O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. von Stechow (eds)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

Moore, T., A., (2012), Coalbed Methane : a review, Int. J. of Coal Geol., 101, 36-81.

Mosher K., J. He, Y. Liu, E. Rupp, J. Wilcox (2012). The Influence of Micro- and Mesoporosity on Methane Adsorption: Applications to Capacity Estimates in Coal and Gas Shale Systems, Int. J. Coal. Geol.

O'Neil, P.E., S.C. Harris, M.F. Mettee, T.E. Shepard, and S.W. McGregor. (1993). Surface Discharge of Wastewaters from the Production of Methane from Coal Seams in Alabama. The Cedar Cove Model. Geological Survey of Alabama, Bulletin 155, Tuscaloosa, AL. EPA-HQ-OW-2008-0517, DCN 07229.

Orem W., Tatu C., Pavlovic N., Bunnell J., (2008), Health effects of toxic organic substances from coal in drinking water : Balkan endemic nephropathy (BEN) and pandemic nephropathy (PEN), Proceedings of the second national conference on USGS health-related research,

Orem W., Tatu C., Pavlovic N., Bunnell J., Kolker A., Engle M., Stout B., (2009), Health Effects of Energy Resources, Fact sheet, 2009-3096, <http://pubs.usgs.gov/fs/2009/3096/pdf/fs2009-3096.pdf>

Pavlovic NM, Orem WH, Tatu CA, Lerch HE, Bunnell JE, Feder GL, Kostic EN, Ordodi VL. (2008), The role of lecithin cholesterol acyltransferase and organic substances from coal in the etiology of Balkan endemic nephropathy: a new hypothesis, Food Chem Toxicol. 2008 Mar;46(3):949-54

Pavlović NM, Maksimović V, Maksimović JD, Orem WH, Tatu CA, Lerch HE, Bunnell JE, Kostić EN, Szilagyi DN, Paunescu V. (2013), Possible health impacts of naturally occurring uptake of aristolochic acids by maize and cucumber roots: links to the etiology of endemic (Balkan) nephropathy., Environ Geochem Health. 2013 Apr;35(2):215-26

FIG 2011 : Coal bed methane. Państwowy Instytut Geologiczny - Polish Geological Institute. <http://geoportal.pgi.gov.pl>

Pociask-karteczka J., M. Jasinska, J. W. Mietelski (1997). The influence of radionuclides released by Silesian coal mine activity on the natural environment in the Upper Vistula basin (Poland). Freshwater Contamination (Proceedings of Rabat Symposium S4, April-May 1997). IAHS Publ. no. 243, 1997

Queensland Government (2011) - Coal Seam Gas Well Head Safety Program—Final Report, 2011. Department of Employment, Economic Development and Innovation. Available online:<http://mines.industry.qld.gov.au/assets/petroleum-pdf/Coal-Seam-Gas-Well-Head-Safety-Program-Inspection-Report-2011.pdf>

Rice, C.A., (2003), Production waters associated with the Ferron coalbed methane fields, central Utah: chemical and isotopic composition and volumes: International Journal of Coal Geology, v. 56, p. 141-169.

Saddler H. (2012) - Review of literature on international best practice for estimating greenhouse gas emissions from coal seam gas production. Pitt and Sherry (Operations).

Santos (2009) – GLNG project. Environmental Impact Statement. Coal seam gas field environmental values and management of impacts. 6.9 Greenhouse gas emissions.

Suciu E., Ordodi V., Szilagyi D., Tatu C., Orem W., Lerch H., Bunnell J., Paunescu V (2005), Balkan Endemic Nephropathy Etiology: A Link Between Geochemistry and Medicine, Timisoara medical journal, n°3, 2005

Tatu CA, Orem WH, Finkelman RB, Feder GL. (1998), The etiology of Balkan endemic nephropathy: still more questions than answers, Environ Health Perspect. 1998 Nov;106(11):689-700.

U.S. DOI, (2005). Assessment of Contaminants Associated with Coal Bed Methane-Produced Water and Its Suitability for Wetland Creation or Enhancement Projects. U.S. Fish & Wildlife Service Region 6, Contaminant Report Number: R6/721C/05. EPA-HQ-OW-2004-0032-2422.

US EPA (2010) - Coalbed Methane Extraction: Detailed Study Report. EPA-820-R-10-022 Pp91

US EPA (2004) - Evaluation of Impacts to Underground Sources of Drinking Water by Hydraulic Fracturing of Coalbed Methane Reservoirs. EPA 816-R-04-003

USGS. (2006). Coalbed Methane Extraction and Soil Suitability Concerns in the Powder River Basin, Montana and Wyoming. Fact Sheet 2006-3137 (November). EPA-HQ-OW-2008-0517, DCN 07229.

USGS (2000) - Coal-Bed Methane: Potential and Concerns. USGS Fact Sheet FS-123-00.

Van Voast, W.A., 2003, Geochemical signature of formation waters associated with coalbed methane: Aapg Bulletin, v. 87, p. 667-676.

Veil, J.A., M.G. Puder, D. Elcock, and R.J. Redweik, Jr. (2004). A White Paper Describing Produced Water from Production of Crude Oil, Natural Gas, and Coal Bed Methane. Prepared for the U.S. Department of Energy (January). EPA-HQ-OW-2008-0517, DCN 07229.

Vickers, D.T. (1990). Disposal practices for waste waters from coalbed methane extraction in the Black Warrior Basin, Alabama. In: Proceedings of the First International Symposium on Oil and Gas Exploration and Production Waste Management Practices. EPA-HQ-OW-2008-0517, DCN 07229.

WorleyParsons (2011) Greenhouse Gas Emissions Study of Australian LNG. Available online:
<http://www.woodside.com.au/Our-Approach/Climate-Change/Pages/Benefits-of-LNG>

Annexe 1

Lettre de commande du MEDDE



Direction générale de l'énergie et du climat

Paris, le

08 MARS 2013

Direction de l'Energie

Sous-direction Sécurité d'approvisionnement
et nouveaux produits énergétiques

Bureau Exploration Production des Hydrocarbures

Monsieur le Président du BRGM

Monsieur le Directeur général de l'INERIS

Nos réf. :

Vos réf. : 2A/2013/03/11040

Affaire suivie par : Catherine THOUIN

Catherine.thouin@developpement-durable.gouv.fr

Tél. 01 40 81 95 20 - Fax : 01 40 81 95 29

Objet : Synthèse de l'état des connaissances scientifiques disponibles sur les risques et l'impact sur l'environnement de l'exploitation des gaz de houille
PJ : Note DGPR/DGEC du 29 janvier sur le gaz de houille

Dans une note commune en date du 29 janvier 2013, que vous trouverez ci joint pour information, la DGPR et la DGEC ont présenté à Madame la Ministre de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie une synthèse rappelant les différentes techniques mises en œuvre en France pour récupérer le gaz de mines et le gaz de houille. Cette note développe également la situation en France tant au niveau de l'exploration et de l'exploitation qu'au niveau de la recherche, dans laquelle le BRGM et l'INERIS sont impliqués.

Madame la Ministre souhaite un complément d'information sur l'exploitation du gaz de houille, qui établit un état complet des connaissances scientifiques disponibles sur l'exploitation de tels gisements, les techniques qui lui sont associées et leurs impacts tant sur le plan des risques industriels que sur l'environnement (y compris les émissions de gaz à effet de serre).

Nous vous demandons de réunir les connaissances acquises par votre organisme sur ces sujets et d'en réaliser une synthèse, dont le résultat est attendu par la ministre pour le 30 mars prochain.

Le directeur général de l'Energie et du Climat

Laurent MICHEL

La directrice générale de la prévention des risques

Patricia BLANC

Annexe 2

Les isothermes d'adsorption et de concentration en gaz

L'ensemble « charbon et gaz » est, dans un gisement donné, en état d'équilibre de sorption correspondant à une certaine pression de gaz. Les conditions de cet équilibre sont définies par une loi physique, dont la présentation graphique est appelée communément *isotherme*. Elle correspond à la capacité d'adsorption d'un charbon à une température donnée³, en fonction de la pression de gaz. Cette capacité d'adsorption est souvent exprimée en m³ de gaz par tonne de charbon pur et sec, c'est-à-dire le charbon exempt de matière minérale (cendres) et d'humidité (matière organique pure ou MOP). La figure 1 représente la forme générale de cette courbe. Elle montre un fort accroissement de la capacité d'adsorption lorsque la pression de gaz croît, dans les valeurs les plus basses de la pression.

Lorsque celle-ci atteint des valeurs élevées, la capacité d'adsorption croît moins vite, au point d'aboutir à une saturation vers des pressions de 50 bar (5 MPa) ou plus.

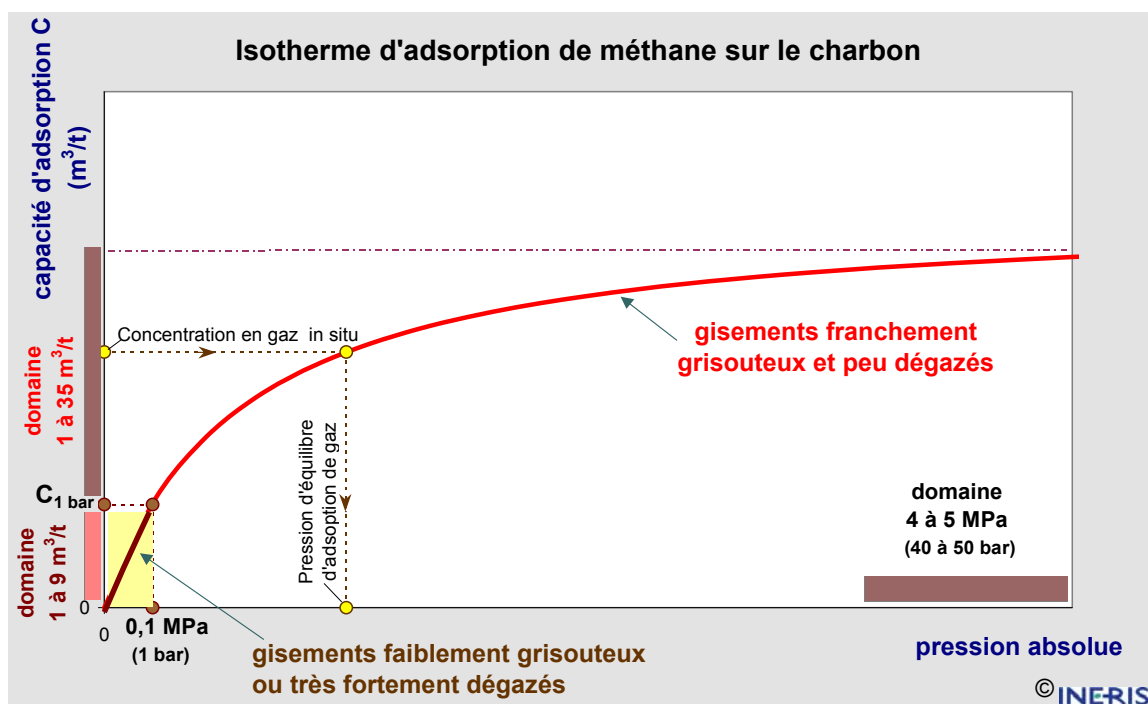


Figure 2. Isotherme d'adsorption de méthane sur le charbon et principaux domaines caractéristiques de la liaison méthane-charbon dans un gisement (schéma de principe)

³ Un niveau standard de 25°C est utilisé le plus souvent, qui correspond à la température moyenne des gisements exploités.

La caractéristique intrinsèque que constitue, pour un charbon donné, sa capacité théorique d'adsorption exprimée par l'isotherme d'adsorption d'un gaz donné, ne détermine pas ou peu la quantité de gaz effectivement contenue par le charbon *in situ*. En effet, cette quantité résulte du passé géologique d'un dépôt (gisement) donné, lui-même déterminé par l'interaction complexe de très nombreux facteurs (pression, température, quantité de gaz produit lors de la formation de la houille, conditions de confinement du gisement au cours des différentes étapes de sa formation, adsorption ultérieure de gaz migrant des sources extérieures : volcaniques, mantelliques, géothermales, etc.).

De ce fait, des inégalités souvent très importantes existent entre les différents gisements houillers et/ou certaines de leurs parties, en ce qui concerne la quantité et la composition des gaz présents. Ainsi, en France, il existe des gisements peu - voire très peu - concernés par la présence de gaz (gisement de l'Aumance en Auvergne par exemple), mais également des gisements réputés comme très grisouteux, comme notamment les bassins de Lorraine ou du Nord et du Pas-de-Calais.

La quantité de gaz effectivement présente dans le charbon *in situ* (très majoritairement du gaz adsorbé) peut être déterminée expérimentalement à partir des ouvrages miniers ou de forages. Elle est caractérisée par la *concentration totale* correspondant au volume total d'un gaz donné contenu dans une unité de masse de charbon. Ce paramètre est exprimé habituellement en m^3 de gaz par tonne de charbon. Pour pouvoir comparer les différents charbons, on considère le plus souvent le charbon pur et sec. Cependant, dans certains cas, la concentration en gaz peut être exprimée par tonne de charbon en place (charbon brut).

La *concentration totale* d'un charbon en gaz donné (le méthane par exemple) correspond à un point particulier de l'isotherme établi pour ce gaz, point représentant l'état réel du charbon dans ses conditions *in situ*. Cette concentration est égale, sur l'isotherme, à la capacité d'adsorption du charbon dans les conditions de son gisement (cf. figure 2). Elle est appelée *pression d'équilibre d'adsorption de gaz*. Dans les gisements ou leurs parties saturées en eau, cette pression peut être modifiée (augmentée) à l'échelle de macropores par la pression hydrostatique de l'eau. On parle alors de la *pression du gisement* qui constitue une résultante de la pression d'équilibre d'adsorption de gaz et de la pression hydrostatique.

A noter que la pression d'équilibre concerne le charbon et les roches encaissantes voisines. Il s'agit cependant d'un équilibre à l'échelle locale et la pression de gaz peut varier significativement d'un secteur à l'autre, au sein de la même formation géologique, en fonction de l'évolution du contexte sédimentaire et/ou tectonique.

Les valeurs des concentrations totales de méthane « en vierge », c'est-à-dire dans les zones non influencées par une exploitation ou par l'excavation d'un ouvrage, peuvent aller, selon les gisements ou parties de gisements, de quelques fractions de m^3/t à 10 voire 20 m^3/t ou plus encore dans les cas extrêmes.

Les pressions absolues de gaz *in situ* peuvent présenter des valeurs allant de moins de 0,1 MPa (1 bar) jusqu'à 2 MPa (2 bar) voire bien plus.

La capacité qu'a le charbon d'adsorber un gaz varie en fonction de la pression de ce gaz et de très nombreux autres facteurs, dont les plus importants sont les caractéristiques intrinsèques du matériau lui-même (maturité et composition pétrographique, teneur en matière minérale, niveau de porosité, structure porale, développement et structure de la surface interne...) qui peuvent être très variables d'un charbon à l'autre. Par conséquent, des

écarts très importants peuvent exister entre les capacités d'adsorption présentées par différents charbons.

Ces différences sont bien illustrées sur la figure 3 qui montre, à titre d'exemple, les isothermes caractéristiques d'adsorption de méthane sur le charbon pur et sec établies pour certains charbons provenant des différents bassins français.

Les capacités d'adsorption de gaz par le charbon *in situ* dépendent aussi de la nature des gaz présents et de très nombreux paramètres du milieu. Parmi ces derniers, les plus importants sont la teneur en eau du charbon (humidité) et la température du gisement, paramètres dont l'accroissement réduit de manière générale la capacité du charbon à adsorber du gaz.

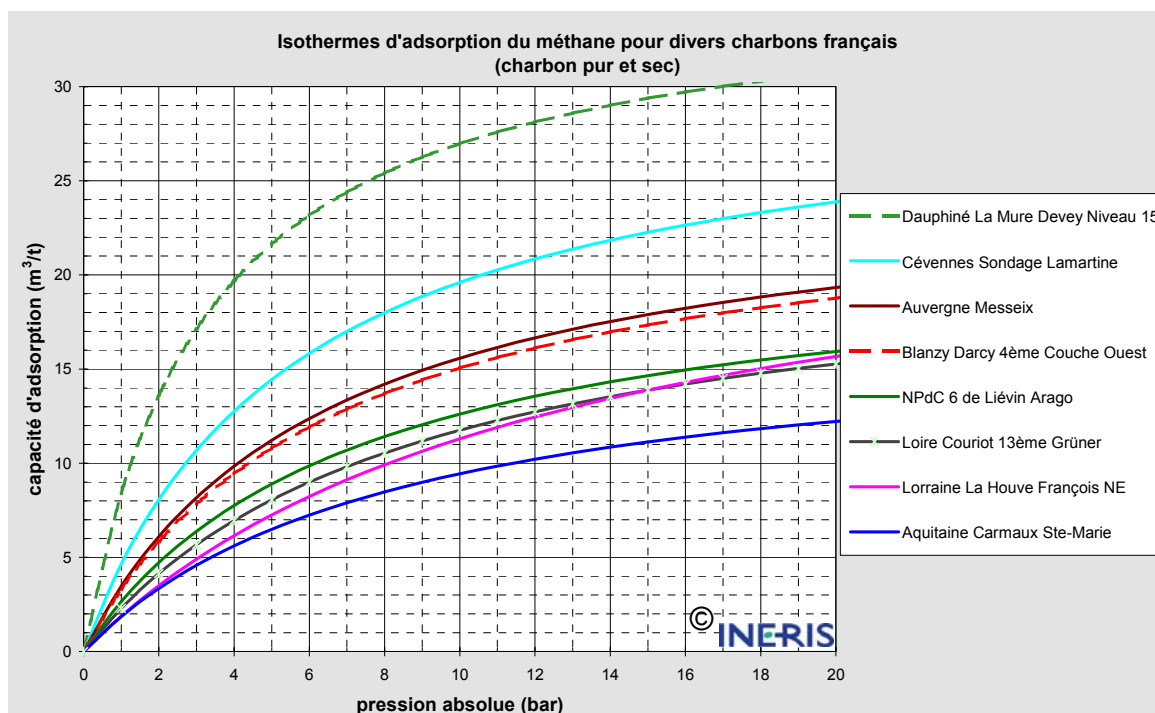


Figure 3. Exemple d'isothermes d'adsorption de méthane pour divers charbons français

Influence de la teneur en matière minérale (cendres)

Le méthane et d'autres gaz peu réactifs chimiquement ne sont pratiquement adsorbés que par la matière organique. Ainsi un charbon très chargé en matière minérale (cendres) a une capacité d'adsorption inférieure à celle du charbon analogue pur. Pour le méthane, la capacité de son adsorption par les charbons peut être considérée comme inversement proportionnelle à la teneur en matière minérale.

Influence de l'humidité

Pour le méthane, l'influence de l'humidité est particulièrement importante. Une relation générale établie expérimentalement sur de très nombreux charbons (Ettinger et al. 1958)

montre que l'humidité de 2 à 5 % classiquement rencontrée dans les dépôts houillers *in situ* réduit de 40 à 60 % la capacité d'adsorption, comparativement à du charbon sec (figure 4).

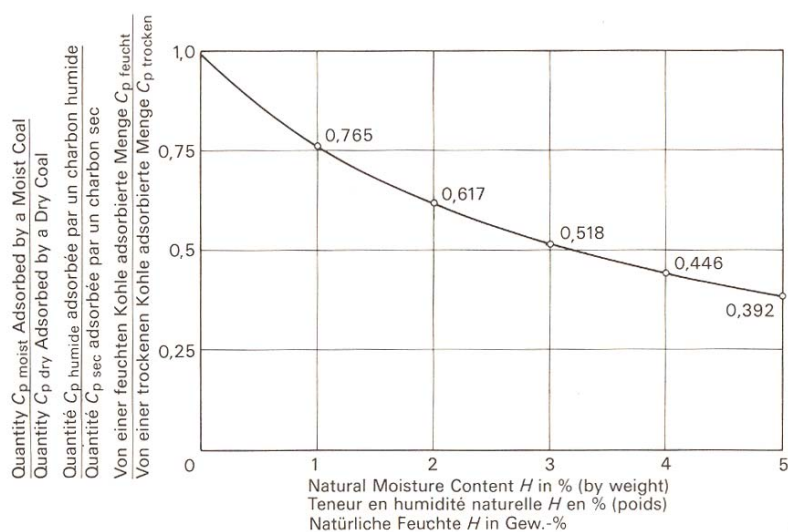


Figure 4. Influence de l'humidité sur la capacité d'adsorption du méthane par le charbon, selon la relation d'Ettinger (source : Boxho et al. 1980)

Influence de la température

De manière générale, pour une même pression d'équilibre, la quantité de gaz adsorbé décroît lorsque la température du milieu augmente (Chiche 1960, Gunther 1964, Carrière et al. 2010). Pour les charbons français, il a été déterminé expérimentalement en laboratoire par le CERCHAR⁴, qu'entre 25°C et 45°C, la quantité de méthane adsorbé décroît en moyenne de 0,8% par 1°C pour un charbon gras et de 0,6% par 1°C pour un anthracite (Gunther, 1964).

Influence de la nature de gaz

La capacité d'adsorption d'un charbon dépend fortement de la nature du gaz. Ainsi, à une pression donnée, un charbon adsorbe plus de CO₂ que de CH₄, toutes choses égales par ailleurs (Chiche 1960, Ettinger et al. 1967). Pour les charbons français, selon leur maturité et le niveau de pression, le ratio des capacités d'adsorption de ces deux gaz est de 1,5 à 6 environ (Pokryszka et al 2010). Par conséquent, si dans un gisement donné, les concentrations en ces deux gaz sont équivalentes, la pression partielle d'équilibre d'adsorption induite par la présence du CO₂ sera toujours inférieure, voire très inférieure, à celle du méthane.

L'adsorption d'un mélange gazeux par le charbon est un phénomène très complexe. On admet cependant que la quantité totale de gaz adsorbé ne dépasse pas la capacité

⁴ Centre d'Etudes et de Recherches des Charbonnages de France, organisme à partir duquel l'INERIS a été créé en 1990.

d'adsorption du gaz contenu dans le mélange qui s'adsorbe le plus (CO_2 dans le cas de mélanges binaires de CO_2 et de CH_4).

Modes et mécanismes de dégagement de gaz adsorbé dans le charbon

Sur l'isotherme, il existe un point particulier représentant la capacité d'adsorption d'un charbon pour un gaz donné sous une pression de gaz de 0,1 MPa (1 bar) correspondant à la pression atmosphérique (voir la figure 2). Cette valeur particulière est communément notée $C_{1\text{bar}}$.

Elle constitue une frontière entre deux situations différentes correspondant aux deux modes différents du dégagement de méthane :

- si la concentration totale en gaz est supérieure à $C_{1\text{bar}}$, la pression du gisement est supérieure à la pression atmosphérique (0,1 MPa ou 1 bar). Le dégagement de gaz est alors produit principalement par la différence de pression régnant respectivement au sein du charbon et dans les ouvrages miniers (écoulement) ;
- si la concentration totale en gaz est inférieure à $C_{1\text{bar}}$, la pression du gisement est par conséquent inférieure à 0,1 MPa (1 bar). La migration de gaz est alors principalement produite par la différence de concentration en gaz au sein du charbon et dans les forages (diffusion). Le dégagement de grisou est dans ce cas très lent.

L'intensité de l'émission de gaz vers les ouvrages miniers ou les sondages de captage dépendra donc principalement du niveau de la concentration *in situ* qui détermine les modes de dégagement décrits ci-avant. Le dégagement sera d'autant plus rapide et important que la concentration en gaz du charbon (donc la pression) sera élevée.

Deuxième paramètre le plus important est la perméabilité du milieu dont le niveau déterminera en parallèle la quantité du gaz migrant effectivement vers les ouvrages. L'influence de ce paramètre est directement proportionnelle, la migration de gaz par l'écoulement dans le contexte des gisements houillers pouvant considérée dans une première approche comme gouvernée par la loi linéaire de Darcy.

Annexe 3

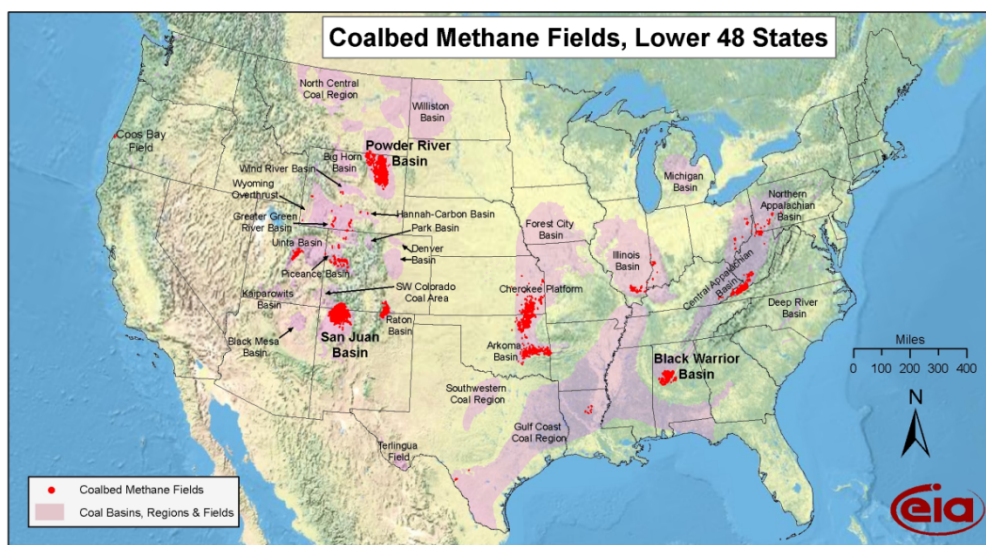
La production de gaz de houille dans le monde

États-Unis

Les premières expérimentations de récupération du gaz de charbon en tant que ressource ont démarré aux États-Unis à la fin des années 1970. L'exploitation du gaz issu des gisements houillers était conduite dans certains cas indépendamment de toute exploitation du charbon, grâce à des forages à partir de la surface. Les zones concernées étaient les bassins Black Warrior (Alabama) et San Juan (Colorado). Aujourd'hui, aux États-Unis, sous l'impulsion du Plan Climat de 1993 qui vise à réduire les rejets des émissions de méthane dans l'atmosphère et encourage la récupération du gaz de charbon, la part de la production de gaz de charbon s'établissait à environ 8% de la production totale de gaz naturel, soit 45 Gm³ en 2006. Avec le développement de techniques nouvelles, de nombreux projets deviennent économiquement rentables ; ils sont principalement recensés dans la région des Montagnes rocheuses.

La majorité de la production étatsunienne du gaz de couche provient de trois bassins (Figure 1) :

- *Black Warrior* (Alabama) ; exploité depuis les années 1980, il produit 3 Gm³/an),
- *San Juan* (Nouveau-Mexique, Utah, Colorado) ; il est devenu le principal lieu de production en 1989 ; il a produit 12 Gm³/an en 2009. *San Juan* a été criblé de 30 000 forages.
- *Powder River* (Wyoming). Exploité à partir de 1984, ce bassin a nécessité 15 ans de mise au point et 3 655 puits (à un rythme allant de quelques dizaines à 500 par an) avant une production industrielle. Ce bassin se caractérise par une production d'eau élevée : 108 Mm³ pour 2006.



Source: Energy Information Administration based on data from USGS and various published studies
Updated: April 8, 2009

Figure 1 : Localisation des principaux gisements de gaz de houille aux États Unis

Black Warrior et *San Juan* sont en phase de déclin, et produiront encore pendant une ou deux décennies. La production globale étatsunienne est en croissance de 5 % depuis 1999, soutenue par la mise en exploitation de *Powder River*. Là encore, ce bassin devrait se tarir d'ici une à deux décennies.

Canada

Le Canada semble posséder, avec la Russie, les plus importantes réserves de CBM potentiellement exploitables au Monde. Une part importante de ces ressources se trouve dans les plaines de l'Alberta (Horseshoe Canyon, Mannville Zone, Ardley Formation), ainsi qu'une petite partie en Colombie Britannique. La profondeur des couches qui y sont exploitées varie de moins de 200 à plus de 1500 mètres. L'essor de l'exploitation est nettement plus récent qu'il ne l'a été aux Etats-Unis. Ainsi, jusqu'en 2005, la production en Alberta était inférieure à 3 Gm³ par année. Cette production a toutefois été multipliée par 10 durant les 5 années suivantes (25 Gm³ en 2009).

La faible perméabilité des charbons canadiens exigent généralement le recours à des travaux de stimulation préalable du réservoir. Les travaux menés au Canada ont bénéficié des développements technologiques réalisés aux Etats-Unis et diverses exigences en termes de protection de l'environnement ont conduit à des adaptations des méthodes usuellement mises en œuvre pour limiter notamment l'impact sur les ressources en eau.

On notera la particularité du « Horseshoe Canyon » (entre Calgary et Edmonton) caractérisé par des horizons houillers situés à profondeur modérée (200 à 700 mètres) et que l'on peut caractériser comme « secs ». De fait, bien que les teneurs en gaz soient sensiblement inférieurs à celles rencontrées dans d'autres formations, ce bassin fait l'objet des exploitations les plus intenses au regard des avantages induits en termes techniques et financiers (absence d'exhaure). En 2009, près de 90 % de la production de l'Alberta résultait du « Horseshoe Canyon ».

Chine

La Chine possède un tiers des ressources mondiales de gaz de charbon, dont la profondeur n'excéderait pas plus 2 000 mètres. En 2002, la production chinoise de gaz de charbon s'est élevée à hauteur de 1,5 Gm³. La Chine a toutefois pris conscience de l'importance potentielle de cette filière et le gouvernement a fait du CBM l'un des projets stratégiques majeurs du dernier Plan Quinquennal, visant d'atteindre une production de 30 Gm³ en 2015 et 50 Gm³ en 2020.

Dès mars 2003, la société China United Coalbed Methane Co., Ltd. (l'unique société chinoise autorisée pour l'exploration, le développement, la production, le transport, la vente et l'utilisation du gaz de charbon extrait du sous-sol chinois) a conclu un nombre de 19 contrats avec des entreprises étrangères, pour une surface d'exploitation d'environ 32 000 km² (notamment au centre - nord du pays, dans les provinces de Shanxi et Henan) abritant selon les estimations environ 3,4 Tm³ de gaz de charbon. Les investissements étrangers correspondants s'élèvent à 90 millions USD. Il est notamment envisagé le recours à la technologie de forage par puits horizontaux développée par des entreprises étatsuniennes (Ambassade de la République Populaire de Chine aux Etats-Unis, 2006).

Dans le bassin de Qinshui (province de Shanxi), environ 70 puits d'exploration pour la récupération du gaz de charbon ont été forés. La production journalière atteint en moyenne 2000 à 4000 m³ avec des pointes à 16000 m³. Ces démarches d'exploration confirment la présence de réservoirs de gaz de charbon avec des teneurs élevées, comprises entre 10 et

37 m³/tonne, les valeurs les plus importantes étant situées dans les zones les plus profondes du bassin (profondeur de l'ordre de 700 m) (Su X. et al., 2005).

Australie

De manière assez similaire au Canada, le développement de la filière CBM s'est fait postérieurement à ce qui a pu être observé aux Etats-Unis. La production commerciale n'a ainsi été initiée qu'au milieu des années 1990 mais, dès 2010, l'Australie produisait près de 10 Gm³ par an avec un taux de croissance très marqué.

Les principales exploitations se situent dans divers bassins Permien-Triasique de l'est Australien. Si les premiers bassins exploités l'ont principalement été dans l'Etat de Queensland (essentiellement Bowen Basin, on notera que, depuis quelques années, le Surat Basin (New South Wales) présentant des couches moins profondes et plus perméables prend également un essor important.

De manière générale, les charbons australiens présentent des perméabilités faibles et exigent le recours à des travaux préalables de stimulation des couches.

Autres pays

En Inde, les ressources en CBM semblent également importantes et ce d'autant plus que bon nombre de dépôts houillers sont situés à des profondeurs trop importantes pour envisager, aujourd'hui, une exploitation minière traditionnelle. Une politique ambitieuse de promotion de la filière a été engagée par l'Etat à compter des années 2000. La production commerciale de CBM n'a toutefois débuté qu'en 2007 et serait proche de 60 Mm³ en 2009 ; cependant, comme pour la Chine, ces valeurs peuvent être sous-évaluées.

La Russie dispose de ressources colossales en CBM mais ne s'est, pour l'instant que modérément investi sur le sujet (plusieurs projets d'exploration en cours en 2009). Les choses pourraient toutefois rapidement s'accélérer, notamment dans le bassin de Kuzbass dont les réserves estimées sont de plus de 13000 Gm³ pour des horizons dont la profondeur est comprise entre 1800 à 2000 mètres.

Des travaux en Hongrie dans le bassin houiller Mecsek (au sud du pays, proche de la frontière commune avec l'actuelle Croatie) ont vu le jour en 1980 puis en 1993-1994. Avec les techniques utilisées, ils se sont révélés infructueux aux profondeurs atteintes (de l'ordre de 1000 m) : sur les 4 forages d'exploration, un seulement a fourni suffisamment de gaz pour être économiquement rentable (850 m de profondeur, couche charbonneuse de 10 m d'épaisseur). Cependant, des problèmes techniques liés à l'obstruction du forage avec du charbon n'ont pas permis la poursuite des travaux engagés. De récentes études menées en 2003 par l'US Geological Survey en association avec le Hungarian Geological Survey ont montré la faisabilité économique de la récupération du gaz de charbon en Hongrie dans le bassin houiller Mecsek, avec des teneurs en méthane de l'ordre de 15 m³/tonne de charbon en place, et ceci malgré de très faibles perméabilités constatées (< à 0.00039 Darcy). Les ressources estimées s'élèvent à 28 Gm³ (Landis et al., 2003).

Ailleurs en Europe, plusieurs essais ont été entrepris depuis fin des années 1980 jusqu'en début 2000, dans les principaux bassins houillers reconnus comme grisouteux (Pologne,

Grande Bretagne, Ukraine...). Ils se sont majoritairement traduits par des échecs du fait de la très faible perméabilité des charbons européens (Carbonifère principalement) souvent bien inférieure à 10^{-15} m^2 voire à 10^{-16} m^2 . Quelques installations isolées de faible taille fonctionnent (ou ont fonctionné) toutefois en Grande Bretagne et en Pologne. Récemment, au regard des progrès technologiques (forages dirigés, fracturation des massifs), de nouveaux programmes d'exploration se développent à nouveau dans différents pays européens.

Annexe 4

Synthèse des obligations réglementaires liées aux travaux miniers

Le code Minier

Au sens légal, le méthane présent dans les gisements de charbon est une substance minière (catégorie des hydrocarbures gazeux, art. L111-1 du code minier). A ce titre, les activités de recherche ou d'exploitation de ce gaz sont régies par le code minier et ses décrets d'application⁵ :

- le décret 2006-648 du 2 juin 2006, qui précise les conditions d'octroi des titres de recherche (permis exclusifs de recherche) ou des titres d'exploitation (concessions) ;
- le décret 2006-649 du 2 juin 2006, qui précise les conditions d'ouverture, de mise en oeuvre et d'arrêt des travaux menés dans les zones d'application de ces titres.

En termes de procédures, les activités d'exploitation de méthane de gisements de charbon (coal bed methane ou CBM en anglais) sont donc soumises aux mêmes dispositions que les activités d'exploitation de gaz provenant de gisements conventionnels.

Ainsi, si les travaux de forage ont pour objet la prospection, une simple déclaration doit être déposée. En revanche, si les travaux de forage sont réalisés en vue d'une exploitation d'hydrocarbures (ceux concernant, en pratique, l'exploitation d'une concession), il est nécessaire de solliciter une autorisation (c'est le cas pour tous les projets 2012, déposés par Gazonor et EGL).

Le dossier de demande d'autorisation est plus important que celui prévu pour la déclaration, de même, la procédure d'obtention d'autorisation de travaux miniers est plus longue.

Le demandeur d'une autorisation constitue un dossier comprenant, entre autres :

- un mémoire technique des travaux envisagés,
- le document de sécurité et de santé (DSS),
- un exposé des incidences des travaux sur les ressources en eau,
- une notice d'impact,
- une étude de dangers,
- un document indiquant , à titre prévisionnel les conditions de l'arrêt des travaux

Disposition supplémentaire applicable depuis le 1^{er} juin 2012

Les dispositions des décrets n° 2011-2018 et 2011-2019 soumettent tous les travaux de forage à une étude d'impact et à une enquête publique.

⁵ Il est à noter que ces décrets sont ceux applicables pour les travaux effectués à terre ou dans les eaux territoriales (<12 milles des côtes), ce qui correspond bien au contexte des gisements houillers français (bassin de Lorraine et bassin du Nord et du Pas de Calais).

Le préfet soumet la demande d'autorisation à une enquête publique dans les conditions prévues par l'article R. 122-11 et par les articles R. 123-8 à R. 123-23 du code de l'environnement.

Au terme de la procédure, le préfet peut également, dans ce cas, émettre des prescriptions.

En moyenne, en raison de la durée de l'enquête publique, la procédure d'instruction d'une demande d'autorisation s'étale sur une durée de 6 à 12 mois.

En tout état de cause, le silence gardé par le préfet pendant plus de douze mois sur la demande d'autorisation vaut décision de rejet.

Il est à noter que les activités d'exploitation de CBM sont également concernées par l'ensemble des textes qui régissent l'arrêt des travaux miniers :

- l'arrêté « arrêt des travaux » du 8 sept 2004 ;
- la circulaire 91-93 « arrêt des travaux » du 27 mai 2008 ;
- le décret 2000-547 du 16 mai 2000 relatif aux PPRM ;
- la circulaire du 6 janvier 2012 relative aux PPRM.

RGIE

En ce qui concerne la protection de la santé et de la sécurité des personnels, les activités de recherche ou d'exploitation de CBM sont soumises, comme l'ensemble des activités relevant des mines et carrières, aux dispositions du Règlement Général des Industries Extractives (RGIE). Ce règlement comporte 21 Titres dont certains sont particulièrement en lien avec les activités d'exploitation de CBM. On notera parmi ceux-ci les titres Forages, Règles générales, Electricité, Bruit ou encore Entreprises extérieures.

Le titre qui revêt le caractère le plus spécifique et le plus intéressant pour les activités d'exploration ou d'exploitation de CBM est le titre Forages. Ce titre, institué par le décret 2000-278 du 22 mars 2000, s'applique aux activités de recherche par forage ou d'exploitation par puits, de substances minières extraites sous forme fluide (ou exploitées à l'aide d'un fluide) à partir de la surface. Sa vocation est de fournir les prescriptions minimales à respecter afin de protéger la santé et la sécurité des personnels au cours de ces opérations.

Contrairement à ce que son intitulé peut laisser croire, le titre Forages ne couvre pas uniquement les opérations de forage mais aussi les opérations d'installation ou de démontage des plateformes, les opérations d'exploitation, d'intervention sur puits ou encore, de bouchage des puits. Sur les 51 articles du titre Forage, 18 sont spécifiques aux travaux en mer et ne concernent donc pas, a priori, l'exploitation du CBM.

Il est à noter, enfin, que le titre Forages a été complété par 3 arrêtés d'application tout à fait pertinents pour les activités de CBM : l'arrêté du 22 mars 2000 « relatif à la protection du personnel et aux équipements de forage des travaux de forages et d'interventions lourdes sur les puits » ; l'arrêté du 22 mars 2000 « relatif aux cuvelages des sondages et des puits » ; l'arrêté du 22 mars 2000 « relatif à la protection du personnel et à la maîtrise des venues dans les travaux de forage ou d'interventions lourdes sur des puits ».

Autres réglementations applicables

Au-delà de l'extraction du méthane proprement dite, la filière CBM nécessite en surface des installations de compression, de séparation ou de stockage dont certaines sont susceptibles d'être soumises au régime des Installations Classées (Code de l'Environnement, Livre V - Titre 1er).

On peut noter également d'autres réglementations pertinentes pour les activités de CBM : loi sur l'eau, gestion des déchets, appareils à pression, etc.

Positionnement du CBM dans la réglementation actuelle

Sans avoir l'ambition de faire une analyse exhaustive et détaillée, l'objet de la présente section est de considérer les activités d'exploitation de CBM au regard de la réglementation actuelle et de mettre en évidence les points de la réglementation sur lesquels il nous semble nécessaire de porter une vigilance particulière, voire de compléter ou d'adapter la réglementation existante.

Il convient tout d'abord de préciser, qu'un état des lieux de la réglementation française, notamment du titre Forages du RGIE, par rapport au contexte actuel des activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures (au sens général), a déjà été entrepris (rapport INERIS DRS-11-121107-10462A du 19/12/2011). Cet état des lieux a mis en évidence un certain nombre de lacunes ou d'insuffisances de la réglementation française, qui concernent en particulier les activités en mer, mais également les travaux à terre⁶.

Certains des points sur lesquels la réglementation a été identifiée comme insuffisante ou inadaptée, sont particulièrement pertinents dans le cas des exploitations de CBM. On peut relever les points suivants :

- l'absence de dispositions spécifiques aux forages horizontaux : l'exploitation du CBM nécessite généralement la réalisation de forages déviés ou horizontaux afin de drainer au mieux les couches de charbon exploitées. Or, la réglementation, en l'occurrence le titre Forages du RGIE, ne comporte aucune disposition spécifique à cette technique de forage. Nous recommandons, à ce titre, l'introduction dans le titre Forages de prescriptions permettant d'assurer la mesure de l'azimut et de l'inclinaison du forage, la centralisation des cuvelages, la gestion des possibles accumulations de gaz sur la génératrice supérieure du sondage, les risques de « collage » de la garniture ou encore la gestion de la réduction de la fenêtre de forage liée aux pertes de charges, autant de thèmes spécifiques aux forages déviés ou horizontaux ;
- l'interdiction de l'usage de la fracturation hydraulique : cette interdiction fixée par la loi 2011-835 du 13 juillet 2011 est évidemment critique pour le développement de la filière CBM. En effet, hors quelques situations géologiques particulières qui pourraient autoriser la production du gaz de charbon sans envisager de mettre en œuvre la technique de la fracturation hydraulique mais pour laquelle une stimulation des couches de charbon pourrait apparaître nécessaire, il est difficile d'évaluer la

⁶ Sur la base de ce constat, des travaux sont actuellement menés, au sein d'un groupe de travail piloté par le Bureau du Sol et du Sous-sol au sein de la DGPR, pour réviser le titre Forages du RGIE et pour adapter les décrets 2006-648 et 2006-649 aux nouvelles données à la fois technologiques, européennes et au retour d'expérience des accidents récents.

possibilité de développer une exploitation opérationnelle et rentable à grande échelle des gaz de charbon sans recourir à la fracturation préalable du charbon compte-tenu de la faible perméabilité des charbons français compte-tenu de la faible perméabilité des charbons.

- l'absence de dispositions relatives au forage en pression sous-compensée (underbalanced) : les forages réalisés à des fins d'exploitation du CBM sont généralement réalisés à l'air ou avec un fluide de forage très léger, afin de ne pas endommager les couches de charbon. De ce fait, la pression exercée par la colonne d'air (ou de boue légère) est inférieure à la pression de pore dans la formation : on dit que le forage est en pression sous-compensée (underbalanced). Cette technique requiert des mesures spécifiques de prévention des éruptions, dont il n'est pas traité dans le titre Forages ;
- l'absence de dispositions relatives aux opérations de rétablissement de la liaison couche-trou : compte-tenu du caractère friable du charbon et de la nécessité de préserver sa perméabilité, les puits dédiés au CBM font l'objet, avant leur mise en production, de traitements spécifiques destinés à rendre les plus « propres » possibles les parois du sondage et à assurer une bonne connexion hydraulique entre le puits et le réseau de fractures du charbon. Ces opérations dites « de rétablissement de la liaison couche-trou » ne sont pas abordées actuellement dans le titre Forages ;
- l'insuffisance des dispositions relatives à la nature des fluides de forage : lorsque les forages sont réalisés à l'eau, il est généralement nécessaire d'y ajouter des additifs (polymères, solides, etc.) afin d'éviter une perte de ce fluide dans les formations. La nature de ces additifs et de manière plus générale, la composition des fluides de forage, ne fait aujourd'hui l'objet d'aucune prescription dans le titre Forages ;
- l'insuffisance des dispositions relatives à la cimentation des puits (centralisation, essais de ciment : usage de ciments légers type ciments mousse, contrôle qualité) : comme pour les puits de gisements conventionnels, les puits d'exploitation de CBM se doivent d'être parfaitement étanches et à ce titre, la qualité de la cimentation des puits doit faire l'objet d'une attention particulière (centralisation, essais préalables en laboratoire, diagraphies de contrôle de cimentation, temps de prise, précautions liées à l'usage de ciments légers, etc.). Or, le titre Forages ne comporte quasiment aucune prescription dans ce domaine ;
- l'insuffisance des dispositions relatives à la surveillance : l'exploitation des CBM s'accompagne d'un certain nombre de risques et d'impact qu'il convient d'identifier et de maîtriser : risques d'éruptions de puits (externes ou internes), migration non maîtrisée de gaz vers la surface, impact sur la qualité de l'eau, de l'air, etc... Dans cette démarche, la surveillance est un élément incontournable de la maîtrise des risques. Or, le titre Forages n'impose quasiment aucune prescription dans ce domaine.

Annexe 5

Production assistée de gaz de houille et stockage de CO₂ (ECBM)

Etat d'avancement dans le monde

Le seul cas d'application à l'échelle industrielle à ce jour concerne le bassin charbonnier de **San Juan** (Nouveau-Mexique et Colorado, États-Unis) qui présente des perméabilités élevées et donc extrêmement favorables, plus de 200 000 tonnes de CO₂ ont été injectées dans ce bassin entre 1995 et 2000 par la société Burlington Resources avec pour résultat une augmentation significative de la production de CH₄. Au début de l'injection, une diminution brutale du débit d'injection du CO₂ a été suivie d'un retour à une valeur de 150 t/j. Le projet japonais à Yūbari (2004-2007) a consisté en l'injection de CO₂ supercritique dans une veine de 6 m à 900 m de profondeur ; le débit d'injection s'est avéré de 2,3 à 3,5 t/j, environ 14% de celui attendu. Des expérimentations ont montré le rôle du gonflement dans cet échec.

La seule réalisation d'un test pilote en Europe effectuée dans le cadre des projets européens RECOPOL (5^{ème} PCRD) puis MOVECBM (6^{ème} PCRD), a eu lieu à Kaniów dans le bassin de Haute Silésie (Pologne), avec 340 000 m³ de CO₂ injectés et 40 200 m³ de CH₄ produits. L'injection a été précédée d'une fracturation à l'eau (peu concluante) suivie d'une fracturation avec additifs. Les résultats de ce projet ont montré qu'une meilleure compréhension des mécanismes d'échange et de migration de gaz dans le charbon de l'échelle microscopique à l'échelle métrique était nécessaire. En effet, les mécanismes déterminant le gonflement de certains charbons lors de l'injection du CO₂ sont peu connus. Or, c'est *a priori* le gonflement des charbons de Haute Silésie qui a réduit très sensiblement les performances de l'injection du CO₂ sur le site du pilote RECOPOL.

Projets de recherche en France

Plusieurs projets de recherche français ont tenté de mieux comprendre les mécanismes à l'œuvre entre les fluides et le charbon.

Le projet **ANR CHARCO** s'est intéressé à la caractérisation systématique, au laboratoire, d'un panel de 26 échantillons de différentes origines et couvrant une large gamme de maturité de charbons. Les principaux résultats de cette caractérisation systématique ont été (Gaucher et al., 2011) :

- La détermination pour chaque échantillon de ses paramètres intrinsèques (rang, composition macérale, porosité...) ;
- L'établissement des caractéristiques d'adsorption du CO₂ et du CH₄ (isothermes d'adsorption, cinétique, influence de l'humidité...) ;
- L'évaluation des affinités pour le CO₂ et le CH₄ en utilisant les différents modèles d'adsorption (Langmuir, Tóth, Temkin...).

Le nombre important des échantillons de charbon étudiés et de paramètres considérés a permis un traitement statistique qui a montré que l'affinité des charbons pour les gaz présente une corrélation claire avec la microporosité matricielle et une anti-corrélation avec le taux de cendres (Gaucher et al., 2011).

Sur la base des résultats en matière de capacité d'adsorption, le projet a également permis d'identifier les échantillons du panel étant meilleurs candidats pour le stockage de CO₂ ou pour la production assistée de méthane (Garnier et al., 2011).

Les travaux du programme CHARCO ont enfin permis de préciser les éléments importants à considérer dans la conception d'un pilote expérimental d'injection qui ont été pris en compte dans le dimensionnement de l'essai d'injection prévue dans le cadre du projet européen RFCS CARBOLAB.

Le programme de recherche RFCS CARBOLAB (mi-2009 à fin 2013) vise à réaliser une injection expérimentale d'une quantité limitée de CO₂ (de quelques kilogrammes à environ 100 kg) dans une veine non exploitée d'une mine de charbon en Espagne (www.carbolab.eu). Trois verrous ont d'ores et déjà été mis en avant :

- L'influence de la présence d'eau dans la structure de charbon sur les capacités d'adsorption des gaz doit être prise en compte dans la description des mécanismes. Cet effet, qui est généralement négligé pour les formations vierges réputées peu humides voire sèches, s'avère très important dans le cas des formations déjà influencées par l'exploitation minière et donc potentiellement ennoyées ou pour les formations restant toujours vierges, mais fortement tectonisées et affectées par la migration d'eau.
- La modélisation des isothermes et des cinétiques d'adsorption expérimentales de mélanges de gaz. Du fait des limites expérimentales, la théorie développée dans le cadre du projet et utilisée dans les modélisations décrit la co-injection de CO₂ et de CH₄ et non le remplacement du CH₄ par le CO₂.
- L'amélioration des codes numériques disponibles afin de faciliter les modélisations couplées. La modélisation de la migration de gaz dans les formations houillères conduit à prendre en compte des phénomènes non (ou moins bien) considérés dans les autres formations cibles des stockages (e.g. nappes aquifères et réservoirs déplétés) comme l'adsorption des gaz et le gonflement de la roche qui accroissent significativement les temps de calcul. Il convient d'améliorer les modèles pour que ces phénomènes puissent être pris en compte de manière représentative et que des modélisations couplées puissent être lancées avec des temps de calcul raisonnables.

Annexe 6

Influence de la méthode d'exploitation sur l'accès à la ressource

A de très rares exceptions près (certains horizons et secteurs du bassin de San Juan aux Etats-Unis notamment), la plupart des charbons exploités sur les différents continents mettent en évidence des faibles perméabilités *in situ* (en moyenne de 10^{-16} à 5.10^{-13} m²). De fait, la possibilité de drainer un volume suffisamment important de charbon (afin de produire des quantités importantes de méthane) autour du forage d'exploitation sans avoir augmenté artificiellement la perméabilité apparente du milieu souterrain n'est en rien garantie.

Dans une très large majorité des exploitations qui se sont développées à l'international (USA, Australie, Canada, Chine), le recours à un traitement préalable du massif a été systématisé afin de garantir des valeurs de perméabilité compatibles avec une exploitation à grande échelle du bassin considéré. Comme précisé plus haut, les techniques et l'intensité de ce traitement peuvent varier d'une configuration à l'autre en fonction du contexte (profondeur d'exploitation, nature du charbon, proximité d'aquifères à protéger).

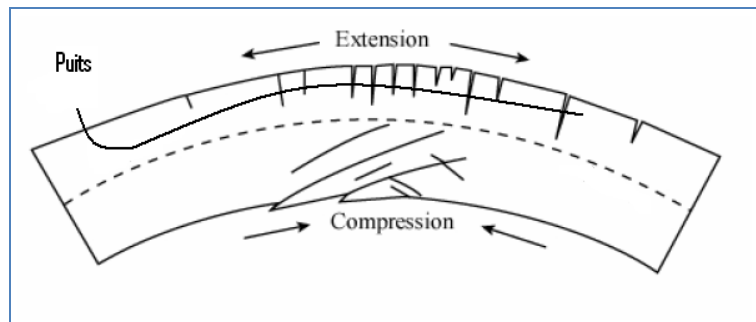
La fracturation hydraulique « classique » (basée sur l'injection de grands volumes de liquide gélifié à base d'eau et d'adjuvants chimiques permettant le transport d'importantes quantités de « proppant ») a ainsi régulièrement été mise en œuvre aux Etats-Unis et en Australie. Au Canada, elle est principalement utilisée dans le cas de couches profondes en contact avec des aquifères salés jugés non valorisables.

Lorsque les horizons houillers sont en contact avec des aquifères d'eau douce, des techniques alternatives ont été développées pour augmenter la perméabilité du massif *in situ* tout en protégeant les ressources en eau. On peut citer en particulier l'utilisation de « mousses au N₂ ou au CO₂ », l'injection d'eau sans proppant (et donc sans adjuvants), la fracturation pneumatique, etc. On regroupera, dans le cas du présent rapport, l'ensemble de ces techniques « alternatives », excluant l'emploi de substances chimiques et la fracturation intensive du massif, sous le vocable « stimulation hydraulique ».

Les nombreuses tentatives d'exploitation faites en Europe sur des massifs « vierges » et n'ayant pas abouti faute de productivité des forages confirment la faible perméabilité des charbons européens.

La faisabilité d'envisager le développement d'une exploitation à grande échelle permettant la récupération durable de quantités suffisantes de méthane sans recourir à une stimulation préalable du massif doit être considérée avec attention. Si elle était confirmée, cela constituerait, à n'en pas douter, un point positif en termes d'impacts potentiels sur l'environnement (perturbations minimales du milieu souterrain, pas d'utilisation de produits chimiques ni de nuisances associées à des travaux d'injection...). A ce titre, le positionnement des forages d'exploitation au sein des parties sommitales de structures

anticlinales tel que l'envisage EGL en Lorraine, présente l'avantage d'accéder à des horizons naturellement fracturés et donc de perméabilité a priori plus importantes que dans d'autres secteurs des bassins.



Principe envisagé par EGL de positionnement des puits d'extraction dans une structure anticlinale naturellement fracturée (source : EGL 2011)

Toutefois, en l'état actuel des connaissances et au regard des pratiques menées à l'échelle internationale, **la possibilité de développer une exploitation opérationnelle et rentable à grande échelle sans recourir à une fracturation préalable du massif, méritera d'être confirmée. Ceci exige la mise en œuvre d'essais de production menés sur des durées suffisamment importantes.**

Pour l'analyse des premiers tests qui seront disponibles, on gardera ainsi en mémoire que, durant la phase de rabattement de la nappe, une part non négligeable de la quantité de gaz produite peut provenir du dégazage du méthane dissous dans l'eau. Ceci mérite d'être tout particulièrement considéré dans un environnement naturellement fracturé pour lequel les eaux pompées peuvent être drainées sur d'assez grandes distances. En effet, dans ce type de configuration, l'eau extraite peut charrier des quantités substantielles de gaz (a priori de l'ordre de $5 \cdot 10^{-2}$ mol/l sous une pression de quelques dizaines de bars).

Seuls des essais de productivité dépassant la phase de rabattement de la nappe permettront donc de statuer sur l'aptitude de drainage du méthane adsorbé sur le charbon environnant le forage et donc sur le volume d'influence de ce dernier. En l'état et au regard des interrogations qui subsistent, il nous semble que cette question la difficulté d'accès à la ressource constitue un **point critique de mise en œuvre de la filière** en l'absence de stimulation. Si les essais sont concluants à grande échelle (sur plusieurs forages), la criticité du paramètre « difficulté d'accès à la ressource » sera réduite en « point d'attention », voire « criticité limitée ». Sinon, le recours à des techniques de stimulation du réservoir (hors fracturation hydraulique) devra être envisagé. Le choix de la technique la plus adaptée se fera sur la base des exigences des contextes géologique (nature et fracturation du charbon) et réglementaire (nature et quantité des produits injectés notamment).

On gardera à ce titre à l'esprit que le recours à des travaux de stimulation ou de fracturation préalables du réservoir ne garantit en rien un niveau de production satisfaisant systématique (dépendant étroitement de la teneur en gaz du réservoir). Des essais de production doivent également être envisagés en cas de stimulation préalable du massif.

Annexe 7

Impacts sanitaires : Compléments sur la description de la nuisance et le retour d'expérience disponible

Il n'existe pas, à notre connaissance, de retour d'expérience publié sur des impacts sanitaires avérés et documentés en lien spécifique avec l'exploitation de CBM. Toutefois, en élargissant la problématique à l'interaction « eau-charbon », l'analyse de la littérature spécialisée met en évidence que, dans quelques configurations spécifiques, les eaux souterraines mises en contact prolongé avec certains gisements houillers, pourraient présenter deux types d'effets sanitaires (Fischer et al., 2002) si elles venaient à contaminer des ressources en eaux exploitées pour la consommation humaine :

- un possible dysfonctionnement de la thyroïde pouvant être à l'origine de goitres chez des populations ne souffrant pourtant pas de déficience en iode,
- de sérieux dysfonctionnements rénaux, appelés « néphropathies endémiques des Balkans », qui peuvent être associés à de cancers urothéliaux.

La présence endémique de goitres dans certains secteurs géographiques des Etats-Unis et de Colombie, malgré un apport en iode suffisant, a été associée dans différentes publications à la consommation d'eaux souterraines issues de bassins riches en charbons et schistes bitumineux (Lindsay et al., 1992 ; Gaitan et al., 1993). Des essais toxicologiques réalisés in vivo et in vitro avec des eaux issues de ces charbons ont permis d'observer une hypertrophie de la thyroïde chez des rats, des changements histologiques et une inhibition significative du mécanisme de production des hormones thyroïdiennes. Le pouvoir inhibiteur des dihydroxyphénols et des hydroxypyridines, faisant partie des composés les plus abondants mesurés dans ces eaux est notamment cité. Depuis une vingtaine d'années, le sujet ne fait plus l'objet de publications dédiées.

La néphropathie endémique des Balkans (NEB) est une maladie entraînant une insuffisance rénale chronique, parfois mortelle. Elle est présente sous forme de cas groupés dans certains villages de Serbie, Croatie, Roumanie, Bulgarie et Bosnie et concerne plus de 20000 personnes. Malgré les études réalisées, les causes de cette pathologie demeurent incertaines, plusieurs sources d'exposition continuant à être suspectées (Tatu et al., 1998, Bunnell et al., 2006, Pavlovic et al., 2008). On citera notamment l'exposition à des mycotoxines, à l'acide aristolochique des cultures (Pavlovic et al., 2013) ainsi qu'à des substances organiques transitant par l'eau de boisson.

La corrélation géographique observée entre la répartition de cette maladie et la présence des dépôts de lignite datant du Pliocène, dans des régions où l'eau de puits non traitée est utilisée pour l'alimentation humaine, tend toutefois à rendre la dernière hypothèse particulièrement crédible. En effet, dans les villages concernés de cette région des Balkans, diverses études ont montré que les puits et les sources utilisés pour l'alimentation humaine étaient situés à l'aval hydraulique des dépôts de lignite (Orem et al, 2009). Il a également été

mis en évidence que le nombre de composés organiques en phase dissoute dans l'eau de ces puits et leur concentration étaient beaucoup plus importants que ceux observés dans les puits des villages voisins non concernés par la maladie (Suciu et al., 2005).

Parmi les composés identifiés dans les eaux, les amines aromatiques, des terpènes, et divers composés hétérocycliques peuvent causer des effets sur le rein et être à l'origine de cancers. Des études toxicologiques ont démontré que les eaux extraites de ces lignites induisent la prolifération de cellules à faible dose et une nécrose cellulaire à des doses plus élevées (Orem et al., 2008)

Une augmentation des cancers urothéliaux a par ailleurs été mise en évidence dans plusieurs états des USA où d'importants dépôts de lignite étaient en contact avec des eaux de puits consommées, sans traitement préalable, par des populations rurales (Orem et al., 2008). On précisera également que la sclérose multiple, bien que son origine soit vraisemblablement multifactorielle, a également parfois été associée à une exposition à des sols et/ou à des eaux riches en substances organiques, comme peuvent l'être celles issues de dépôts de charbon. Enfin, on citera le sujet de la radioactivité a priori très peu étudié jusqu'ici dans un contexte CBM.

Les quelques retours d'expérience disponibles (non spécifiques à la filière CBM) concernent des secteurs géographiques bien localisés. Les charbons qui y sont présents semblent être préférentiellement des lignites de mauvaise qualité, contenant de nombreux composés organiques. Les travaux de plusieurs chercheurs (Suciu et al., 2005 ; Maharaj et al., 2013) ont par ailleurs montré que les substances en cause dans l'étiologie de la NEB concerneraient plus des composés aromatiques (phénols, HAP, benzènes...) que des composés aliphatiques. Certains composés organiques de haut poids moléculaire (comme les acides humiques) sont également mis en cause (Bunnell et al., 2007).