

Ministère de l'Énergie et des Mines
de la Colombie-Britannique
Office national de l'énergie

Potentiel ultime des ressources gazières non classiques du bassin de Horn River dans le nord-est de la Colombie-Britannique

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et/ou sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie ou du ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie et le ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique soient mentionnés comme les organismes sources et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou le ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique ou avec leur consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à l'Office national de l'Énergie à info@neb-one.gc.ca et au ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique à EnquiryBC@gov.bc.ca.

Quiconque souhaite utiliser le présent rapport dans une instance réglementaire devant l'Office peut le soumettre à cette fin, comme c'est le cas pour tout autre document public. Une partie qui agit ainsi adopte l'information déposée et peut devoir répondre à des questions au sujet de cette dernière.

Le présent rapport ne fournit aucune indication relativement à l'approbation ou au rejet d'une demande d'autorisation. L'Office étudiera chaque demande en se fondant sur les documents qui lui sont soumis en preuve à ce moment.

Rapport du MEMCB et de l'ONÉ : *Potentiel ultime des ressources gazières non classiques du bassin de Horn River dans le nord-est de la Colombie-Britannique*

Mai 2011

N° de cat. NE23-165/2011F-PDF
ISBN 978-1-100-97273-2

Publié par

Ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique
C.P. 9323, succ. Prov Govt
1810, rue Blanshard
Victoria (Colombie-Britannique) V8W 9N3
Site Web : www.gov.bc.ca/ener

et par

Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O., rez-de-chaussée
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courriel : publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur : 403-292-5576 ou 1-877-288-8803
Téléphone : 403-299-3562 ou 1-800-899-1265
Site Web : www.neb-one.gc.ca

Listes des figures et des tableaux	iii
Listes des sigles et abréviations et des unités	iv
Avant-propos	v
Résumé	vii
Chapitre 1 Introduction	1
1.1 Portée	1
1.2 Terminologie	2
1.3 Unités de mesure	3
1.4 Date des données	4
1.5 Mises à jour de l'étude	4
1.6 Questions et commentaires des lecteurs	4
Chapitre 2 Méthodologie et résultats	5
2.1 Méthodologie	5
2.1.1 Gaz en place	5
2.1.2 Gaz commercialisable	6
2.2 Apport de l'industrie et examen par des pairs	7
2.3 Renseignements disponibles	7
2.4 Description géologique	7
2.4.1 Situation	7
2.4.2 Formation d'Evie	9
2.4.3 Formation d'Otter Park	9
2.4.4 Formation de Muskwa	9
2.5 Résultats pour le gaz en place et le gaz commercialisable	10
2.6 Comparaison avec des études antérieures	12
2.7 Ressources à l'échelle canadienne	12
Chapitre 3 Observations	17
3.1 Généralités	17
3.2 Propriétés du gisement schisteux du bassin de Horn River	17
3.3 Restrictions d'accès	17
Chapitre 4 Conclusions	19
Glossaire	20
Références	23

Annexes

Annexe 1 :	Méthodologies employées pour évaluer le potentiel gazier non classique du bassin de Horn River dans le nord-est de la Colombie-Britannique	25
Annexe 2 :	Estimations actuelles de l'ONÉ pour le potentiel ultime de gaz naturel non classique commercialisable au Canada, par zone	38

FIGURES

1.1	Emplacement des ressources non classiques actuellement reconnues en Colombie-Britannique	2
1.2	Terminologie employée pour décrire le potentiel ultime	3
2.1	Schéma de distribution des probabilités	6
2.2	Représentation de la barrière de Presqu'île de la période du dévonien	8
2.3	Coupe transversale incluant le bassin de Horn River	8
2.4	Distribution statistique du gaz en place	10
2.5	Distribution statistique du gaz commercialisable	11
A.1	Superposition de la distribution à l'échelle du bassin et de la parcelle	31
A.2	Corrélations faibles, plus probables et élevées entre la matière organique totale et le gaz adsorbé	35

TABLEAUX

2.1	Valeurs faibles, médianes et élevées du gaz en place et du gaz commercialisable dans le bassin de Horn River	10
2.2	Catégorisation du potentiel ultime (valeurs médianes) pour le gaz naturel en décembre 2010	11
2.3	Gaz en place et gaz commercialisable pour les schistes du bassin de Horn River	11
2.4A	Estimations actuelles de l'ONÉ pour le potentiel ultime de gaz naturel classique commercialisable au Canada (Gm ³)	13
2.4B	Estimations actuelles de l'ONÉ pour le potentiel ultime de gaz naturel classique commercialisable au Canada (Tpi ³)	14
2.5A	Estimations actuelles de l'ONÉ pour le potentiel ultime de gaz naturel non classique commercialisable au Canada (Gm ³)	15
2.5B	Estimations actuelles de l'ONÉ pour le potentiel ultime de gaz naturel non classique commercialisable au Canada (Tpi ³)	16
3.1	Comparaison des bassins schisteux en Amérique du Nord	18
A.1	Variables du modèle	34
A.2	Résumé des données d'entrée du modèle	35

Sigles et abréviations

BCOGC	British Columbia Oil and Gas Commission
BHR	bassin de Horn River
BSOC	bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
C.-B.	Colombie-Britannique
É.-U.	États-Unis d'Amérique
ÉMÉ	évaluation du marché de l'énergie
GEP	gaz en place
MEMCB, ministère	ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique
MH	méthane de houille
MOT	matière organique totale
ONÉ, Office organismes (les)	Office national de l'énergie collectivement, l'ONÉ et le MEMCB

Unités

°C	degré Celsius
°C/km	degré Celsius par kilomètre
°F	degré Fahrenheit
Gm ³	milliard de mètres cubes
kg/m ³	kilogrammes par mètre cube
km ²	kilomètre carré
kPa	kilopascal
lb/po ² (abs.)	pression absolue en livres par pouce carré
m	mètre
m ³	mètre cube
m ³ /kg	mètres cubes par kilogramme
m ³ /t	mètres cubes par tonne
MPa	mégapascal
MPa/km	mégapascals par kilomètre
MPa/m	mégapascals par mètre
pi ³ /m ³	pieds cubes par mètre cube
Tpi ³	billion de pieds cubes

AVANT-PROPOS

Le ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique (MEMCB ou ministère) gère l'exploration et la mise en valeur responsables des ressources énergétiques de la Colombie-Britannique. Dans le cadre de son mandat, le ministère doit notamment élaborer une politique en matière de tenure foncière, de redevances et de réglementation pour encadrer le secteur pétrolier et gazier dans la province, afin d'assurer une gestion efficace et écologique des ressources pétrolières et gazières de la province. Le ministère offre une foule de services liés au pétrole et au gaz naturel, dont la vente des droits pétroliers et gaziers sur les terres publiques, des programmes de redevances, des informations géoscientifiques et des politiques pour tirer profit d'éventuelles occasions de mettre en valeur le potentiel des ressources comme le pétrole et le gaz naturel.

L'Office national de l'énergie (ONÉ ou Office) est un organisme fédéral indépendant qui a pour raison d'être de promouvoir la sûreté et la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficacité de l'infrastructure et des marchés énergétiques, dans l'intérêt public canadien¹, en vertu du mandat conféré par le Parlement au chapitre de la réglementation des pipelines, de la mise en valeur des ressources énergétiques et du commerce de l'énergie.

Au nombre de ses principales responsabilités l'Office compte la réglementation de la construction et de l'exploitation des oléoducs, des gazoducs et des productoducs interprovinciaux et internationaux, ainsi que des lignes internationales de transport d'électricité et de lignes interprovinciales désignées. En outre, l'Office réglemente les droits et tarifs des pipelines de son ressort. En ce qui touche les divers produits énergétiques, il réglemente les importations et les exportations de gaz naturel, les exportations de pétrole, de liquides de gaz naturel et d'électricité. Sa réglementation touche également l'exploration et la mise en valeur des ressources pétrolières et gazières dans les régions pionnières et les zones extracôtières non assujetties à des accords de gestion fédéraux ou provinciaux.

L'Office surveille également les marchés de l'énergie et s'exprime sur les besoins normalement prévisibles du Canada, eu égard aux perspectives liées aux découvertes de pétrole et de gaz au pays.² En guise de soutien à sa surveillance constante du marché, il publie des évaluations régulières de l'offre et de la demande d'énergie et des marchés gaziers au Canada. Ces évaluations portent sur des aspects variés du monde de l'énergie.

Intitulée *Potentiel ultime des ressources gazières non classiques du bassin de Horn River dans le nord-est de la Colombie-Britannique*, cette étude fait partie d'une série d'évaluations du marché de l'énergie (ÉMÉ) qui offrent des renseignements sur les réserves totales de gaz naturel des bassins sédimentaires du

1 L'intérêt public englobe les intérêts de tous les Canadiens et Canadiennes; il s'agit d'un équilibre entre les intérêts économiques, environnementaux et sociaux qui change en fonction de l'évolution des valeurs et des préférences de la société.

2 Cette activité s'inscrit dans le mandat de l'Office aux termes de la partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et de la décision GHR-1-87 de l'Office

Canada. Elle a été réalisée conjointement par l'Office et le MEMCB (anciennement le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique). Cette série comprend le rapport de situation de 2004 intitulé *Ressources en gaz naturel classique du Canada – Rapport de situation* et celui de 2006 intitulé *Le potentiel ultime des ressources en gaz naturel classique du nord-est de la Colombie-Britannique* produit par le MEMCB et la British Columbia Oil and Gas Commission (BCOGC). La présente ÉMÉ propose des renseignements sur les ressources gazières non classiques du bassin de Horn River, en Colombie-Britannique (C.-B.), et constitue la première étude à s'intéresser aux ressources de gaz non classiques présentes au Canada. D'autres rapports suivront à mesure que seront accessibles au public des données suffisantes permettant d'effectuer des évaluations.

Pour rédiger le présent rapport, l'ONÉ et le MEMCB (les organismes) ont réalisé un certain nombre d'entrevues informelles avec des responsables de certaines entreprises qui font de l'exploration en C.-B., plus particulièrement dans le bassin de Horn River. Ils apprécient l'information et les commentaires qui leur ont été transmis et tiennent à remercier tous les participants pour leur temps et leur expertise. Les données employées dans le modèle définitif ont été choisies par les organismes.

Quiconque souhaite utiliser le présent rapport dans une instance réglementaire devant l'Office peut le soumettre à cette fin, comme c'est le cas pour tout autre document public. Une partie qui agit ainsi adopte l'information déposée et peut devoir répondre à des questions au sujet de cette dernière.

Le présent rapport ne fournit aucune indication quant à l'approbation ou au rejet de toute demande d'autorisation. L'Office étudiera chaque demande en se fondant sur les documents qui lui sont soumis en preuve à ce moment.

RÉSUMÉ

Le MEMCB et l'ONÉ estiment l'offre et la demande énergétiques respectivement à l'échelle provinciale et à l'échelle nationale. Le potentiel ultime de gaz naturel d'une région ou d'un bassin sédimentaire (quantité de gaz susceptible d'être extrait) constitue un élément de premier plan pour tenter de prévoir l'approvisionnement futur. La dernière étude détaillée réalisée conjointement par les organismes sur le potentiel ultime de gaz classique de la C.-B. a été achevée en 2006 et s'appuyait sur des données disponibles à la fin de 2003. Le rapport de 2006 faisait état de possibilités de quantités supplémentaires de gaz naturel dans des gisements non classiques, les données à cette époque ne permettant pas de les estimer avec une certaine fiabilité. De telles données commencent à devenir accessibles et, en 2010, les organismes ont jugé qu'elles étaient suffisantes pour faire une estimation du potentiel de la zone schisteuse du bassin de Horn River.

Intitulée *Potentiel ultime des ressources gazières non classiques du bassin de Horn River dans le nord-est de la Colombie-Britannique*, cette étude est la première évaluation probabiliste des ressources d'un bassin schisteux au Canada à être rendue publique. Les organismes ont estimé à 2 198 Gm³ (78 Tpi³) le potentiel de gaz naturel commercialisable (valeurs médianes). En ajoutant l'estimation de 2006 du potentiel ultime de gaz naturel classique et en prenant en considération la production cumulative jusqu'à la fin de 2010, soit 602 Gm³ (21,3 Tpi³), le potentiel de gaz naturel classique et non classique restant pour répondre à la demande future est de 3 058 Gm³ (109 Tpi³). Ce volume ne comprend pas les autres ressources gazières non classiques connues en C.-B.

INTRODUCTION

Le Canada joue un rôle important sur le marché du gaz naturel en Amérique du Nord. À l'heure actuelle, il assure près du cinquième de toute la production gazière nord-américaine, bien que sa part ait diminué ces dernières années. La C.-B. est un important producteur de gaz et comptait pour environ 20 % de la production canadienne totale en 2009 (environ 27,6 Gm³ ou 1 Tpi³), devancée seulement par l'Alberta. Actuellement, la production de gaz de la C.-B. provient exclusivement du nord-est de la province (figure 1.1). La croissance de la production en C.-B. depuis une dizaine d'années vient en grande partie de la mise en valeur de ressources gazières non classiques se trouvant dans des gisements qui nécessitent des techniques de forage ou d'exploitation poussées, presque toujours sous la forme de réservoirs étanches ou de gaz de schiste.

Le potentiel ultime de gaz naturel (quantité de gaz susceptible d'être extrait) est un élément clé de toute projection de l'approvisionnement futur. Il fournit des données de base à partir desquelles il est possible d'estimer le rythme de développement, les facteurs économiques et la production future. Les progrès technologiques réalisés dans les techniques de forage et de complétion ont permis d'acquérir de nouvelles données qui contribuent à accroître la certitude. Il convient toutefois de souligner que la présente analyse repose sur la situation qui prévaut actuellement en matière de réglementation, de technologie et de conjoncture économique. Elle ne tient compte d'aucune condition qui pourrait avoir plus tard des répercussions sur la mise en valeur de la ressource.

1.1 Portée

Le présent rapport traite essentiellement de gaz de schiste (c.-à-d. du gaz contenu dans des formations schisteuses) dont la récupération est devenue économiquement possible avec les techniques de forage horizontal et de fracturation hydraulique en plusieurs étapes.

Le rapport ne traite pas expressément des facteurs économiques associés à la découverte, à la mise en valeur et à la production des ressources gazières en C.-B. Il n'aborde pas non plus le taux de découverte ou la capacité de production pour le gaz naturel. Le rapport et les données s'y rattachant visent à servir de base à d'éventuelles analyses économiques ou projections de l'offre par le MEMCB, l'ONÉ et d'autres parties. Cette évaluation conjointe a été rendue possible grâce aux connaissances locales des géologues du MEMCB et à l'apport des diverses sociétés pétrolières et gazières qui œuvrent à la mise en valeur de ces ressources. Les organismes continueront de surveiller l'évolution de la quantité de ressources de gaz naturel disponibles en C.-B.

Il est courant qu'une partie des ressources gazières ne soit pas accessible de la surface en raison des caractéristiques physiques imposées par de grands lacs ou une topographie extrême, ou en raison de la présence de villes ou de parcs. Dans le nord-est de la C.-B., grâce aux progrès réalisés dans la technique du forage horizontal, qui permet de forer des puits pouvant atteindre deux kilomètres de longueur parallèlement à la surface, la plupart des régions sont accessibles. Dans certains cas toutefois, l'accès à ces sites de forage dirigé ou vertical pourrait être limité par des contraintes concernant la

FIGURE 1.1

Emplacement des ressources non classiques actuellement reconnues en Colombie-Britannique



construction des voies d'accès nécessaires ou par des exigences relatives à l'obtention de permis ou à des mesures d'atténuation des impacts, qui peuvent se révéler trop coûteuses. Puisque ces décisions sont propres à chaque emplacement, il n'a pas été jugé opportun de modifier le potentiel ultime en fonction des restrictions d'accès dans la présente évaluation.

1.2 Terminologie

Aux fins du présent rapport, l'expression potentiel ultime (figure 1.2) désigne l'estimation du volume des réserves de gaz commercialisable dont l'existence aura été démontrée dans une zone après que la production est terminée, eu égard aux perspectives géologiques de la région, aux progrès technologiques anticipés et à la conjoncture prévue.

FIGURE 1.2

Terminologie employée pour décrire le potentiel ultime

Expressions		
Potentiel ultime	Gaz découvert	Production cumulative Réerves Ressources
	Gaz non découvert	Ressources

Les *ressources découvertes* sont des ressources qui ont été confirmées par des puits forés, alors qu'on s'attend à ce que les *ressources non découvertes* soient découvertes dans le cadre de futurs travaux de forage. Les ressources découvertes consistent en des volumes de gaz déjà produits (production cumulative), des réserves connues encore à produire et des réserves connues dont on n'a pas encore démontré la faisabilité pour les produire dans la conjoncture actuelle, mais qui seraient disponibles si les conditions économiques étaient plus favorables.

Étant donné que les estimations du potentiel ultime se rapportent à un volume de gaz qui reste à découvrir, il va de soi qu'elles comportent toujours une certaine part d'incertitude. Le degré d'incertitude est fonction de chaque aspect considéré dans l'estimation. Elle est plus grande pour les ressources non découvertes puisque peu de renseignements précis sont disponibles à leur sujet. L'incertitude associée aux ressources découvertes est moindre, car des puits déjà forés ont permis de connaître, ne serait-ce qu'en partie, certaines des caractéristiques de la ressource. Enfin, il n'y a aucune incertitude en ce qui a trait aux volumes déjà produits.

Voici d'autres termes qui sont utilisés pour décrire les ressources découvertes ou dans le calcul des estimations pour les ressources non découvertes et le potentiel ultime. Le *gaz en place* (GEP) est le volume de gaz initial dans le réservoir; le *gaz récupérable* correspond au volume de GEP pouvant être produit; le *gaz commercialisable* est le volume restant après traitement. Pour en arriver à des volumes de gaz commercialisable, un taux de récupération attendu et un indice de perte en surface sont appliqués au GEP non découvert.

1.3 Unités de mesure

Les données contenues dans le présent rapport sont présentées en utilisant les unités du système métrique, suivies, au besoin, de leur équivalent dans le système impérial, entre parenthèses. Les volumes de gaz naturel indiqués par des unités de mesure métriques le sont après normalisation à 101,325 kPa et 15 °C. Pour le système impérial, le MEMCB normalise à 14,65 lb/po² (abs.) et 60 °F, tandis que l'ONÉ le fait à 14,73 lb/po² (abs.) et 60 °F. Aux fins du présent rapport, un facteur de conversion de 35,49373 pi³/m³ a été utilisé, ce qui équivaut aux conditions normalisées privilégiées par le MEMCB. Les lecteurs qui souhaitent faire la conversion aux conditions normalisées de l'ONÉ doivent employer un facteur de conversion de 35,30096 pi³/m³.

Tous les volumes de gaz dans ce rapport sont « tels quels », sans rajustement pour le pouvoir calorifique.

1.4 Date des données

La présente étude a été entreprise au milieu de 2010 et s'est poursuivie jusqu'en 2011. Des analyses et des mises à jour de données ont été faites dans les bases de données existantes pendant toute cette période, et de nouvelles bases propres à l'étude du potentiel ultime ont été créées.

1.5 Mises à jour de l'étude

Même si la présente étude tient compte des travaux de forage exécutés jusqu'à la fin de 2010, il faut parfois beaucoup de temps avant que les renseignements soient disponibles. C'est le cas notamment de nouveaux gisements comme celui du bassin de Horn River, où les projets expérimentaux autorisés par la BCOGC prolongent considérablement la durée des ententes de confidentialité. Les organismes ont l'intention de garder à jour tous les systèmes informatiques, bases de données et procédés élaborés pour le présent rapport et de continuer d'étoffer les données pertinentes. De nouvelles estimations pourront ensuite être reproduites dans les documents annuels de la BCOGC intitulés *Hydrocarbon And By-Product Reserves in British Columbia* ou dans diverses publications de l'ONÉ.

1.6 Questions et commentaires des lecteurs

Les lecteurs sont invités à communiquer avec le MEMCB ou l'ONÉ s'ils ont des questions ou des commentaires à formuler au sujet du présent rapport ou sur les données connexes présentées sur leurs sites Web respectifs. Ils sont priés de communiquer avec :

Ministère de l'Énergie et des Mines de la Colombie-Britannique
C.P. 9326, succ. Prov Govt
Victoria (Colombie-Britannique) V8W 9N3
Site Web : www.gov.bc.ca/ener

ou

Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Téléphone : 403-292-4800
Sans frais : 1-800-899-1265
Courriel : info@neb-one.gc.ca
Site Web : www.neb-one.gc.ca

MÉTHODOLOGIE ET RÉSULTATS

2.1 Méthodologie

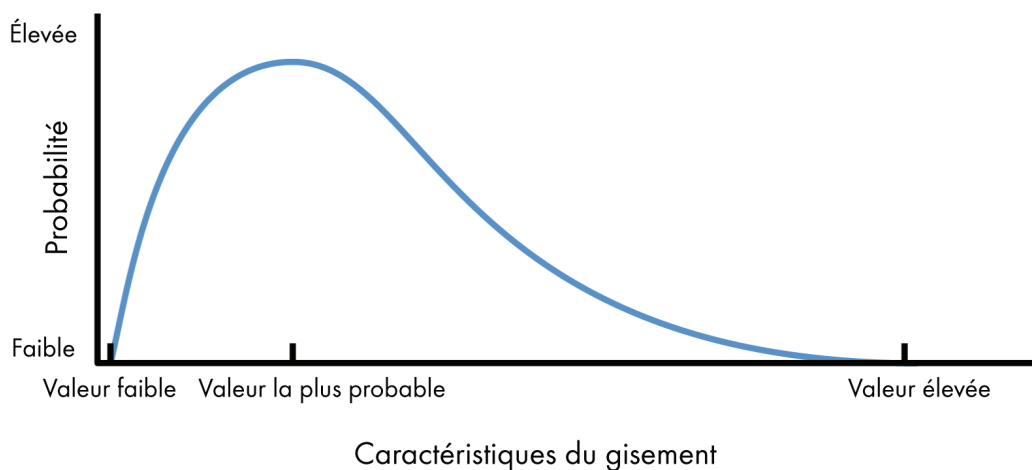
L'estimation du potentiel ultime de gaz naturel non classique du bassin de Horn River dans le nord-est de la Colombie-Britannique a été établie :

- en passant en revue les données, les études antérieures et d'autres renseignements pertinents;
- en cartographiant les particularités géologiques des formations de Muskwa, d'Otter Park et d'Evie situées dans le bassin de Horn River selon l'unité de forage d'écartement de la C.-B. (écartement de 1 415,5 m sur 1 856,0 m) (voir section 2.4);
- en utilisant une méthode probabiliste librement inspirée de celle du rapport de l'ONÉ intitulé *Ressources en gaz naturel classique du Canada – Rapport de situation (2004)*; cependant, des modifications importantes ont dû y être apportées en raison de l'absence totale d'information sur les réserves provinciales pouvant être employées pour estimer la quantité de GEP dans les sections forées, et par conséquent, le GEP a été calculé à partir des données de base sur le réservoir (le nouveau modèle est expliqué en détail à l'annexe 2);
- en compilant l'information fournie par les entreprises du secteur œuvrant dans la zone d'étude;
- en faisant appel à l'expertise des organismes.

Brièvement, des évaluations probabilistes attribuent aux caractéristiques du gisement (comme son épaisseur) une plage de possibilités réparties entre des valeurs faibles, médianes et élevées, où les valeurs faibles et élevées ont peu de chance de se réaliser alors que les valeurs médianes sont les plus susceptibles de se réaliser (figure 2.1). Donc, à partir de la simulation Monte Carlo où 500 itérations (l'équivalent en quelque sorte de lancer un dé 500 fois pour chaque caractéristique du réservoir afin de simuler 500 résultats possibles pour un seul bassin), on peut obtenir les valeurs faibles, médianes et élevées pour le potentiel de gaz du bassin (respectivement P10, attendu et P90). Il s'agit de la première évaluation probabiliste d'une zone de gaz de schiste publiée au Canada et les lecteurs sont invités à transmettre leurs commentaires sur la méthodologie retenue.

2.1.1 Gaz en place

Dans les schistes, le gaz naturel se trouve surtout dans deux états : 1) le gaz libre, c.-à-d. le gaz à l'état gazeux dans les interstices entre les grains minéraux ou dans la matière organique; 2) le gaz adsorbé, soit du gaz faiblement attaché à la surface de la matière organique et des argiles. Alors que le gaz libre, comme son nom l'indique, peut sans contrainte entre les espaces poreux et les fractures, le gaz adsorbé doit d'abord être détaché en réduisant la pression dans le réservoir pour en permettre la circulation. En comprenant certaines caractéristiques physiques de base des formations de schiste, on peut estimer

FIGURE 2.1**Schéma de distribution des probabilités**

la quantité de gaz naturel dans le réservoir. Par exemple, en multipliant l'épaisseur, l'étendue et la porosité du réservoir, on peut estimer l'espace dont dispose le gaz libre. En outre, la quantité de matière organique dans la roche schisteuse peut aider à connaître la quantité de gaz adsorbé dans la formation à diverses pressions.

De façon générale, les caractéristiques géologiques varient à l'intérieur d'un même bassin sédimentaire, tout comme la quantité de GEP varie d'un secteur à un autre. Pour les formations schisteuses du bassin de Horn River, il a donc fallu porter ces caractéristiques sur des cartes, quand on disposait de données, puis on s'est servi de ces cartes pour faire l'évaluation. On a estimé les volumes de GEP pour chaque parcelle (c.-à-d. point sur la grille cartographique) afin de mieux modéliser les variations de volume dans le bassin. On a ensuite fait la somme de toutes les parcelles pour arriver à une estimation du potentiel total. On a considéré qu'une parcelle était découverte quand un puits vertical y était associé et que l'on pouvait utiliser les données s'y rattachant pour la cartographie. Une parcelle comportant un puits horizontal était aussi considérée comme découverte. Dans les autres cas, la parcelle était considérée comme non découverte. Un exposé technique est proposé à l'annexe 2.

2.1.2 Gaz commercialisable

Le mot « commercialisable » attache une connotation économique à la récupération. Cependant, dans le présent rapport, le terme désigne le volume techniquement récupérable selon les conditions de marché actuellement prévisibles. Aucune évaluation économique rigoureuse n'a été réalisée dans le cadre de la présente étude; cependant, dans une Note d'information sur l'énergie publiée par l'ONÉ en novembre 2010, on estimait le coût moyen de production des formations schisteuses du bassin de Horn River à 4,68 \$/GJ en 2009, sans compter les droits pipeliniers³. Cette étude reposait sur un certain nombre d'hypothèses simplificatrices, et son applicabilité à un projet de mise en valeur précis est restreinte. En général, l'extraction du gaz dans le bassin de Horn River ne semble pas rentable aux prix actuels, mais elle pourrait le devenir si les coûts continuaient de baisser, ce qui est la norme pour le gaz de schiste au fil de la mise en valeur.

3 ONÉ, 2010. *Coûts de l'offre gazière dans l'Ouest canadien en 2009 – Note d'information sur l'énergie*. Disponible sur le site www.neb-one.gc.ca

On a eu recours à une méthode fondée sur une grille semblable à celle utilisée pour le GEP afin d'estimer les ressources commercialisables dans le bassin de Horn River. Pour déterminer la quantité de gaz libre commercialisable, les organismes ont évalué la quantité de gaz potentiellement récupérable grâce au forage et à la fracturation hydraulique, à partir des méthodes actuelles. Puisqu'il n'y a pas eu de production sur une longue période dans le bassin de Horn River, le taux de récupération de gaz libre est très incertain. Pour ce projet, le taux de récupération a varié d'une formation schisteuse à une autre; les valeurs les plus probables se situaient entre 15 % et 25 %. Les organismes ont aussi évalué la quantité de gaz qui serait soustraite comme impuretés du gaz (pour qu'il soit de qualité pipeline) ainsi que la quantité qui serait extraite comme gaz combustible pour le transport et le traitement du gaz brut. Les impuretés dans le gaz de schiste du bassin de Horn River ont semblé varier en fonction de la formation. Certains puits avaient seulement 8 % d'impuretés, alors que d'autres atteignaient 19 %. Les impuretés étaient surtout constituées de dioxyde de carbone. En outre, elles augmentent avec la profondeur.

Afin d'estimer le gaz adsorbé commercialisable, les organismes ont pris en compte les pressions de cessation d'exploitation probables pour les puits en service et ont utilisé des taux de récupération semblables à ceux employés pour le gaz libre. Ils ont ainsi pu calculer la quantité de gaz détaché qui pourrait s'échapper du réservoir.

2.2 Apport de l'industrie et examen par des pairs

Les organismes ont rencontré des experts de la Commission géologique du Canada, de la United States Geological Survey et de l'industrie dans le contexte des évaluations probabilistes.

Les organismes ont aussi rencontré en personne et en toute confidentialité⁴ des responsables de sociétés et d'organismes qui font activement de l'exploration dans le bassin de Horn River ou qui connaissent le bassin, pour obtenir plus d'assurance quant aux données entrées dans le modèle. Aucun renseignement obtenu d'une société n'a été communiqué à une autre société. Les données employées dans le modèle définitif ont été choisies par les organismes.

2.3 Renseignements disponibles

Bien que la zone de gaz de schiste du bassin de Horn River soit relativement nouvelle, de nombreux puits plus anciens ont été forés lors de travaux d'exploration réalisés pour découvrir des ressources classiques plus en profondeur. Ces puits ont, entre autres, fourni des données sur la profondeur et l'épaisseur du schiste. De nouveaux puits ont également été forés, y compris des puits horizontaux; cependant, les données sur certains de ces puits demeurent encore confidentielles. Même si certaines données confidentielles ont été employées pour la présente étude, dans la majorité des cas, elles ne devraient plus être considérées comme confidentielles au moment de la publication du présent document. Au total, on a eu recours à des données sur 337 puits distincts.

2.4 Description géologique

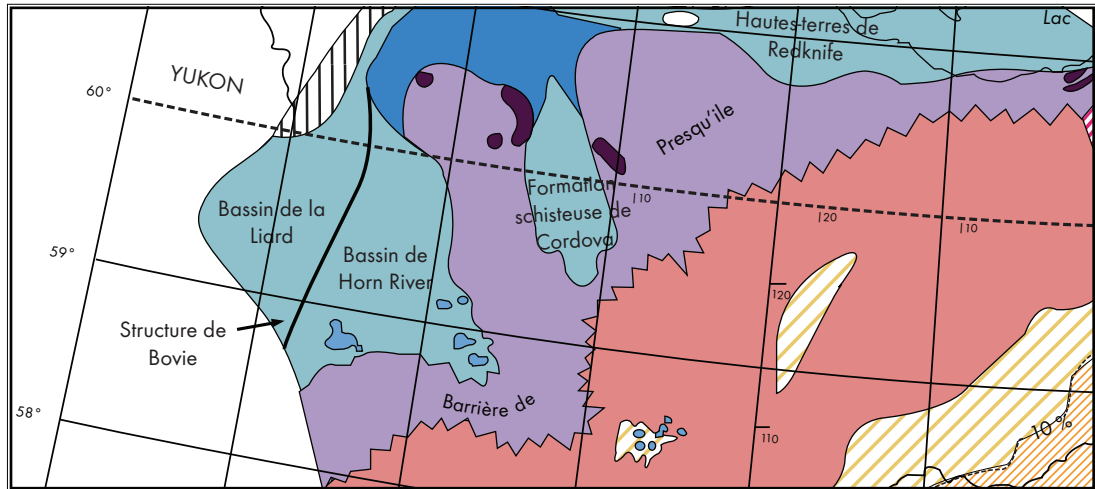
2.4.1 Situation

Le bassin de Horn River se trouve dans le nord-est de la Colombie-Britannique et s'étend vers le nord jusqu'aux Territoires du Nord-Ouest (figure 1.1). Pendant la période du dévonien moyen (il y a

4 La confidentialité était nécessaire pour protéger les informations commerciales sensibles des entreprises.

FIGURE 2.2

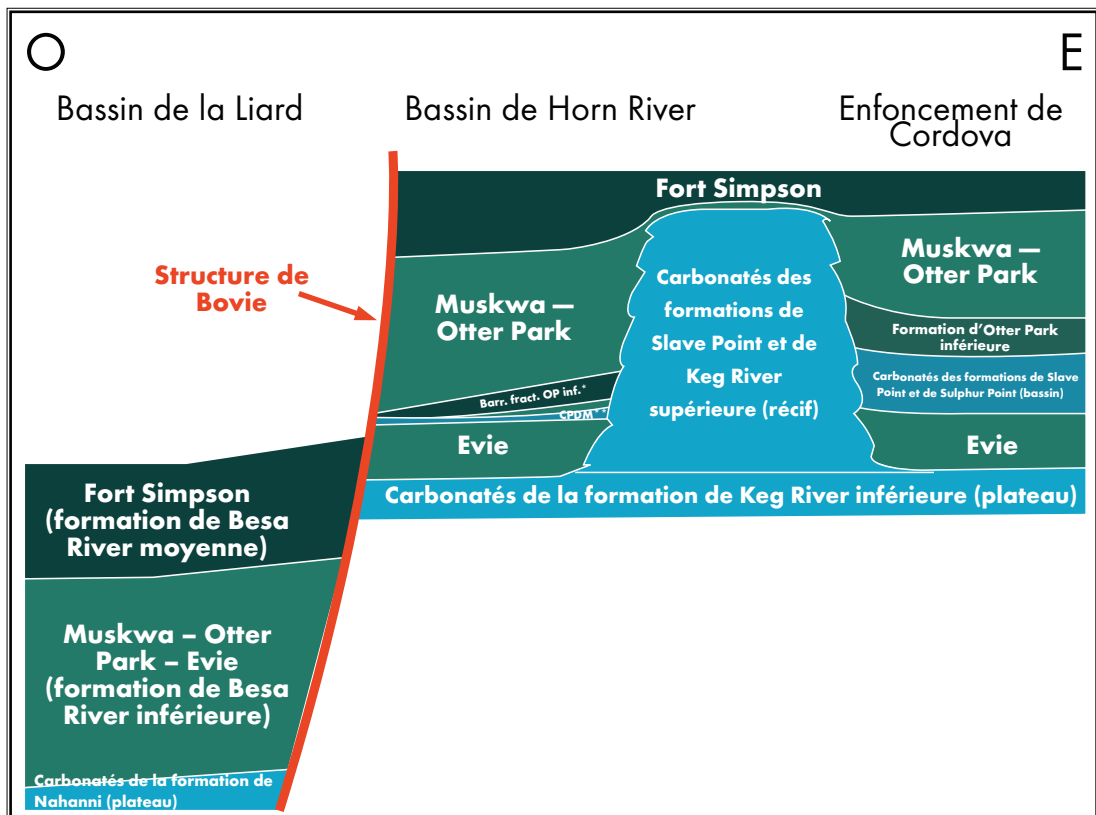
Représentation de la barrière de Presqu'île de la période du dévônien



Source : Alberta Geological Survey

FIGURE 2.3

Coupe transversale incluant le bassin de Horn River



* Barrière de fracturation de la formation d'Otter Park inférieure

** Carbonatés de la période du dévônien moyen

Source : AAPG Explorer

environ 375 millions d'années), la barrière de Presqu'île, qui prenait naissance en Alberta, traversait la C.-B. et s'avancait jusqu'au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest (figure 2.2). Le récif formait une région recouverte d'eau salée peu profonde et agitée, où de la boue de calcite et des squelettes d'organismes favorables à la croissance d'un récif étaient déposés et convertis en calcaire et en dolomie après avoir été enfouis. Des argiles, des boues siliceuses (c.-à-d. riches en silice) et de la matière organique provenant de plancton mort se sont déposées dans les eaux plus profondes et mal oxygénées du bassin de Horn River, à l'ouest, et de l'enfoncement Cordova, à l'est, où, avec le temps, elles se sont transformées en dépôts de schiste. Dans les deux secteurs, on a subdivisé les formations schisteuses pour donner, de bas en haut, les formations d'Evie, d'Otter Park et de Muskwa (figure 2.3), qui contiennent assez de matière organique pour produire du gaz naturel. Une partie du gaz a migré vers la barrière de Presqu'île et a été emprisonné dans des gisements de pétrole et de gaz classiques localisés.⁵

2.4.2 Formation d'Evie

La formation schisteuse d'Evie est constituée de schiste gris foncé à noir, radioactif⁶, riche en matière organique, pyrite, calcaire (riche en calcite) et siliceux. Dans les diagraphies, cette unité se distingue par des mesures relativement élevées de rayon gamma et une haute résistivité. On trouve une plus forte concentration de limon dans la partie supérieure, où la radioactivité et la résistivité sont généralement plus faibles. Dans le bassin de Horn River, la formation d'Evie a plus de 75 m d'épaisseur juste à l'ouest de la barrière de Presqu'île, puis elle s'amincit à mesure qu'on se dirige encore plus à l'ouest pour atteindre moins de 40 m près de la structure de Bovie (extrémité occidentale du bassin). La formation d'Evie se superpose aux pierres calcaires et aux dolomies de la formation de Keg River inférieure.

2.4.3 Formation d'Otter Park

La formation d'Otter Park atteint une épaisseur maximale de plus de 270 m dans la partie sud-est du bassin de Horn River, où elle consiste en du schiste calcaire gris moyen à foncé et où la radioactivité et la résistivité sont plus faibles que dans les formations d'Evie et de Muskwa. Elle s'amincit à mesure qu'on se déplace vers le nord et vers l'ouest, et on y trouve alors des lits de schiste noir, siliceux et radioactif.

2.4.4 Formation de Muskwa

La formation de Muskwa consiste en du schiste gris à noir, radioactif, riche en matière organique, pyrite et siliceux qui se caractérise dans les diagraphies de puits par ses mesures élevées de rayons gamma et sa haute résistivité. La formation a un contact progressif avec le schiste sus-jacent riche en silt de la formation de Fort Simpson. Dans le bassin de Horn River, la formation de Muskwa mesure 30 mètres d'épaisseur dans la partie qui est contiguë à la barrière de Presqu'île, puis elle s'épaissit plus à l'ouest pour atteindre plus de 60 m près de la structure de Bovie, du côté ouest du bassin. Toutefois, elle s'amincit considérablement à l'endroit où la formation d'Otter Park est la plus épaisse, dans la partie sud-est du bassin de Horn River. Contrairement aux formations schisteuses sous-jacentes, la formation de Muskwa n'est pas confinée au seul bassin de Horn River. Elle s'amincit et s'étend au-delà

5 ONÉ, 2006. *Le potentiel ultime des ressources en gaz naturel classique du nord-est de la Colombie-Britannique*. Disponible sur le site www.neb-one.gc.ca.

6 On dit du schiste riche en matière organique qu'il est « radioactif » parce qu'il affiche des niveaux de radiation plus élevés que les autres roches sédimentaires courantes (au moment du dépôt, la matière organique attire et lie l'uranium dissous provenant de l'eau de mer). La quantité de matière radioactive réelle est extrêmement faible. Cette radioactivité aide à distinguer le schiste des grès et des carbonates sur les instruments de diagraphie des puits.

de la barrière, et on la retrouve dans le reste de la partie nord-est de la C.-B. Elle équivaut également, sur le plan stratigraphique, à la formation de Duvernay, qui couvre la plus grande partie de l'Alberta.

2.5 Résultats pour le gaz en place et le gaz commercialisable

Après avoir tenu compte des incertitudes inhérentes à l'estimation des perspectives géologiques et à la prévision du potentiel gazier, les organismes sont d'avis que le potentiel ultime de GEP dans le bassin de Horn River se situe entre 10 466 Gm³ (372 Tpi³) et 14 894 Gm³ (529 Tpi³), avec une production attendue de 12 629 Gm³ (448 Tpi³), tel qu'il est illustré au tableau 2.1 et à la figure 2.4. La ressource commercialisable devrait être de 1 715 Gm³ (61 Tpi³) à 2 714 Gm³ (96 Tpi³), avec une

production attendue de 2 198 Gm³ (78 Tpi³), tel qu'il est illustré au tableau 2.1 et à la figure 2.5. Le potentiel ultime atteindra ou surpassera très vraisemblablement les valeurs faibles estimatives. Selon les organismes, les estimations de production les plus réalistes sont celles correspondant aux valeurs médianes. Même si les valeurs élevées peuvent se réaliser, elles demeurent peu probables. Un certain volume de gaz naturel a été exclu de l'évaluation parce qu'il s'agissait de terres sans droit de tenure au moment de la préparation du présent rapport. Les estimations des ressources découvertes et non

T A B L E A U 2 . 1

Valeurs faibles, médianes et élevées du gaz en place et du gaz commercialisable dans le bassin de Horn River

Valeur	Gaz en place		Gaz exclu		Gaz commercialisable	
	Gm ³	Tpi ³	Gm ³	Tpi ³	Gm ³	Tpi ³
Faible	10 466	372	481	17	1 715	61
Médiane	12 629	448	639	23	2 198	78
Élevée	14 894	529	805	29	2 714	96

F I G U R E 2 . 4

Distribution statistique du gaz en place

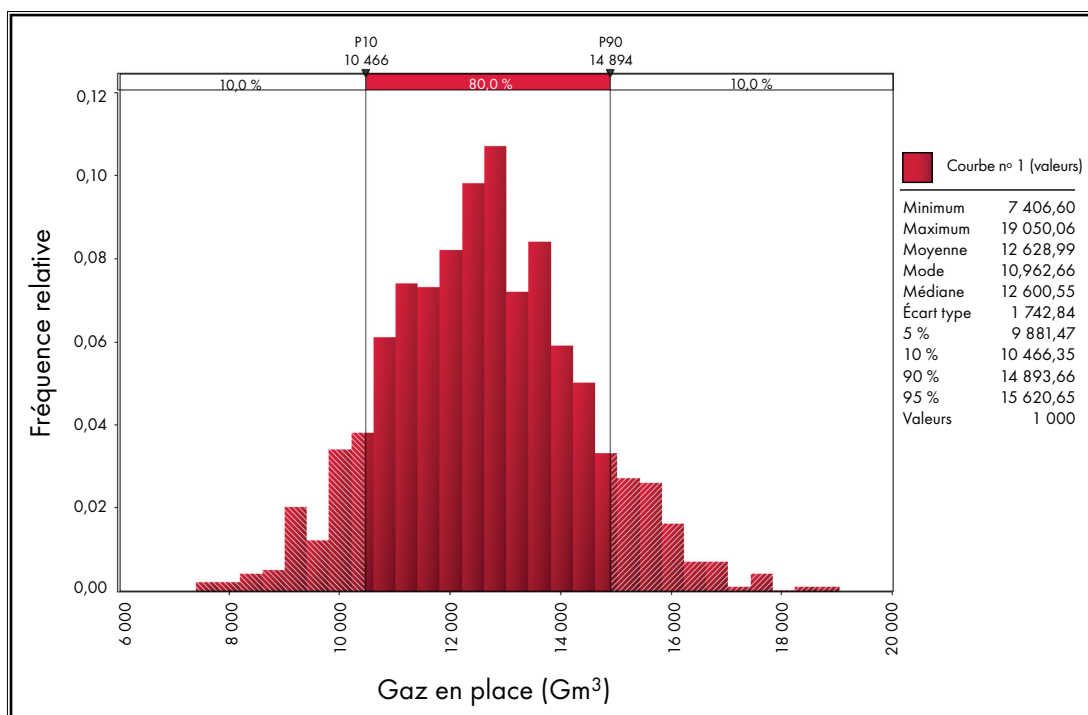
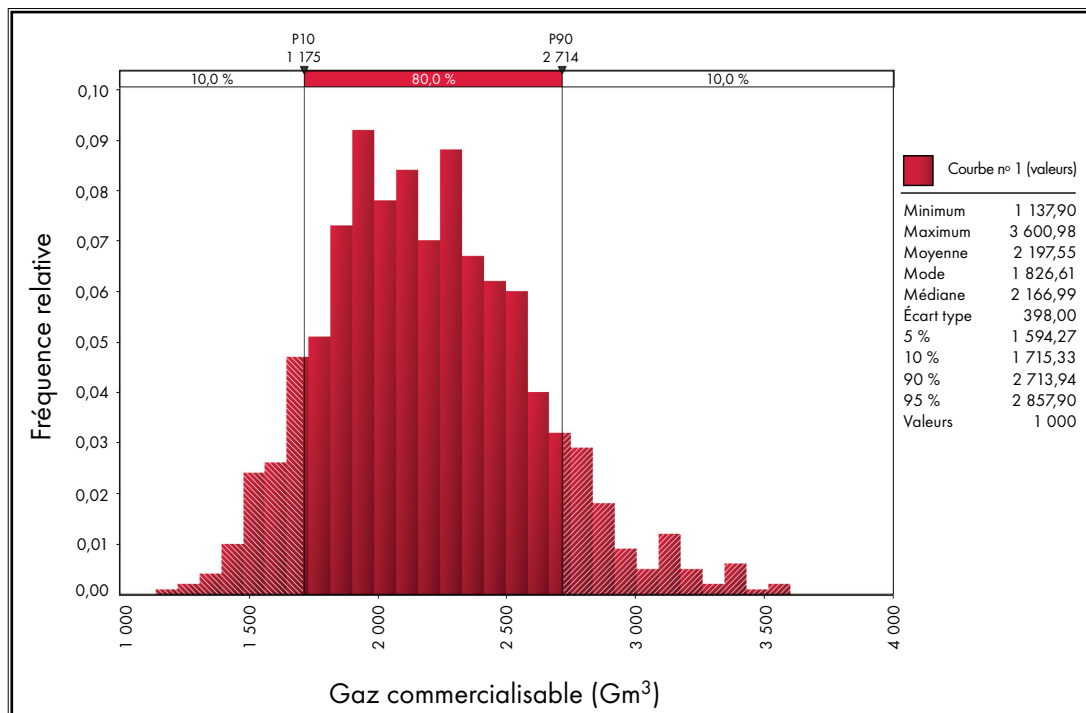


FIGURE 2.5

Distribution statistique du gaz commercialisable



T A B L E A U 2.2

Catégorisation du potentiel ultime (valeurs médianes) pour le gaz naturel en décembre 2010

Catégorie	Gaz en place		Gaz commercialisable	
	Gm ³	Tpi ³	Gm ³	Tpi ³
Gaz découvert	433	15	84	3
Gaz non découvert	12 196	433	2 114	75
Potentiel ultime	12 629	448	2 198	78

T A B L E A U 2.3

Gaz en place et gaz commercialisable pour les schistes du bassin de Horn River*

Formation	Gaz en place		Gaz commercialisable	
	Gm ³	Tpi ³	Gm ³	Tpi ³
Muskwa	3 729	132	711	25
Otter Park	4 486	159	666	24
Evie	4 024	143	562	20

* Compte tenu de l'approche stochastique empruntée, une fois additionnés, il se peut que les chiffres ne correspondent pas aux totaux indiqués au tableau 2.2.

découvertes sont présentées au tableau 2.2, et la valeur médiane pour chaque formation du bassin de Horn River est indiquée au tableau 2.3.

Le volume exclu dans le tableau 2.1 correspond au gaz dont la mise en valeur, selon les organismes, est peu probable, dans le cas des valeurs faible et médiane, en raison des hypothèses posées relativement aux conditions du gisement pour ces scénarios. Quant à la valeur élevée, la taille du gisement accroîtrait les probabilités que le volume de gaz actuellement considéré comme exclu soit mis en valeur.

2.6 Comparaison avec des études antérieures

La seule étude déjà publiée qui examinait le potentiel des ressources du bassin de Horn River⁷ s'intéressait aux ressources de GEP de ce bassin, de l'enfoncement de Cordova et du bassin de la Liard. On estimait que le GEP se situait dans une plage allant de 4 078 Gm³ (144 Tpi³) à plus de 16 992 Gm³ (600 Tpi³). L'étude ne tentait pas de répartir les ressources gazières entre les bassins, et aucune estimation des ressources commercialisables n'était incluse. Le MEMCB a rendu publics les résultats d'une étude interne réalisée en 2009 qui révélait que le bassin de Horn River renfermait entre 8 496 Gm³ (300 Tpi³) et 22 656 Gm³ (800 Tpi³) de GEP.

Comme l'ONÉ le décrit dans des rapports antérieurs, les estimations du potentiel ultime augmentent généralement avec le temps. Dans le bassin de Horn River, une hausse marquée de l'estimation de GEP dans les formations de la période du dévonien moyen est peu probable. Il est possible que les ressources commercialisables augmentent quand des renseignements supplémentaires sur la production à long terme seront connus. Il se peut aussi que les ressources commercialisables soient plus élevées si les coûts d'une mise en valeur plus poussée diminuent ou si les prix du gaz augmentent de façon appréciable. Il ne faut pas non plus exclure la découverte d'autres ressources sus-jacentes ou sous-jacentes pendant l'exploitation des ressources connues.

2.7 Ressources à l'échelle canadienne

Dans le cadre du mandat qui lui est conféré, l'ONÉ maintient des estimations du potentiel ultime pour toutes les régions du Canada. Ses estimations actuelles des ressources canadiennes ont été présentées dans le rapport conjoint produit en 2008 et intitulé *Potentiel ultime des ressources gazières classiques de la Saskatchewan*. Les tableaux 2.4A et 2.4B font la synthèse des estimations actuelles du potentiel ultime de gaz naturel classique au Canada, en unités métriques et impériales. Ces données étaient à jour à la fin de 2009. L'ONÉ prépare en ce moment une liste des estimations du potentiel ultime de gaz naturel non classique au Canada, qu'elle enrichira à mesure que de nouvelles évaluations seront réalisées. À ce chapitre, les données des tableaux 2.5A et 2.5B étaient à jour à la fin de 2010. La consultation parallèle des tableaux 2.4 et 2.5, en unités métriques ou impériales, permettra de connaître le potentiel ultime total pour l'ensemble du Canada.

7 Ross, D.J.K., et R.M. Bustin, 2008.

T A B L E A U 2 . 4 A

Estimations actuelles de l'ONÉ pour le potentiel ultime de gaz naturel classique commercialisable au Canada (Gm³)

	Ressources découvertes	Ressources non découvertes	Potentiel ultime¹	Potentiel ultime restant²
Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien				
Alberta	5 131	1 145	6 276	2 201
Colombie-Britannique	1 142	320	1 462	860
Saskatchewan	263	34	297	106
Sud des Territoires	32	164	196	177
Total	6 568	1 663	8 231	3 344
Côte Est (zone extracôtière)				
Labrador	130	660	790	790
Bassin de l'est de Terre-Neuve-et-Labrador	0	352	352	352
Grands Bancs	110	375	485	485
Sud des Grands Bancs	0	86	86	86
Sous-bassin Laurentien	0	170	170	170
Nouvelle-Écosse	147	505	652	608
Banc Georges	0	60	60	60
Total	387	2 208	2 595	2 551
Côte Ouest				
Zone extracôtière	0	255	255	255
Zone intramontagneuse	0	230	230	230
Total	0	485	485	485
Nord du Canada				
Territoires du Nord-Ouest - Collines Colville	17	117	134	134
Mackenzie-Beaufort	254	1 460	1 714	1 714
Yukon - Plaine d'Eagle	2	28	30	30
Yukon - Autres	1	114	115	115
Îles de l'Arctique	331	793	1 124	1 124
Est de l'Arctique	0	140	140	140
Baie d'Hudson	0	28	28	28
Total	605	2 680	3 285	3 285
Ontario	44	23	67	33
Golfe du Saint-Laurent (bassin des Maritimes)³	4	36	40	40
TOTAL CANADA¹	7 610	7 097	14 707	9 742

1. Il se peut que les chiffres, arrondis, ne correspondent pas aux totaux indiqués.

2. Au 31 décembre 2009, parfois 2008.

3. L'Office est au fait du nouveau rapport publié en 2009 par la Commission géologique du Canada et qui propose des chiffres estimatifs plus élevés pour les ressources gazières potentielles dans la région du golfe du Saint-Laurent mais il attend que de nouveaux forages fructueux les confirment avant de les utiliser.

T A B L E A U 2 . 4 B

Estimations actuelles de l'ONÉ pour le potentiel ultime de gaz naturel classique commercialisable au Canada (Tpi³)

	Ressources découvertes	Ressources non découvertes	Potentiel ultime ¹	Potentiel ultime restant ²
Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien				
Alberta ³	182	41	223	78
Colombie-Britannique ³	41	11	52	31
Saskatchewan ³	9	1	11	4
Sud des Territoires	1	6	7	6
Total	233	59	293	119
Côte Est (zone extracôtière)				
Labrador	5	23	28	28
Bassin de l'est de Terre-Neuve-et-Labrador	0	12	12	12
Grands Bancs	4	13	17	17
Sud des Grands Bancs	0	3	3	3
Sous-bassin Laurentien	0	6	6	6
Nouvelle-Écosse	5	18	23	22
Banc Georges	0	2	2	2
Total	14	77	92	90
Côte Ouest				
Zone extracôtière	0	9	9	9
Zone intramontagneuse	0	8	8	8
Total	0	17	17	17
Nord du Canada				
Territoires du Nord-Ouest - Collines Colville	1	4	5	5
Mackenzie-Beaufort	9	52	61	61
Yukon - Plaine d'Eagle	0	1	1	1
Yukon - Autres	0	4	4	4
Îles de l'Arctique	12	28	40	40
Est de l'Arctique	0	5	5	5
Baie d'Hudson	0	1	1	1
Total	21	95	117	117
Ontario	1	1	2	1
Golfe du Saint-Laurent (bassin des Maritimes) ⁴	0	1	1	1
TOTAL CANADA¹	270	252	522	346

1. Il se peut que les chiffres, arrondis, ne correspondent pas aux totaux indiqués.
2. Au 31 décembre 2009, parfois 2008.
3. Chiffres convertis au système impérial selon la formule 35,49373 pi³/m³ (voir la section 1.3)
4. L'Office est au fait du nouveau rapport publié en 2009 par la Commission géologique du Canada et qui propose des chiffres estimatifs plus élevés pour les ressources gazières potentielles dans la région du golfe de Saint-Laurent mais il attend que de nouveaux forages fructueux les confirment avant de les utiliser.

T A B L E A U 2 . 5 A

Estimations actuelles de l'ONÉ pour le potentiel ultime de gaz naturel non classique commercialisable au Canada (Gm³)

	Ressources découvertes	Ressources non découvertes	Potentiel ultime¹	Potentiel ultime restant²
Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien				
Alberta				
Colombie-Britannique	84	2 114	2 198	2 198
Saskatchewan				
Sud des Territoires				
Total	84	2 114	2 198	2 198
Côte Est (zone extracôtière)				
Labrador				
Bassin de l'est de Terre-Neuve-et-Labrador				
Grands Bancs				
Sud des Grands Bancs				
Sous-bassin Laurentien				
Nouvelle-Écosse				
Banc Georges				
Total				
Côte Ouest				
Zone extracôtière				
Zone intramontagneuse				
Total				
Nord du Canada				
Territoires du Nord-Ouest - Collines				
Colville				
Mackenzie-Beaufort				
Yukon - Plaine d'Eagle				
Yukon - Autres				
Îles de l'Arctique				
Est de l'Arctique				
Baie d'Hudson				
Total				
Ontario				
Golfe du Saint-Laurent (bassin des Maritimes)				
TOTAL CANADA¹	84	2 114	2 198	2 198

1. Il se peut que les chiffres, arrondis, ne correspondent pas aux totaux indiqués.
2. Au 31 décembre 2010.

T A B L E A U 2 . 5 B

Estimations actuelles de l'ONÉ pour le potentiel ultime de gaz naturel non classique commercialisable au Canada (Tpi³)

	Ressources découvertes	Ressources non découvertes	Potentiel ultime ¹	Potentiel ultime restant ²
Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien				
Alberta ³				
Colombie-Britannique ³	3	75	78	78
Saskatchewan ³				
Sud des Territoires				
Total	3	75	78	78
Côte Est (zone extracôtière)				
Labrador				
Bassin de l'est de Terre-Neuve-et-Labrador				
Grands Bancs				
Sud des Grands Bancs				
Sous-bassin Laurentien				
Nouvelle-Écosse				
Banc Georges				
Total				
Côte Ouest				
Zone extracôtière				
Zone intramontagneuse				
Total				
Nord du Canada				
Territoires du Nord-Ouest - Collines Colville				
Mackenzie-Beaufort				
Yukon - Plaine d'Eagle				
Yukon - Autres				
Îles de l'Arctique				
Est de l'Arctique				
Baie d'Hudson				
Total				
Ontario				
Golfe du Saint-Laurent (bassin des Maritimes)				
TOTAL CANADA¹	3	75	78	78

1. Il se peut que les chiffres, arrondis, ne correspondent pas aux totaux indiqués.

2. Au 31 décembre 2010.

3. Chiffres convertis au système impérial selon la formule $35,49373 \text{ pi}^3/\text{m}^3$ (voir la section 1.3)

OBSERVATIONS

3.1 Généralités

L'estimation du potentiel ultime de gaz naturel non classique commercialisable des schistes du bassin de Horn River dans le nord-est de la Colombie-Britannique est de 2 198 Gm³ (78 Tpi³). Cette évaluation tient compte d'une nouvelle ressource dont la C.-B. et le Canada disposent pour répondre à une partie importante de la demande gazière future. Il s'agit d'un des bassins schisteux les plus prometteurs en Amérique du Nord (tableau 3.1).

3.2 Propriétés du gisement schisteux du bassin de Horn River

L'analyse des données dans le cadre de la présente étude a révélé des tendances bien nettes. Dans l'ensemble, le potentiel des trois zones schisteuses est considérable. Toutefois, celui de la formation d'Otter Park est très inégal à l'intérieur du bassin, diminuant considérablement dans la partie sud, près de la barrière de Presqu'île, où le calcaire-marne déposé a pris un ascendant sur le schiste.

3.3 Restrictions d'accès

L'utilisation du modèle @Risk permet d'établir, de façon approximative, les ressources non découvertes qui pourraient ne pas être mises en valeur en raison de restrictions liées à l'accès en surface. L'absence de parcs nationaux, de grands espaces urbains et de grands lacs dans le nord-est de la C.-B. fait en sorte que la plupart des volumes importants de ces ressources seront accessibles, en théorie, en ayant recours à la technologie du forage dirigé. Les consultations menées auprès de l'industrie n'ont pas permis d'établir de façon nette la présence de ressources qui ont été écartées dans les faits en raison des restrictions d'accès en surface. D'un point de vue pratique, par contre, le coût marginal du forage dirigé peut se répercuter considérablement sur la capacité concurrentielle.

Comparaison des bassins schisteux en Amérique du Nord

Paramètre	Zone schisteuse					
	Bassin de Horn River	Montney (C.-B. seulement)	Barnett	Marcellus	Haynesville	Fayetteville
Superficie du bassin (km ²)	11 500	1 600 à 10 000	1 900	95 000	9 000	9 000
Profondeur (m)	1 800 à 3 000	1 000 à 3 500	2 000 à 2 600	2 500 à 3 000	3 000	350 à 2 300
Épaisseur (m)	50 à 350	50 à > 300	15 à 182	12 à 275	75	16 à 180
Porosité (%)	2 à 8	1 à 6	4 à 5	10	8 à 9	2 à 8
Matière organique totale (%)	1 à 8	1 à 7	4,5	3 à 12	0,5 à 4,0	4,0 à 9,8
Hydrocarbures du gisement	gaz sec	gaz humide, gaz sec	gaz humide, gaz sec	gaz humide, gaz sec	gaz sec	gaz sec
Fracturation naturelle	oui	oui	oui	oui	oui	oui
Régime de pression	surpression	surpression	surpression	de normal à surpression	surpression	normal
Proximité des grands marchés de consommation	éloigné	éloigné	proche	très proche	proche	proche
Gaz en place (Gm ³)	12 629 (10 466 to 14 894)	2 270 à 19 800	9 263	42 492	2 0311	1 473
Gaz en place (Tpi ³)	448 (372 à 529)	80 à 700	327	1 500	717	52
Gaz commercialisable (Gm ³)	2 198 (1 715 à 2 714)	incertain	1 246	7 422	7 110	1 178
Gaz commercialisable (Tpi ³)	78 (61 à 96)	incertain	44	262	251	41,6
État de mise en valeur	tout début	début	moyennement avancé	début	moyennement avancé	moyennement avancé
Nota :	gas de schiste/ réservoirs étanches					

Source : Données américaines provenant du document du U.S. Department of Energy intitulé *Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer*.

CONCLUSIONS

- L'estimation du potentiel ultime de gaz naturel non classique de bassin de Horn River dans le nord-est de la C.-B. est de 2 198 Gm³ (78 Tpi³).
- Les ressources découvertes totalisent 84 Gm³ (3 Tpi³), alors que les ressources non découvertes s'élèvent à 2 114 Gm³ (75 Tpi³).
- Un secteur dans la partie sud du bassin de Horn River a été exclu de l'estimation du gaz commercialisable parce que les terres sont actuellement sans droit de tenure, une situation qui pourrait nuire à la mise en valeur.
- Les ressources restantes peuvent soutenir des activités de forage intenses pendant de nombreuses années dans la province.
- Le nord-est de la C.-B. renferme environ 55 % des ressources ultimes restantes déclarées de gaz naturel classique et non classique du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien.
- On compte un grand nombre d'autres zones de gaz naturel non classique en C.-B. et ailleurs au Canada qui, si elles sont mises en valeur, pourraient augmenter de façon marquée les ressources disponibles pour l'utilisation intérieure et l'exportation. Selon le temps, les données et les ressources à leur disposition, les organismes souhaitent évaluer ces zones en C.-B. L'ONÉ entend également évaluer les zones non classiques qui se trouvent ailleurs au Canada.

GLOSSAIRE

Bassin	Partie de la croûte terrestre ayant subi un gauchissement vers le bas, généralement pendant une très longue période. L'épaisseur des sédiments augmente vers le centre du bassin.
Calcaire-marne	Calcaire infiltré de strates de limon et de sable offrant généralement un piètre potentiel comme gisement.
Facteur de perte en surface	Facteur appliqué à la quantité de gaz extraite d'un réservoir pour calculer le volume de gaz qui peut réellement être mis en marché. Ce facteur sert généralement à prendre en compte les impuretés et le volume de gaz utilisé pour alimenter le matériel de production servant en un lieu donné.
Gaz adsorbé	Gaz naturel fixé électrostatiquement à la matière organique dans un gisement et dont la récupération nécessite de réduire la pression dans ce même gisement.
Gaz classique	Gaz naturel que l'on trouve dans un gisement et qui est produit en forant un puits au moyen de techniques connues de dilatation du gaz ou en raison de la pression exercée par un aquifère sous-jacent.
Gaz commercialisable	Volume de gaz pouvant être mis en marché une fois débarrassé de ses impuretés et après avoir tenu compte des volumes utilisés pour alimenter les installations en surface. Employé dans le présent rapport pour les volumes non découverts, le gaz commercialisable est calculé en appliquant la perte moyenne en surface des réservoirs d'une formation aux volumes récupérables des réservoirs non découverts de cette même formation.
Gaz de réservoirs étanches	Gaz naturel non classique emprisonné dans l'espace poreux d'une roche ayant une perméabilité ou une capacité de circulation inférieure à la normale
Gaz de schiste	Gaz non classique emprisonné dans le schiste, c.-à-d. une roche sédimentaire déposée à l'origine sous forme d'argile ou de silt et caractérisée par une perméabilité très faible. Le gaz est présent en majeure partie comme gaz libre ou gaz adsorbé, même si on en trouve à l'état dissous dans la matière organique.
Gaz en place	Quantité totale de gaz naturel qu'on estime se trouver dans un réservoir ou un gisement donné et qui comprend les quantités pouvant être récupérées ainsi que celles qui demeureront dans le gisement.

Gaz libre	Gaz naturel présent dans les interstices se trouvant entre les grains minéraux ou dans la matière organique.
Gaz naturel de charbon	voir méthane de houille
Gaz non classique	Gaz naturel contenu dans une roche-réservoir non classique nécessitant une force supplémentaire pour le faire circuler. Il peut être piégé dans la matrice rocheuse, composée par exemple de charbon, de glace ou de schiste argileux, ou encore le gisement peut présenter une porosité et une perméabilité anormalement faibles.
Gaz récupérable	Volume de gaz naturel, y compris les impuretés, qui peut être récupéré d'un gisement au moyen de mécanismes de récupération naturels et/ou induits. Employé dans le présent rapport pour les volumes non découverts, il est calculé en appliquant le taux de récupération moyen des réservoirs d'une formation aux réservoirs non découverts de cette même formation.
Gaz restant	Volume de gaz (potentiel ultime moins production cumulative) devant servir à répondre aux demandes futures du marché.
Gisement	Couche de roche souterraine poreuse et perméable qui renferme une accumulation distincte de pétrole emprisonnée par des barrières de roche imperméables ou d'eau et qui est caractérisée par un système de pression distinct.
Intervalle stratigraphique	Toutes les formations géologiques exploitables de la province regroupées en strates de roches sédimentaires datant approximativement de la même période géologique. Par exemple, les formations schisteuses de Klua et d'Evie sont différentes du point de vue géologique, mais elles datent approximativement de la même période géologique et elles ont donc été regroupées aux fins de la présente étude.
Méthane de houille ou gaz naturel de charbon	Gaz naturel non classique emprisonné dans la matrice rocheuse formée de couches de charbon.
Modèle @Risk	Outil d'analyse informatique de Pallisade Corporation qui permet d'ajouter des fonctions d'analyse des risques et de modélisation à des tableurs Excel.
Potentiel ultime	Estimation des ressources commercialisables qui auraient été mises en valeur dans un secteur d'ici la fin des travaux d'exploration, de mise en valeur et d'aménagement. Cette estimation tient compte des zones d'intérêt géologiques, de la technologie en usage et de la conjoncture économique. Elle tient aussi compte de la production cumulative, des réserves restantes et des augmentations de réserves qui découleront du prolongement des réservoirs existants et de la révision de leurs réserves, ainsi que de la découverte de nouveaux réservoirs. Dans la majeure partie du présent rapport, ce terme est la formule abrégée de l'expression « potentiel ultime de gaz naturel ».

Projet expérimental	Projet soumis à la réglementation pétrolière et gazière de la C.-B. faisant appel à des méthodes non éprouvées dans un contexte donné et qui doivent être examinées et appliquées pour tester un nouveau processus, une nouvelle technique ou une nouvelle procédure dans une situation précise ou dans un nouveau gisement.
Pyrite	Roche contenant de la pyrite. La pyrite forme de la roche sédimentaire dans des conditions variées. Dans le cas des roches sédimentaires marines, la formation de pyrite dépend généralement de la quantité de matière organique présente.
Réserves	Quantités restantes estimatives de pétrole ou de gaz naturel et de substances connexes pouvant être extraites d'accumulations connues, à partir d'une date donnée, en se fondant sur l'analyse des forages, sur des données géologiques, géophysiques et techniques, sur l'utilisation de la technologie éprouvée, ainsi que sur des conditions économiques particulières, le tout à révéler, et qui sont jugées raisonnables en général.
Ressources	Terme qui, dans le présent rapport, désigne soit le volume total de pétrole ou de gaz naturel qui devrait se trouver dans un secteur donné, soit la partie des ressources totales qui n'a pas encore été atteinte par un puits de forage, soit le volume pouvant être obtenu à la suite d'une valorisation des réserves.
Ressources découvertes	Quantité de gaz naturel et de substances connexes qu'on estime, à un moment ou à un autre, se trouver initialement dans les accumulations connues auxquelles un puits de forage a donné accès.
Ressources non découvertes	Partie du potentiel ultime qui n'a pas encore été atteinte par un puits de forage ou dont l'existence n'a pas encore été prouvée par des changements de réserves découlant d'un prolongement ou d'une révision.
Simulation Monte Carlo	Technique statistique dans laquelle une plage d'issues possibles et leurs probabilités de réalisation sont extraites d'un échantillonnage aléatoire de points sur une ou plusieurs courbes de distribution.
Taux de récupération	Facteur appliqué au GEP (ou au pétrole en place) dans un gisement pour obtenir un volume de gaz qui peut être physiquement récupéré à la surface.
Zone	Zone géographique renfermant une configuration géologique définie à l'intérieur d'un intervalle stratigraphique. Cette configuration géologique contient ou devrait contenir du gaz naturel ou du pétrole exploitable si la conjoncture économique s'y prête.

RÉFÉRENCES

- AAPG, *Characterizing the shale gas resources of the Devonian-Mississippian strata in the Western Canada Sedimentary Basin: Application of an integrated formation evaluation*, D. Ross et M. Bustin, 2007
- Bowers, B., *Conventional Natural Gas Resources of the Western Canada Sedimentary Basin*, dans le Journal of Canadian Petroleum Technology, 2000
- CCPG, *Natural Gas Potential In Canada – 2001*, A Report by the Canadian Gas Potential Committee, 2001
- CCPG, *Natural Gas Potential In Canada – 2005*, A Report by the Canadian Gas Potential Committee, 2005
- CCPG, *Natural Gas Potential In Canada, A Report By The Canadian Gas Potential Committee*, 1997
- CERI, K.J. Drummond, *Canada's Natural Gas Ultimate Potential – Defining A Credible Upper Limit*, 2002
- CGC, *Petroleum Resource Assessment, Paleozoic Successions of the St. Lawrence Platform and Appalachians of Eastern Canada*, 2009
- CSPG et ARC, *Geological Atlas of the Western Canada Sedimentary Basin*, G. Mossop et I. Shetsen, compileurs, 1994
- CSUG, *Canada's Unconventional Natural Gas Resources*, 2010
- CSUG, *Understanding Shale Gas in Canada*, 2010
- EUBA et ONÉ, *Le potentiel ultime des ressources en gaz naturel classique de l'Alberta*, 2005
- MEMCB, *Coalbed Gas (CBG) In British Columbia: Update On Activity – November 2005*, 2005
- MEMCB, *Gas Shale Potential of Devonian Strata, Northeastern British Columbia*, 2005
- MEMRPCB, *Looking into the Future: Development in The Horn River Basin*, 2009
- British Columbia Oil and Gas Commission, *Hydrocarbon and By-Product Reserves In British Columbia*, 2003 et 2004
- MEMRPCB, *Shale Gas Potential: Core and Cuttings Analysis, Northeast British Columbia*, Petroleum Geology Open File 2007-01, 2007
- MEMRPCB et ONÉ, *Le potentiel ultime des ressources en gaz naturel classique du nord-est de la Colombie-Britannique*, 2006

MERS et ONÉ, *Potentiel ultime des ressources gazières classiques de la Saskatchewan*, 2008

ONÉ, *L'ABC du gaz de schiste – Note d'information sur l'énergie*, 2009

ONÉ, *Avenir énergétique du Canada : Évolution de l'infrastructure et enjeux à l'horizon 2020*, 2009

ONÉ, *L'avenir énergétique du Canada : Scénario de référence et scénarios prospectifs jusqu'à 2030*, 2007

ONÉ, *L'avenir énergétique du Canada : Scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025*, 2003, p. 72p

ONÉ, *L'énergie au Canada – Offre et demande*, rapports de 1993 et 1997

ONÉ, *Évaluation des ressources gazières du nord-est de la Colombie-Britannique*, 1992-1997, 2000

ONÉ, *Évaluation des ressources gazières du nord-est de la Colombie-Britannique*, 1994

ONÉ, *Ressources en gaz naturel classique au Canada : Rapport de situation*, 2004

Haskett, W.J., P. Jeffrey Brown, *Recurrent Issues in the Evaluation of Unconventional Resources*, article Search and Discovery no 40674, janvier 2011

Haskett, W.J., SPE, P.J. Bowers, Design Strategies Inc., *Evaluation of Unconventional Resource Plays*, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2005

MÉTHODOLOGIE

Introduction

Contexte

Comme dans les évaluations des ressources classiques qui ont précédé, l'ONÉ a eu recours à des simulations Monte Carlo pour générer une plage de probabilités d'issues différentes.

Hypothèses

- 1) Les unités stratigraphiques sont traitées comme des ressources distinctes, et l'évaluation est restreinte à la région géographique définie comme le bassin schisteux, même s'il se peut que la ressource s'étende au-delà du bassin lui-même.
- 2) On considère que la ressource forme une zone quand le gaz est fortement distribué à la grandeur de la zone géologique définie. Le taux de réussite pour la découverte de la ressource comportant un puits est ainsi de 100 %.
- 3) Aucune étude n'a été entreprise pour connaître les conditions rendant faisable la mise en valeur des ressources commercialisables, et l'évaluation de ces facteurs est fondée sur l'expérience des organismes.
- 4) Les taux de récupération tiennent compte de la technologie existante, même si des progrès raisonnables sont présumés. Aucune analyse détaillée des percées technologiques n'a été réalisée dans le cadre de la présente étude.

Données

Les données ci-après ont servi à la présente étude :

- les données de base sur les puits, notamment leur emplacement et les toits de formation;
- les intervalles stratigraphiques et l'étendue;
- l'évaluation de la zone, soit la profondeur de la formation, la zone productrice brute, la zone productrice nette, la porosité de la formation, la saturation du gaz, la pression, la température et la matière organique totale (MOT);
- les propriétés des fluides, soit le gaz ou le pétrole, le facteur exogène et la teneur en gaz.

Stratigraphie et fractionnement de la zone

Intervalles stratigraphiques

L'équipe de projet a examiné les formations pertinentes qui se trouvent dans la région visée par le projet et a divisé les horizons gazifères en unités stratigraphiques. Pour chacun des puits, on a estimé des paramètres de réservoir propre à chaque unité stratigraphique, quand les données le permettaient.

Zone

Aux fins de la présente étude, chaque unité stratigraphique a été représentée par une seule zone du fait que le manque de données ne permettait pas de distinguer les diverses zones ayant des caractéristiques communes. À l'avenir, avec l'inclusion de nouvelles données, il sera peut-être possible de subdiviser le bassin schisteux.

Parcelles de zone

Chaque zone a été subdivisée une nouvelle fois en surfaces unitaires. Aux fins de la présente étude, une parcelle mesure 1 415,5 m sur 1 856,0 m, ce qui se rapproche de l'unité de forage d'écartement dont se sert la BCOGC.

Processus d'évaluation des ressources

Formules

Le gaz de schiste, comme le méthane de houille, se trouve principalement en deux états : le gaz libre, soit le gaz naturel stocké dans les espaces poreux et les fractures, et le gaz adsorbé, soit le gaz naturel fixé à la matière organique et à l'argile dans le gisement. On peut donc estimer la quantité totale de gaz naturel contenu dans une formation avant l'entrée en production à l'aide de l'équation suivante :

$$GEP_{total} = GEP_{libre} + GEP_{adsorbé}$$

- GEP_{total} = gaz en place total
- GEP_{libre} = gaz en place libre
- $GEP_{adsorbé}$ = gaz en place adsorbé

Pour calculer les ressources commercialisables, on utilise l'équation suivante :

$$RC_{totales} = RC_{libres} + RC_{adsorbées}$$

- $RC_{totales}$ = Ressources commercialisables totales
- RC_{libres} = Ressources commercialisables libres
- $RC_{adsorbées}$ = Ressources commercialisables adsorbées

Par ailleurs, les composantes géographiques associées à la ressource ont été exclues des ressources commercialisables quand il a été jugé que la mise en valeur du gisement était peu probable sur le plan économique, de l'avis des organismes et selon la cartographie produite.

Gaz libre

Faute de données sur les réserves, il a fallu estimer le gaz libre et le gaz adsorbé à partir des données de base sur le réservoir extraites des diagraphies, des analyses de carottes ainsi que des essais hydrauliques et de pression. Pour cela, on a eu recours à une équation volumétrique standard :

$$GEP_{libre} = A \times H \times NtG \times \Phi \times S_G \times \left(\frac{P \times PG \times T_S}{P_S \times P \times TG \times Z} \right)$$

- GEP_{libre} = gaz en place (m³)
- A = aire (m²)
- H = épaisseur de la formation (m)
- NtG = ratio zone productrice nette-zone productrice brute (centile)
- Φ = porosité (centile)
- S_G = saturation du gaz (centile)
- P = profondeur de la formation (m)
- PG = gradient de pression (MPa/m)
- P_S = surface piézométrique (MPa)
- TG = gradient de température (degrés Kelvin)
- T_S = température de surface (degrés Kelvin)
- Z = compressibilité du gaz (sans unité)

On peut calculer les ressources commercialisables de gaz libre au moyen de l'équation suivante :

$$RC_{libre} = GEP_{libre} \times (1 - PS) \times TR$$

- RC_{libre} = gaz commercialisable en place (m³)
- PS = perte en surface (centile; comprend les impuretés et le gaz combustible)
- TR = taux de récupération (centile)

Gaz adsorbé

On a utilisé l'équation ci-après pour estimer le gaz adsorbé :

$$GEP_{adsorbé} = A \times H \times NtG \times \rho_b \times (1 - \Phi) \times \left(\frac{MOT \times LtO \times P \times PG}{P_L + P_A} \right)$$

- ρ_b = densité de la matrice rocheuse (kg/m³)

- MOT = matière organique totale (centile)
- LtO = Volume de Langmuir par rapport à la matière organique totale (m^3/kg)
- P_L = Pression de Langmuir (MPa)
- P_A = pression à la cessation d'exploitation (MPa)

Pour estimer le gaz adsorbé commercialisable, on a utilisé cette équation :

$$RC_{adsorbées} = TR \times \left\{ GEP_{adsorbé} - [A \times H \times NtG \times \rho_b \times (1 - \Phi) \times \left(\frac{MOT \times LtO \times P \times PG}{P_L + P_A} \right)] \right\}$$

Variables corrélées

On a présumé que les corrélations entre les variables étaient les suivantes :

- 1) Les taux de récupération sont positivement corrélés avec la pression, la porosité et la saturation du gaz.
- 2) La porosité est positivement corrélée avec la teneur en MOT.

Certaines variables ont été étalonnées en fonction d'autres variables pour les lier aux données cartographiées et ainsi arriver à un résultat tenant davantage compte des conditions locales :

- 1) Le gradient de pression a été multiplié par la profondeur pour connaître la pression du réservoir.
- 2) Le gradient de température a été multiplié par la profondeur pour obtenir la température du réservoir.
- 3) Le facteur exogène (Z), qui consiste en un mélange de contenus gazeux typique du bassin de Horn River, a été étalonné en fonction de la profondeur.
- 4) Les impuretés du gaz naturel ont été étalonnées selon la profondeur, tandis que le gaz combustible utilisé pour le traitement l'a été en regard des impuretés.

Cartographie géologique

Les organismes ont porté sur une carte quatre caractéristiques importantes de chaque réservoir en créant des grilles cartographiques pour la profondeur, l'épaisseur, le ratio zone productrice nette-zone productrice brute et le gradient de pression. Quand d'autres données seront connues sur des paramètres différents du gisement et qu'elles pourront être portées sur une carte en toute confiance, de nouveaux paramètres (p. ex. la porosité) pourraient être ajoutés.

Pour chaque puits, des valeurs relatives à l'épaisseur de la formation et des valeurs sous-marines ont été incluses dans l'ensemble de données, puis reportées sur la grille en utilisant un intervalle prévoyant un nœud par parcelle. On a calculé la profondeur jusqu'à chaque unité de schiste comme étant le produit des valeurs sous-marines et de la grille du modèle altimétrique numérique.

On a délimité la zone productrice nette de schiste comme un sous-ensemble des puits à la grandeur du bassin, en privilégiant les diagraphies numériques modernes en format LAS. Des seuils ont été choisis en tant que meilleure approximation qualitative de la zone productrice pour le bassin de Horn River dans son ensemble. On a ensuite calculé un ratio de profondeur de la zone productrice nette par rapport à la zone productrice brute pour chaque puits.

Pour chaque formation (Muskwa, Otter Park et Evie), le résultat final consistait en une série de grilles pour l'épaisseur brute, le ratio de la zone productrice nette par rapport à la zone productrice brute et la profondeur. Une seule carte du gradient de pression a été utilisée pour les trois formations, produites à partir de données limitées sur la pression dans le bassin.

Le facteur Z a été étalonné en fonction de la profondeur à partir de la teneur typique de gaz du bassin de Horn River, des pressions et des températures du gisement, selon la formule suivante :

$$Z = 0.000000000124093P^2 + 0.000004343739202P + 0.656780747688992$$

- Z = compressibilité (sans dimension))
- P = pression du réservoir (kPa – données d'entrée sans dimension)

La perte en surface a été estimée en utilisant deux éléments : les impuretés non liées aux hydrocarbures et le gaz combustible servant pour le transport et le traitement du gaz. Les impuretés non liées aux hydrocarbures dans les échantillons de gaz ont été notées sur un graphique en fonction de la profondeur de la formation, afin de déterminer les retraits probables et leur variation selon la profondeur, à la grandeur du bassin. On a utilisé l'équation suivante à cette fin :

$$NHC = IG \times P - b$$

- NHC = impuretés non liées aux hydrocarbures (centile)
- IG = gradient d'impuretés (centile par m)
- P = profondeur (m)
- b = point d'intersection avec l'axe Y (centile)

L'utilisation de gaz combustible pour le transport (y compris la compression future du gaz sur place) était constante à 3 %. Le traitement du gaz dépendait des impuretés non liées aux hydrocarbures, et celles-ci ont été multipliées par 1,5 pour estimer la quantité totale de gaz retiré comme impuretés et comme gaz combustible pour le traitement.

Le tableau A.1 présente les paramètres du réservoir, leurs corrélations et la provenance des données.

Traitement des données

Parcelles découvertes et non découvertes

On a désigné les parcelles « découvertes » quand la formation visée par l'évaluation renfermait un puits vertical ou qu'on y trouvait le fond d'un puits horizontal (pour inclure les ressources découvertes par les puits horizontaux). Dans le bassin de Horn River, il est possible d'exploiter plus d'une formation à partir d'un seul puits horizontal, car les formations de schiste se superposent et la fracturation hydraulique crée généralement des fractures qui s'étendent au-delà des unités stratigraphiques adjacentes. On a donc considéré comme découverte chaque unité stratigraphique si l'une ou l'autre des trois formations avait été forée au moyen d'un puits horizontal. Les parcelles non désignées « découvertes » ont été désignées « non découvertes ». Quand de nouvelles données seront disponibles sur le bassin de Horn River et sur l'étendue des fractures provoquées par la technique hydraulique, il sera peut-être possible de désigner avec plus de justesse les diverses ressources, selon qu'elles sont découvertes ou non découvertes, à partir de puits horizontaux.

Extraction de données de la grille pour les parcelles découvertes

Les données permettant la modélisation à partir des paramètres du réservoir ont été extraites des grilles cartographiques et associées aux parcelles découvertes en fonction de la disponibilité ou non, dans les puits forés sur ces parcelles, des valeurs ainsi utilisées. Par exemple, si une parcelle découverte contenait un puits ayant une valeur nette-brute, on indiquait dans le champ correspondant la valeur extraite de la grille. Ainsi, lorsqu'il y avait plus d'un puits dans une parcelle, la valeur indiquée correspondait souvent à la moyenne des valeurs obtenues. S'il n'y avait pas de données pour le puits de ce champ, aucune valeur de grille n'était accordée, et la valeur pour la parcelle découverte restait nulle.

Grâce à cette méthode, il a été possible d'extraire des données des grilles de valeur nette-brute et de gradient de pression. La profondeur et l'épaisseur ont été considérées comme des valeurs statiques et reportées à toutes les parcelles, qu'elles aient ou non été forées, en raison de la certitude relativement élevée à l'égard des caractéristiques de la formation.

Modélisation des ressources

Introduction

On estime la ressource gazière de manière stochastique en appliquant des courbes de distribution de probabilités à la plupart des variables des équations pour le gaz libre et le gaz adsorbé, et cela pour chaque parcelle. Pour les parcelles découvertes, on utilise des données réelles quand il en existe; sinon, on se sert de courbes de distribution de probabilités. Pour ce qui est des parcelles non découvertes, on a systématiquement recours à des courbes de distribution de probabilités pour chaque variable pertinente. On effectue ensuite des simulations Monte Carlo aléatoirement pour un certain nombre de bassins, et le volume de gaz de chacun correspond à la somme des parcelles. La plage d'issues possibles ainsi obtenue permet de déterminer les valeurs faibles, médianes et élevées pour les segments découverts et non découverts de GEP et de gaz commercialisable.

Portée

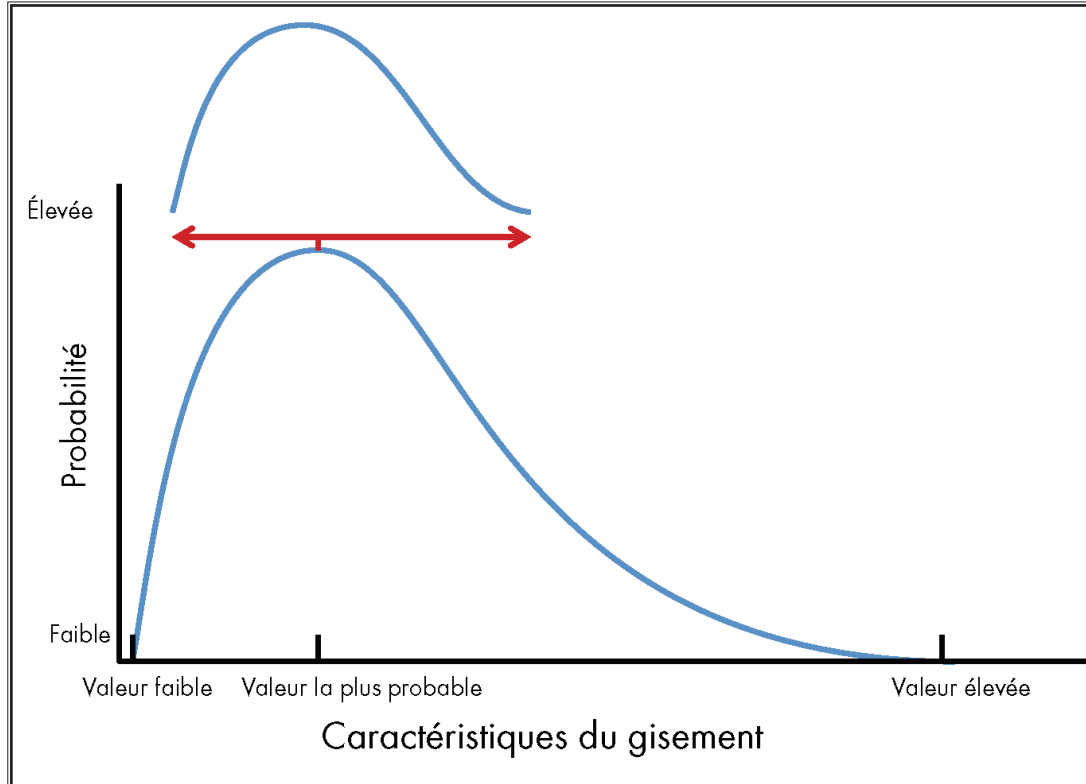
L'évaluation de la ressource a été intégrée à deux niveaux, soit à l'échelle de la parcelle et à l'échelle du bassin (figure A.1). Brièvement, l'échelle de la parcelle doit être perçue comme le potentiel gazier dans chaque parcelle. Étant donné le grand nombre possible de conditions de réservoir à une aussi petite échelle (un peu moins d'un mille carré), où quelques parcelles sur plusieurs milliers peuvent produire des valeurs faibles ou élevées, la plage peut être très large. Cependant, comme la mise en valeur du bassin ne fait que commencer et que la densité de l'échantillonnage est encore faible, la forme de toute courbe de distribution de probabilités associée à une telle plage reste hautement incertaine (c.-à-d. la courbe peut facilement être trop inclinée d'un côté ou de l'autre).

Pour simuler l'incertitude se rattachant à la forme des courbes de base pour la parcelle, on applique un deuxième ensemble de distributions à l'échelle du bassin (c.-à-d. distribution de distributions⁸). Ce second ensemble représente la valeur la plus probable pour tout le bassin. La plage est ainsi plus restreinte car on ne s'attend pas que le bassin pris dans son ensemble produise des valeurs extrêmes comme le font les parcelles qui le constituent. Dans la simulation Monte Carlo, plus la valeur probable pour le bassin augmente ou diminue selon l'itération, plus la valeur probable des courbes de base à l'échelle de la parcelle augmente ou diminue aussi, ce qui modifie la forme de la courbe.

8 Entretien personnel avec MM. Ron Charpentier et Troy Cook de la United States Geological Survey.

FIGURE A.1

Superposition de la distribution à l'échelle du bassin et de la parcelle



Choix de la courbe de distribution

Bien souvent, pour évaluer des ressources à partir de données d'échantillonnage restreintes, on utilise des distributions triangulaires visant à représenter l'incertitude, puisque l'insuffisance des données limite l'« ajustement de courbe » par procédé logiciel. Certains estiment toutefois que les distributions triangulaires comportent des lacunes, car elles accordent trop d'importance aux valeurs extrêmes. Dans la présente étude, on s'est servi de distributions bêta pour autoriser l'existence de valeurs extrêmes ayant une très faible probabilité de réalisation. Le module RiskBetaPERT du modèle @Risk crée une courbe bêta souple qui permet à l'utilisateur de définir des valeurs faibles, médianes et élevées comme pour une distribution triangulaire. La possibilité de définir une valeur médiane pour une courbe bêta représentait un élément important, parce qu'elle permettait de modifier la valeur médiane des courbes à l'échelle de la parcelle. La valeur définie comme médiane pouvait être à l'origine d'une courbe de distribution à l'échelle du bassin et rendre possible ensuite des variations de la courbe à l'échelle de la parcelle pour chaque itération.

Utilisation de la courbe de distribution

On a utilisé les distributions de probabilités de quatre façons : 1) dans le cas où la valeur portée sur la carte était directement appliquée à la distribution; 2) dans le cas où la distribution était directement corrélée avec la valeur portée sur la carte; 3) dans le cas où les deux éléments qui précèdent sont présents; 4) dans le cas où la distribution est utilisée indépendamment.

- 1) Les données extraites de la grille cartographique nette-brute ont été modélisées en utilisant les fonctionnalités d'ajustement de courbe du modèle @Risk. On s'est servi de courbes ajustées pour déterminer les modes, les moyennes et les valeurs faibles et élevées.

Pour chaque parcelle, la valeur de la grille sur la carte a été appliquée comme mode à la distribution bêta (plus probable). Les valeurs élevées et faibles pour la distribution bêta correspondaient aux valeurs élevées et faibles dont la réalisation est la plus probable dans une parcelle quelconque de tout le secteur. La courbe a alors été déplacée vers la gauche ou la droite en fonction de la distribution à l'échelle du bassin, tout en respectant les limites supérieure et inférieure, ce qui a, dans les faits, déplacé le sommet de la courbe d'un côté ou de l'autre et modifié la forme de la courbe.

- 2) On a créé une corrélation linéaire entre les impuretés non liées aux hydrocarbures et la profondeur à partir des échantillons de gaz afin de permettre d'estimer le retrait pour chaque parcelle. On a ensuite intégré une distribution, de sorte que la teneur estimative d'impuretés non liées aux hydrocarbures puisse dévier vers le haut ou le bas en fonction des limites supérieure et inférieure déterminées par le nuage de points de données.
- 3) Les données extraites de la grille cartographique du gradient de pression ont été modélisées en utilisant les fonctionnalités d'ajustement de courbe du modèle @Risk. On s'est servi de courbes pour déterminer les modes, les moyennes et les valeurs faibles et élevées. Enfin, on a multiplié le gradient de pression par la profondeur correspondante tirée de la grille de profondeur pour estimer la valeur de pression probable. Les valeurs élevées et faibles provenant de l'ajustement de la courbe ont été multipliées par la profondeur afin d'obtenir les pressions minimales et maximales pour chaque parcelle. La courbe a alors été déplacée vers la gauche ou la droite en fonction de la distribution à l'échelle du bassin, tout en respectant les limites supérieure et inférieure, ce qui a, dans les faits, déplacé le sommet de la courbe d'un côté ou de l'autre et modifié la forme de la courbe.
- 4) Les distributions de probabilités indépendantes étaient la porosité, la saturation du gaz, le taux de récupération, la teneur en matière organique et le ratio volume de Langmuir-MOT (dont les valeurs faibles, médianes et élevées provenaient d'un graphique des volumes de Langmuir comparé à la profondeur de l'échantillon; figure A.2).

Valeurs statiques

- 1) Le facteur Z , la pression de Langmuir, la pression de cessation d'exploitation et la densité de la matrice rocheuse ont été considérés comme des valeurs statiques. On a multiplié le gradient de température statique par la profondeur pour estimer la température du gisement.

Le tableau A.1 résume les variables qui ont utilisé des courbes de distribution. Le lecteur trouvera un sommaire des valeurs faibles, médianes et élevées pour les distributions à l'échelle de la parcelle et du bassin au tableau A.2.

Simulations Monte Carlo

Après avoir attribué des données ou des distributions à toutes les parcelles, on a réalisé une simulation Monte Carlo utilisant 500 itérations pour estimer la quantité de GEP et de gaz commercialisable de chaque parcelle (gaz libre et gaz adsorbé). On a ensuite fait la somme des ressources de GEP et de gaz commercialisable des parcelles. Puis, on a appliqué un filtre spatial pour exclure le gaz des secteurs dont la mise en valeur était jugée non économique.

Somme des résultats

On a fait appel aux fonctionnalités d'ajustement de courbe du modèle @Risk pour ajuster une courbe de distribution aux résultats obtenus dans chaque formation (en se servant des statistiques Anderson-Darling pour connaître le meilleur ajustement) avant de faire la somme du GEP et des ressources commerciales du bassin de Horn River en utilisant une simulation Monte Carlo de 1 000 itérations.

T A B L E A U A . 1

Variables du modèle

Variable	Cartographié (O/N)	Distribution de probabilités (O/N)	Corrélations	Source des données
Aire	N	N	-	-
Profondeur	O	N	-	Diagraphies et carte altimétrique numérique
Épaisseur	O	N	-	Diagraphies
Nette-brute	O	O	-	Diagraphies et, carotte
Porosité	N	O	Positivement corrélé avec le taux de récupération et la teneur en matière organique	Carotte
Saturation du gaz	N	O	Positivement corrélé avec le taux de récupération et la teneur en matière organique	Meilleure estimation
Gradient de pression	O	O	Multiplié par la profondeur pour obtenir la pression du gisement	Essais de production et diagraphies
Surface piézométrique	N	N	-	-
Gradient de température	N	N	Multiplié par la profondeur pour obtenir la température du gisement	Diagraphies de températures de fond
Compressibilité du gaz	N	N	Étalonné selon les pressions et températures du gisement	Meilleure estimation à partir des impuretés du gaz
Impuretés du gaz	N	O	Étalonné selon la profondeur	Analyse du gaz
Gaz combustible pour le transport	N	N	-	Meilleure estimation
Gaz combustible pour le traitement	N	N	Étalonné selon les impuretés du gaz	Meilleure estimation
Taux de récupération	N	O	Positivement corrélé avec la porosité, la saturation du gaz et la pression du gisement	Meilleure estimation
Densité de la matrice schisteuse (porosité 0 %)	N	N	-	Carotte
Matière organique totale	N	O	Positivement corrélé avec la porosité	Carotte
Volume de Langmuir	N	O	Étalonné selon la teneur en matière organique totale	Essais de gaz adsorbé
Pression de Langmuir	N	N	-	Meilleure estimation à partir des essais de gaz adsorbé
Pression de cessation d'exploitation	N	N	-	Meilleure estimation

Résumé des données d'entrée du modèle

Distribution à l'échelle de la parcelle	Muskwa			Otter Park			Evie		
	Faibles	Plus probables	Élevées	Faibles	Plus probables	Élevées	Faibles	Plus probables	Élevées
Profondeur (m)	D'après la carte								
Isopache (m)	D'après la carte								
Nette-brute (centile)	D'après la carte								
Porosité (centile)	0,01	Distribution dans le bassin	0,12	0,01	Distribution dans le bassin	0,11	0,01	Distribution dans le bassin	0,12
Saturation du gaz (centile)	0,4	Distribution dans le bassin	0,99	0,4	Distribution dans le bassin	0,99	0,4	Distribution dans le bassin	0,99
Gradient de pression (MPa/km)	D'après la carte								
Gradient de température (o C/km)	50								
Facteur exogène (sans dimension)	À partir de l'équation et fondé sur les cartes de profondeur et pression								
Matière organique totale (centile)	0,005	Bassin	0,09	0,005	Bassin	0,09	0,005	Bassin	0,12
Pression de Langmuir (MPa)	5								
Pression de cessation d'exploitation (MPa)	0,3								
Densité de la matrice rocheuse (kg/m ³)	2 650								
Teneur en impuretés non liées aux hydrocarbures au point d'intersection avec l'axe Y (centile)	-0,16	Distribution dans le bassin	-0,06	-0,16	Distribution dans le bassin	-0,06	-0,2	Distribution dans le bassin	-0,06
Gradient d'impuretés (centile par m)	0.000079807								
Ratio Langmuir/MOT (m ³ /kg)	0,0000669	Distribution dans le bassin	0,0006	0,0000669	Distribution dans le bassin	0,0006	0,0000669	Distribution dans le bassin	0,0006
Taux de récupération (centile)	0,05	Distribution dans le bassin	0,55	0,05	Distribution dans le bassin	0,5	0,05	Distribution dans le bassin	0,5

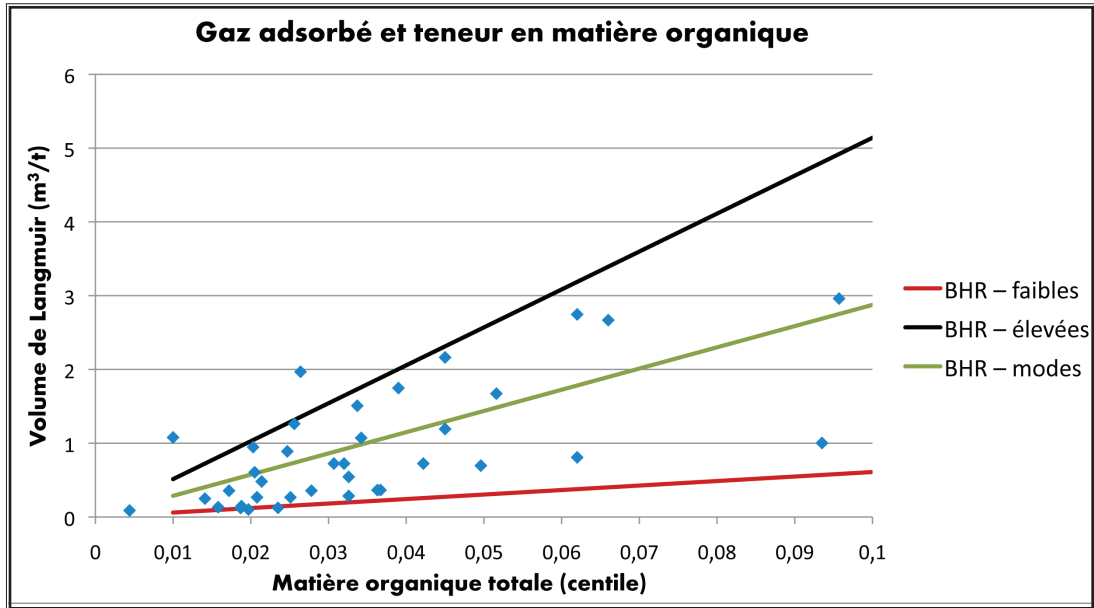
T A B L E A U A . 2 S U I T E

Résumé des données d'entrée du modèle

	Muskwa			Otter Park			Evie		
	Faibles	Plus probables	Élevées	Faibles	Plus probables	Élevées	Faibles	Plus probables	Élevées
Nette-brute (centile)	-0,26	0	+16,5	-0,3	0	+0,2	-0,26	0	+16,5
Porosité (centile)	0,015	0,05	0,085	0,015	0,045	0,07	0,015	0,05	0,09
Saturation du gaz (centile)	0,73	0,85	0,95	0,73	0,82	0,925	0,73	0,82	0,9
Gradient de pression (MPa/km)	-3	0	+4	-3	0	+4	-3	0	+4
Matière organique totale (centile)	0,01	0,035	0,055	0,0075	0,034	0,077	0,01	0,045	0,087
Teneur en impuretés non liées aux hydrocarbures au point d'intersection avec l'axe Y (centile)	-0,14	-0,109128234	-0,08	-0,14	-0,109128234	-0,08	-0,18	-0,128458236	-0,08
Ratio Langmuir/MOT (m ³ /kg)	0,00025	0,0003219	0,0004	0,00025	0,0003219	0,0004	0,00025	0,0003219	0,0004
Taux de récupération (centile)	0,1	0,25	0,4	0,05	0,2	0,35	0,05	0,225	0,4

FIGURE A.2

Corrélations faibles, plus probables et élevées entre la matière organique totale et le gaz adsorbé



ESTIMATIONS ACTUELLES DE L'ONÉ POUR LE POTENTIEL ULTIME DE GAZ NATUREL NON CLASSIQUE COMMERCIALISABLE AU CANADA, PAR ZONE

Gm ³	Ressources découvertes	Ressources non découvertes	Potentiel ultime ¹	Potentiel ultime restant ²
Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien³				
Alberta - Total				
Schistes du groupe de Colorado				
MH de Horseshoe Canyon				
MH de Mannville				
Réservoirs étanches de Deep Basin				
Schistes de Duvernay				
Schistes d'Exshaw				
Schistes de Montney				
Colombie-Britannique - Total				
MH de Gething				
Réservoirs étanches de Deep Basin				
Autre MH				
Schistes du bassin de Horn River				
	84	2 114	2 198	2 198
Schistes de l'enfoncement de Cordova				
Schistes de Montney				
Hydrates de gaz extracôtiers				
Saskatchewan - Total				
MH de Belly River				
MH de Mannville				
Schistes du groupe de Colorado du sud-ouest				
Schistes du groupe de Colorado de l'est				
Sud des Territoires - Total				
Schistes du bassin de Horn River				
Schistes de l'enfoncement de Cordova				
Total - BSOC	84	2 114	2 198	2 198

Gm ³	Ressources découvertes	Ressources non découvertes	Potentiel ultime ¹	Potentiel ultime restant ²
Est du Canada³				
Terre-Neuve-et-Labrador - Total				
Hydrates de gaz extracôtiers				
Nouvelle-Écosse - Total				
MH du bassin de Cumberland				
MH du bassin de Stellarton				
Schistes de Windsor				
Hydrates de gaz extracôtiers				
Québec - Total				
Schistes d'Utica				
Schistes de Lorraine				
Hydrates de gaz extracôtiers				
Nouveau-Brunswick - Total				
Schistes de Frederick Brook				
Hydrates de gaz extracôtiers				
Île-du-Prince-Édouard - Total				
MH				
Hydrates de gaz extracôtiers				
Ontario - Total				
Schistes divers				
Total - Est du Canada				
TOTAL - CANADA¹	84	2 114	2 198	2 198

1. Il se peut que les chiffres, arrondis, ne correspondent pas aux totaux indiqués.
2. Au 31 décembre 2010.
3. Il ne s'agit pas d'une liste complète des zones.

Tpi³	Ressources découvertes	Ressources non découvertes	Potentiel ultime¹	Potentiel ultime restant²
Western Canada Sedimentary Basin³				
Alberta - Total ⁴				
Schistes du groupe de Colorado				
MH de Horseshoe Canyon				
MH de Mannville				
Réservoirs étanches de Deep Basin				
Schistes de Duvernay				
Schistes d'Exshaw				
Schistes de Montney				
Colombie-Britannique - Total ⁴				
MH de Gething				
Deep Basin Tight Gas				
Autre MH				
Schistes du bassin de Horn River	3	75	78	78
Schistes de l'enfoncement de Cordova				
Schistes de Montney				
Hydrates de gaz extracôtiers				
Saskatchewan - Total ⁴				
MH de Belly River				
MH de Mannville				
Schistes du groupe de Colorado du sud-ouest				
Schistes du groupe de Colorado de l'est				
Sud des Territoires - Total ⁴				
Schistes du bassin de Horn River				
Schistes de l'enfoncement de Cordova				
Total - BSOC⁴	3	75	78	78

Tpi³	Ressources découvertes	Ressources non découvertes	Potentiel ultime¹	Potentiel ultime restant²
Est du Canada³				
Terre-Neuve-et-Labrador - Total ⁴				
Offshore Gas Hydrates				
Nouvelle-Écosse - Total ⁴				
MH du bassin de Cumberland				
MH du bassin de Stellarton				
Schistes de Windsor				
Hydrates de gaz extracôtiers				
Québec - Total ⁴				
Schistes d'Utica				
Schistes de Lorraine				
Hydrates de gaz extracôtiers				
Nouveau-Brunswick - Total ⁴				
Schistes de Frederick Brook				
Hydrates de gaz extracôtiers				
Île-du-Prince-Édouard - Total ⁴				
MH				
Hydrates de gaz extracôtiers				
Ontario - Total ⁴				
Schistes divers				
Total - Est du Canada ⁴				
TOTAL CANADA¹	3	75	78	78

1. Il se peut que les chiffres, arrondis, ne correspondent pas aux totaux indiqués.
2. Au 31 décembre 2010.
3. Il ne s'agit pas d'une liste complète des zones.
4. Chiffres convertis au système impérial selon la formule $35,49373 \text{ pi}^3/\text{m}^3$ (voir la section 1.3)