

# Le potentiel ultime des ressources en gaz naturel classique de l'Alberta

Mars 2005

## Rapport EUB/ONÉ 2005-A Errata

L'EUB/l'ONÉ ont remarqué des erreurs dans les données liées à leur étude intitulée *Le potentiel ultime des ressources en gaz naturel classique de l'Alberta (Rapport EUB/ONÉ 2005-A)*. L'une d'elles a une incidence sur les réserves inscrites de cinq zones. Toutefois, comme ces erreurs sont relativement mineures dans le contexte de l'ensemble de la province, l'EUB/l'ONÉ n'ont pas modifié leur estimation du potentiel ultime global de l'Alberta. Deux autres erreurs de déclaration de données ont été relevées, mais elles n'ont aucun impact sur les estimations du potentiel ultime.

L'EUB/l'ONÉ ont l'intention de corriger ces erreurs et de publier une mise à jour dans un proche avenir. Pour ce faire, comme il est impossible de restaurer la base de données sur les puits et réserves utilisée pour le *Rapport 2005-A*, l'EUB/l'ONÉ vont recréer toute l'information à partir des données de mai 2005. L'information figurant dans les sites Web de l'EUB et de l'ONÉ sera actualisée et de nouveaux CD seront mis à la disposition des intéressés. Prière de consulter cette page Web régulièrement pour savoir à quel moment les renseignements à jour seront disponibles.

Les erreurs et changements requis sont les suivants :

- 1) Gaz en place (GEP) du gisement Provost Viking, BR & Mann MU#1 : surestimation du GEP inscrit pour cinq zones. Le tableau ci-après présente les volumes estimés en trop dans chaque zone. Cette erreur influe sur plusieurs groupes de données pour chacune des zones en question.

---

Intervalle stratigraphique	Zone	Gaz en place Rapport 2005-A ( $10^6 \text{ m}^3$ )	Gaz en place Vol. corrigé ( $10^6 \text{ m}^3$ )	Gaz en place Écart ( $10^6 \text{ m}^3$ )
2	4	189 562	189 105	457
15	2	169 518	126 736	42 782
15	3	483 493	457 474	26 019
16	1	352 013	349 869	2 144
18	1	483 317	482 070	1 247

---

- 2) Dans le tableur MAIN.xls, sur le CD, le total de la colonne W, intitulée « Booked Initial Marketable Gas » (gaz commercialisable initial inscrit) est fautif. On peut obtenir le chiffre exact en additionnant le total de la colonne X, « Booked Marketable Gas Produced » (gaz commercialisable inscrit produit) et celui de la colonne Y « Booked Remaining Marketable Gas » (gaz commercialisable restant inscrit).
- 3) Les cartes thématiques 3 à 8 ont été recréées pour refléter les changements; on peut les consulter ou les télécharger depuis les sites Web de l'EUB et de l'ONÉ.

L'EUB et l'ONÉ regrettent tout inconvénient que ces erreurs ont pu occasionner.

## ***Rapport 2005-A de l'EUB/ONÉ – Mise à jour du 30 juin 2005***

On a décelé certaines erreurs dans les données liées à l'étude intitulée *Le potentiel ultime des ressources en gaz naturel classique de l'Alberta (Rapport 2005-A de l'EUB/ONÉ)*. La mise à jour d'éléments sur le site Web de l'EUB et le CD joint au rapport, en tenant compte du nombre de puits et des réserves au 30 juin 2005, **ne modifie en rien l'estimation du potentiel ultime de l'Alberta.**

Voici un aperçu des erreurs qui ont été corrigées et des changements les plus importants qui ont par la suite fait l'objet de la mise à jour.

- 1) L'inexactitude de l'information qui a servi dans le *rapport 2005-A* à l'égard du gaz en place (GEP) du gisement Provost Viking, BR & Mann MU#1 a été à l'origine d'une surestimation du GEP inscrit pour cinq zones à l'intérieur des intervalles stratigraphiques de Belly River, de Mannville – au-dessus de l'intervalle glauconieux, de l'intervalle glauconieux et aussi d'Ellerslie.
- 2) Un problème d'affectation du GEP à l'intervalle stratigraphique approprié est survenu dans 18 gisements où la production est mélangée, presque 98 % du GEP en question appartenant à un seul de ces gisements, dans le champ Elsworth. Seule une partie de ce gaz a été affectée au mauvais intervalle stratigraphique.
- 3) D'importants redressements ont été apportés aux réserves inscrites entre décembre 2004 (données pertinentes au *rapport 2005-A*) et le 30 juin 2005 (date de la mise à jour). Pour la plupart, ces redressements ont entraîné une augmentation des réserves, en particulier à l'intérieur des intervalles stratigraphiques suivants :
  - a) Paskapoo et Edmonton
  - b) Belly River
  - c) Milk River
  - d) Medicine Hat
  - e) Colorado
  - f) Cardium
  - g) Second schiste argileux de White
  - h) Leduc et Grosmont
  - i) Swan Hills et Slave Point
- 4) Dans le tableur MAIN.xls, sur le CD joint au *rapport 2005-A*, l'erreur de calcul touchant le gaz commercialisable initial inscrit a été corrigée.
- 5) Les cartes thématiques 3 à 8 ont elles aussi été révisées.

L'EUB et l'ONÉ regrettent tout inconfort que ces erreurs ont pu occasionner.

**Rapport de l'EUB/ONÉ 2005-A :  
Le potentiel ultime des ressources en gaz naturel classique de l'Alberta**

Mars 2005

ISBN 0-7785-3710-2

Publié par

Alberta Energy and Utilities Board  
640, Cinquième Avenue S.-O.  
Calgary (Alberta) T2P 3G4  
Téléphone : (403) 297-8311  
Courriel : eub.info\_services@eub.gov.ab.ca  
Télécopieur : (403) 297-7040  
Site Web : www.eub.gov.ab.ca

et par

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

## Table des matières

Remerciements.....	iii
Avant-propos .....	iv
Sommaire .....	v
1 Introduction .....	1
1.1 Antécédents.....	1
1.2 Portée et présentation du rapport .....	3
1.3 Unités de mesure.....	4
1.4 Date des données .....	4
1.5 Apport de l'industrie et réexamen par des pairs .....	4
1.6 Information supplémentaire.....	5
1.7 Questions et commentaires des lecteurs .....	6
2 Méthodologie .....	7
3 Gaz en place .....	8
3.1 Comparaisons avec des études précédentes.....	8
4 Gaz commercialisable .....	12
5 Autres questions .....	14
5.1 Gaz non classique .....	14
5.2 Accès restreint .....	14
5.3 Ressources à l'échelle canadienne.....	14
5.4 Mises à jour de la présente étude .....	15
5.5 Utilisations des données de la présente étude.....	15
6 Observations .....	16
6.1 Généralités .....	16
6.2 Piémonts .....	17
7 Conclusions .....	19
Annexe – Méthodologie .....	20
A1 Introduction—Hypothèses .....	20
A2 Données .....	20
A3 Intervalles stratigraphiques .....	21
A4 Zones.....	21
A5 Parcelles de zones.....	23
A5.1 Ressources inscrites.....	24
A5.2 Ressources non inscrites.....	24
A5.3 Ressources non confirmées .....	24
A5.4 Ressources éventuelles .....	24
A5.5 Forage effectué.....	25
A5.6 Aucun potentiel .....	25
A5.7 À venir.....	25
A5.8 Parcelles et GEP .....	25
A6 Cartes, résumés, graphiques et analyses statistiques .....	26
A6.1 Tableur principal .....	26
A6.2 Cartes.....	26
A6.3 GEP cumulatif et parcelles .....	26
A6.4 Log GEP cumulatif/parcelle et log ensemble des parcelles .....	27
A6.5 GEP et horizon temporel .....	27

(suite)

A6.6	Taux de réussite des travaux de forage et horizon temporel .....	27
A6.7	GEP par parcelle et nombre de parcelles.....	28
A6.8	GEP par parcelle et horizon temporel .....	28
A7	Processus d'évaluation .....	28

#### Tableaux

A	Potentiel ultime de l'Alberta pour le gaz naturel classique commercialisable .....	v
B	Catégorisation du potentiel ultime – valeurs médianes .....	vi
1.1	Comparaison des estimations du potentiel ultime de gaz naturel commercialisable de l'Alberta .....	1
3.1	Valeurs faibles, médianes et élevées du GEP.....	9
3.2	GEP de la présente étude comparé à celui des études de l'EUB et de l'ONÉ.....	10
4.1	Gaz commercialisable .....	12
5.1	Estimations actuelles de l'ONÉ au sujet du potentiel ultime de gaz naturel classique commercialisable du Canada.....	15
	Tableau de l'annexe – Intervalles stratigraphiques.....	22

#### Figures

1.1	Estimations historiques du potentiel ultime de l'Alberta pour le gaz naturel classique .....	2
1.2	Terminologie employée dans le cadre de l'étude du potentiel ultime de l'Alberta pour le gaz naturel classique .....	3
1.3	<i>Le potentiel ultime des ressources en gaz naturel classique de l'Alberta – disponibilité de l'information</i> .....	5
6.1	Gaz en place selon la période géologique .....	17

## Remerciements

Les membres de l'EUB et ceux de l'ONÉ souhaitent remercier, pour leurs efforts et leur dévouement, toutes les personnes qui ont pris part à la préparation du présent rapport. La coordination, le leadership, la rédaction et l'expertise technique pour ce projet étaient la responsabilité de l'équipe constituée des membres suivants :

Jim Davidson, chef de projet pour l'ONÉ et co-auteur  
Wayne Elsner, géologue, chef de projet pour l'EUB et co-auteur  
Harvey Halladay, TSAI, analyste-programmeur pour l'EUB et co-auteur  
Terry Dibus, géologue, chef technique pour l'EUB  
Brent Hogue, géologue, ONÉ  
Bobbi Feduniak, ONÉ

Beaucoup d'autres personnes ont grandement contribué au projet, en particulier :

### **Comité de gestion du projet**

Neil McCrank, c.r., ing., président de l'EUB et parrain  
Ken Vollman, ing., président de l'ONÉ et parrain  
Jim Dilay, ing., membre de l'EUB  
Cal Hill, cadre de direction de l'EUB, direction du secteur primaire  
John McCarthy, ing., chef du Secteur des produits de l'ONÉ  
Cynthia Langlo, géologue, conseillère en géologie pour l'EUB  
Joe MacGillivray, géologue, gestionnaire du groupe géologie et réserves pour l'EUB  
Bill Bingham, chef d'équipe, Gaz pour l'ONÉ

### **Géologie et réserves**

Ali Beken, ing., géologue, EUB	Tim Boyler, géologue en formation, EUB
Carrie Dickenson, géologue en formation, EUB	Bonnie Lawrence, EUB
Pat Dunn, EUB	Karl Jors, EUB
Brian Lucyk, TSAI, EUB	Torrie Paul, géologue, EUB
Frank Pittis, EUB	Milada Rysan, EUB
Shirley McGuffin, EUB	

### **Cartographie informatisée et soutien**

Greg Billson, EUB	Lynn Mason, EUB
Shauna Miller, géologue, EUB	MaryAnne Pinto, EUB
Angie Toone, EUB	Frances Wazyneck, EUB

### **Rédaction et communications**

Charlene Gaudet, ARP, ONÉ	Ona Stonkus, EUB
Darin Barter, EUB	Anne Moran, EUB
Candice Servais, ONÉ	Karen Logan, EUB
Jackie Bourgaize, EUB	

### **Impression**

Rob DeGrace, EUB

### **Version française**

Marc Thibaudeau, ONÉ

## Avant-propos

L'Alberta Energy and Utilities Board (EUB) est un organisme indépendant quasi judiciaire du gouvernement de l'Alberta. Sa mission consiste à s'assurer que la découverte, la mise en valeur et la livraison des ressources énergétiques de l'Alberta se déroulent en tenant compte de l'intérêt public, de façon équitable et responsable, et que des services d'utilité publique soient proposés à l'intérieur de ces mêmes paramètres.

L'EUB réglemente la mise en valeur efficace, responsable et sans danger des ressources énergétiques de l'Alberta – pétrole, gaz naturel, sables bitumineux, charbon et énergie électrique – ainsi que les pipelines et les lignes de transport servant à l'acheminement de ces ressources vers les marchés. En ce qui a trait aux services publics détenus par des investisseurs, il réglemente la tarification et les conditions de service pour le gaz naturel, l'électricité et l'eau, au même titre que les principaux réseaux de transport du gaz de l'Alberta, pour veiller à ce que les clients profitent de services sûrs et fiables, à des tarifs justes et raisonnables.

L'Office national de l'énergie (ONÉ) est un organisme indépendant quasi judiciaire du gouvernement du Canada. Sa raison d'être est de promouvoir la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficacité économique dans l'intérêt public canadien, en s'en tenant au mandat que le Parlement lui a conféré au chapitre de la réglementation des pipelines ainsi que de la mise en valeur et du commerce des ressources énergétiques.

Dans le cadre de ce mandat, accordé aux termes de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, l'ONÉ surveille en permanence l'offre des produits énergétiques au Canada (notamment l'électricité, le pétrole, le gaz naturel et leurs sous-produits) ainsi que la demande de produits énergétiques canadiens, tant sur le marché intérieur que sur les marchés d'exportation. L'ONÉ publie des rapports sur l'énergie, communément appelés Évaluation du marché de l'énergie, qui portent sur différents aspects de l'offre et de la demande au Canada, ainsi que des rapports sur des questions spécifiques au marché de l'énergie, actuelles et à court terme. L'ONÉ doit en outre jouer un rôle précis, dans le cadre des responsabilités réglementaires qui lui incombent, en vertu duquel il lui faut surveiller les marchés énergétiques au pays afin qu'il soit toujours possible de répondre aux besoins du Canada en matière d'énergie à des prix équitables.

Quiconque souhaite utiliser le présent rapport pour étayer son témoignage dans le cadre d'une instance réglementaire peut le soumettre à cette fin, comme c'est le cas pour tout autre document public. Une partie qui agit ainsi est réputée avoir adopté l'information déposée et peut se voir poser des questions au sujet de cette dernière.

De façon indépendante, l'EUB et l'ONÉ ont reconnu le besoin d'un nouvel examen des ressources de gaz naturel classique de l'Alberta. Afin de tirer le meilleur parti possible d'un effectif limité et de faire la preuve de leur efficacité, les deux Offices ont uni leurs efforts dans le cadre de la présente étude. Celle-ci porte sur le potentiel géologique des ressources en gaz naturel classique, qui fait ici l'objet d'estimations pour l'Alberta. Le principal objectif de ce rapport est de présenter ces estimations et la méthodologie employée pour y parvenir. Sous réserve de révisions conjointes ultérieures, elles seront utilisées par l'EUB et l'ONÉ dans leurs projections futures de l'approvisionnement en gaz naturel.

## Sommaire

L'Alberta Energy and Utilities Board (EUB) et l'Office national de l'énergie (ONÉ) (les Offices) estiment l'offre et la demande d'énergie, respectivement à l'échelle provinciale et à l'échelle nationale. Le potentiel ultime de gaz naturel classique constitue un élément de premier plan lorsqu'il faut tenter de prévoir l'approvisionnement futur. Depuis la dernière étude détaillée de l'EUB sur le potentiel ultime de gaz de l'Alberta, menée en 1992, le nombre de puits forés a doublé. Dans la même optique, il est à noter que depuis la dernière étude de l'ONÉ, publiée en 2004 et fondée sur des données qui remontaient à la fin de l'an 2000, le nombre de puits forés en Alberta a augmenté de presque 25 %. En 2001, chacun de leur côté, les Offices ont conclu qu'une estimation mise à jour du potentiel ultime était requise. Ensemble, afin de bien montrer leur efficacité et dans l'esprit de collaboration favorisé par l'*entente pour la mise sur pied d'une base de données commune sur les ressources* intervenue entre l'EUB et l'ONÉ, les deux Offices ont décidé de collaborer à une étude conjointe.

Le présent rapport sur *Le potentiel ultime des ressources en gaz naturel classique de l'Alberta* regroupe les résultats de l'étude conjointe et des détails quant à la méthodologie employée. Les offices ont estimé à 6 276 milliards de mètres cubes ( $Gm^3$ ) (223 billions de pieds cubes [ $Tpi^3$ ]) le potentiel ultime de gaz naturel classique commercialisable. Il est à noter que cette estimation ne tient pas compte du gaz non classique comme le méthane des gisements houillers (MGH). La nouvelle estimation pour le gaz naturel classique servira aux deux Offices dans leurs futures projections de l'offre.

Les nouveaux calculs estimatifs sont de 12 % supérieurs aux dernières estimations de l'EUB et de 7 % supérieurs aux plus récentes estimations de l'ONÉ. Cet accroissement du potentiel ultime découle principalement d'une compréhension plus grande de la géologie de la province en raison de l'expansion des travaux de forage menés depuis 1992. L'Alberta continuera donc de constituer la principale région d'approvisionnement en vue de répondre aux demandes de gaz au Canada.

Après avoir tenu compte des incertitudes inhérentes à l'estimation des perspectives géologiques et à la prévision du potentiel gazier, l'équipe de projet est d'avis que le potentiel ultime de gaz naturel classique commercialisable de l'Alberta devrait se situer entre 5 765  $Gm^3$  (205  $Tpi^3$ ) et 7 134  $Gm^3$  (253  $Tpi^3$ ), tel qu'illustré au tableau A.

Tableau A. Potentiel ultime de l'Alberta pour le gaz naturel classique commercialisable

Valeurs	Gaz en place		Gaz commercialisable	
	$Gm^3$	$Tpi^3$	$Gm^3$	$Tpi^3$
Faibles	9 731	345	5 765	205
Médianes	10 583	376	6 276	223
Élevées	12 012	426	7 134	253

Le tableau B illustre la répartition du potentiel ultime de gaz naturel, selon ses différentes composantes, au début de décembre 2004 (production à la fin d'octobre 2004).

Tableau B. Catégorisation du potentiel ultime – valeurs médianes

Catégorie	Gaz en place		Gaz commercialisable	
	Gm <sup>3</sup>	Tpi <sup>3</sup>	Gm <sup>3</sup>	Tpi <sup>3</sup>
Gaz découvert	7 744	275	4 542	161
Production cumulative	5 863	208	3 438	122
Gaz découvert restant	1 882	67	1 104	39
Gaz non découvert	2 838	101	1 734	62
Potentiel ultime	10 583	376	6 276	223
Potentiel ultime restant	4 720	168	2 838	101

L'estimation du potentiel ultime restant représente le volume de gaz qui sera accessible plus tard pour répondre aux demandes du marché intérieur canadien et pour l'exportation. Les nouveaux calculs estimatifs portent le potentiel ultime restant de gaz naturel classique en Alberta à 2 838 Gm<sup>3</sup> (101 Tpi<sup>3</sup>).

En dépit de l'augmentation du potentiel ultime restant de l'Alberta pour le gaz naturel classique commercialisable depuis les estimations précédentes, des apports en gaz non classique seront nécessaires de façon à pouvoir continuer de répondre aux demandes du marché intérieur canadien et pour l'exportation. L'extraction de ces deux types de ressources aidera l'industrie pétrolière et gazière en Alberta à demeurer vigoureuse pendant encore de nombreuses années.

# 1 Introduction

Le Canada joue un rôle important sur le marché du gaz naturel en Amérique du Nord. À l'heure actuelle, il assure environ le quart de toute la production gazière nord-américaine. Le Canada ne pourra demeurer un fournisseur de premier plan que si l'ampleur et la qualité des ressources de gaz naturel le justifient. L'approvisionnement en gaz provient surtout de la province de l'Alberta, qui compte pour presque 80 % de la production totale canadienne.

## 1.1 Antécédents

Ces derniers temps, le forage de puits a atteint des niveaux sans précédent en Alberta, mais les réserves n'ont pu croître au même rythme que la production et il semble que la province ait atteint ou soit sur le point d'atteindre sa capacité optimale. Dans ces circonstances, l'intérêt est grand à l'endroit du potentiel ultime de l'Alberta pour le gaz naturel classique commercialisable.

Depuis les années 1950, l'Alberta Energy and Utilities Board (EUB) et l'Office national de l'énergie (ONÉ) (les Offices) ont préparé des estimations périodiques du potentiel ultime de gaz naturel de l'Alberta. Pour sa dernière étude détaillée, l'EUB avait eu recours aux données connues au milieu de 1991 en vue de la production du document intitulé *Report 92-A: Ultimate Potential and Supply of Natural Gas in Alberta*. L'étude la plus récente de l'ONÉ s'appuyait sur des données, pour le forage de puits, qui remontaient à la fin de l'an 2000. *Ressources en gaz naturel classique du Canada : Rapport de situation* est un document qui a été publié en avril 2004 et qui porte sur l'ensemble du Canada. Les ressources albertaines avancées dans ce rapport de l'ONÉ constituaient une estimation intermédiaire devant céder le pas aux résultats découlant des travaux conjoints présentés ici.

Les estimations du potentiel ultime ont tendance à augmenter au fil du temps. La hausse découle normalement du fait qu'une information plus abondante est accessible en raison de la mise en valeur d'un bassin ou de l'arrivée à maturité d'une région. Les estimations sont le reflet du jugement des personnes qui les produisent. Tel qu'illustré à la figure 1, les estimations du potentiel ultime de l'Alberta sont passées de 2 254 milliards de mètres cubes ( $Gm^3$ ) (80 billions de pieds cubes [ $Tpi^3$ ]) en 1955 à 6 276  $Gm^3$  (223  $Tpi^3$ ) à l'heure actuelle. Les études à venir permettront de surveiller la tendance du potentiel ultime.

Des études du potentiel ultime ont aussi été entreprises par d'autres parties. Plus précisément, le Comité canadien du potentiel gazier (CCPG) a mené des études portant sur l'ensemble du pays, qui ont été à l'origine de rapports en 1997 et 2001, le plus récent étant intitulé *Natural Gas Potential in Canada 2001*. Le tableau 1.1 compare tous ces chiffres avec les valeurs médianes avancées par la présente étude.

Tableau 1.1. Comparaison des estimations du potentiel ultime de gaz naturel commercialisable de l'Alberta

Source	Année des données	Potentiel ultime (en $Gm^3$ )	Potentiel ultime (en $Tpi^3$ )
EUB/ONÉ 2005	2004	6 276	223
ONÉ 2004	2000	5 855	207
CCPG 2001	1998	5 761	203
EUB 1992	1991	5 600 <sup>1</sup>	200 <sup>2</sup>

<sup>1</sup> 37,4 mégajoules par mètre cube

<sup>2</sup> 1 000 BTU par pied cube

L'étude présentée ici se fonde sur les données propres à 320 000 puits forés jusqu'en décembre 2004. Le rapport de 2004 de l'ONÉ s'appuyait sur des données correspondantes pour 250 000 puits forés en Alberta jusqu'à la fin de l'an 2000. Celui que le CCPG a produit en 2001 tenait compte de données associées à 230 000 puits forés jusqu'à la fin de 1998. Quant au rapport de 1992 de l'EUB, les données pertinentes se rapportaient à 160 000 puits qui avaient été forés en Alberta jusqu'au milieu de 1991.

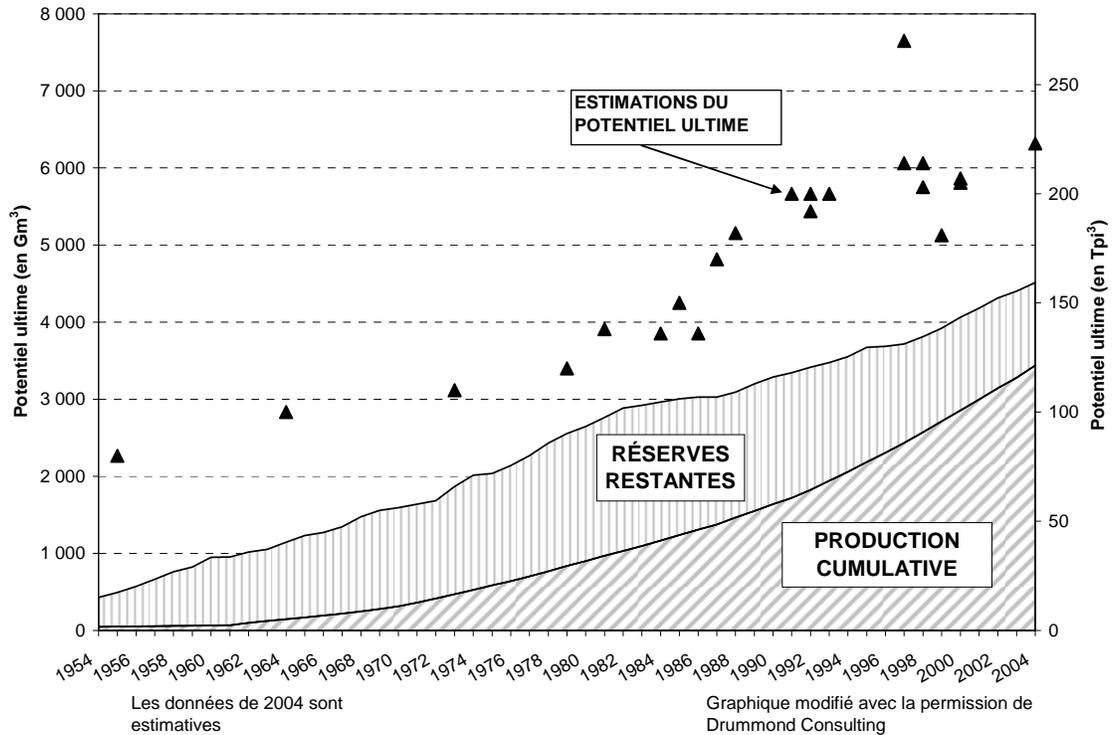


Figure 1.1. Estimations historiques du potentiel ultime de l'Alberta pour le gaz naturel classique

Outre les données afférentes aux nouveaux puits accessibles depuis les études précédentes, les circonstances ont beaucoup évolué ces dernières années. Les prix plus élevés pour le gaz ont poussé à l'exploration et à la mise en valeur de nombreux nouveaux gisements à faible productivité qui, auparavant, n'étaient pas rentables. Les Offices reconnaissent que bien des puits ont été forés dans des zones de mise en valeur de façon à maintenir les taux contractuels et non à des fins d'exploration. Les progrès technologiques réalisés, par exemple en matière de forage horizontal, de circuits des boues, de complétion de puits, de trépan et de techniques sismiques plus perfectionnées, notamment dans le contexte des données tridimensionnelles (3D), ont par ailleurs été à l'origine de la découverte et de la mise en valeur d'un grand nombre de nouveaux gisements.

Les Offices ont conclu qu'une nouvelle étude sur le potentiel ultime s'imposait. Dans le contexte de leur partenariat à l'égard des réserves de gaz naturel et de pétrole brut et aussi dans le but d'améliorer l'efficacité de la réglementation, ils ont décidé de collaborer à une étude conjointe sur les ressources en gaz naturel classique de l'Alberta. Conséquemment, une équipe de projet constituée de membres du personnel des Offices a été mise sur pied (voir la section sur les remerciements).

## 1.2 Portée et présentation du rapport

Aux fins du présent rapport, l'expression *potentiel ultime* se rapporte à l'estimation du volume des réserves de gaz commercialisable dont l'existence aura été prouvée, dans un bassin géologique ou une zone précise, une fois l'exploration terminée, en tenant compte des perspectives géologiques de la région, des progrès technologiques anticipés et de la conjoncture envisagée. Ce potentiel ultime représente toujours la somme des ressources découvertes et de celles qui restent à découvrir. Les ressources découvertes ont été confirmées grâce aux puits forés tandis qu'on s'attend que celles qui restent à découvrir le seront à l'occasion de travaux de forage ultérieurs.

La figure 1.2 illustre la terminologie employée quand on traite du potentiel ultime dans la présente étude.

Terminologie			Degré relatif d'incertitude
Potentiel ultime	Gaz non découvert	À venir	Élevé ↑ Moyen
		Ressources éventuelles, Ressources non confirmées, Ressources non inscrites	
	Gaz découvert	Réserves	Faible
		Ressources inscrites Production cumulative	Nul

Figure 1.2. Terminologie employée dans le cadre de l'étude du potentiel ultime de l'Alberta pour le gaz naturel classique

Le *gaz en place* est le volume de gaz présent dans le réservoir, le *gaz récupérable* est celui qui peut être produit et le *gaz commercialisable* est le volume restant après traitement. Même si le présent rapport se concentre sur le gaz en place (GEP), il présente également des estimations pour le gaz récupérable et le gaz commercialisable à partir des paramètres appliqués aux gisements existants. En outre, des données sur le gaz produit et sur le volume estimatif qui reste à produire sont proposées. Le *gaz restant* (le potentiel ultime moins la production cumulative) représente le volume qui servira à répondre aux demandes futures du marché.

Ce rapport ne traite que du gaz naturel classique, c'est-à-dire celui provenant de dépôts clastiques ou de réservoirs carbonatés, d'où il pourra être extrait grâce à des améliorations technologiques, selon des prix pouvant être raisonnablement envisagés. Il n'est pas tenu compte du méthane des gisements houillers (MGH), du gaz de schiste et des autres formes de gaz non classique. Tel que mentionné à la section 5.1, le MGH constitue la principale source de gaz non classique en Alberta.

Puisque les estimations du potentiel ultime de gaz sont par définition incertaines, le rapport propose des valeurs faibles, médianes et élevées pour ces estimations. Les valeurs faibles ne tiennent compte que du gaz dont la présence est fort probable tandis que les valeurs élevées comprennent des ressources qui pourraient être découvertes mais pour lesquelles les estimations sont très incertaines. On suppose que les estimations les plus réalistes sont celles relatives aux valeurs médianes.

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 Alberta. Il ne traite pas non plus du taux de découverte ou de la capacité de production pour le gaz naturel. Le rapport et les données qui y sont associées visent à servir de fondement à d'éventuelles analyses économiques ou projections de l'offre par l'EUB, l'ONÉ et d'autres parties.

En annexe est expliquée en détail la méthodologie utilisée afin de produire les estimations de GEP ultime. On traite à la section 3 de l'obtention, à partir des estimations de GEP ultime, de volumes de gaz pouvant être produits, de gaz commercialisable à l'origine et de gaz commercialisable restant.

### 1.3 Unités de mesure

Les données présentées ici le sont sous forme métrique et sont suivies, au besoin, de leur équivalent dans le système impérial, entre parenthèses.

L'EUB et l'ONÉ présentent tous deux les volumes de gaz naturel à l'aide d'unités de mesure métriques, après normalisation à 101,325 kilopascals (kPa) et 15 degrés Celsius (°C). Pour le système impérial, l'EUB normalise à 14,65 livres de pression absolue par pouce carré (lb/po<sup>2</sup> [abs.]) et à 60 degrés Fahrenheit (°F), tandis que l'ONÉ le fait à 14,73 lb/po<sup>2</sup> (abs.) et à 60 °F. Dans le cadre du présent rapport, un facteur de conversion de 35,49373 pieds cubes par mètre cube (pi<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>) a été employé, ce qui équivaut aux conditions normalisées qui sont privilégiées par l'EUB. Les lecteurs qui souhaitent tenir compte des conditions normalisées exactes de l'ONÉ auront recours à un facteur de conversion de 35,30096 pi<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.

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

### 1.4 Date des données

Le travail pour cette étude a débuté au milieu de 2001 et s'est poursuivi jusqu'à la fin de 2004. Analyses et mises à jour à partir des bases de données existantes de l'EUB ont été effectuées pendant toute cette période et de nouvelles bases spécifiques à l'étude du potentiel ultime ont été produites. Toutes les données ont été actualisées le 7 décembre 2004 et c'est sur celles-ci qu'ont été fondées les estimations définitives du potentiel ultime. C'est donc dire que les puits forés et évalués ainsi que les changements apportés aux réserves internes avant le 7 décembre 2004 sont intégrés à l'étude.

### 1.5 Apport de l'industrie et réexamen par des pairs

L'équipe de projet n'a pas demandé, pour cette étude, un apport officiel de l'industrie sous la forme d'une participation à des instances ou des audiences publiques. Toutefois, il y a eu des discussions informelles avec divers exploitants présents dans la région des piémonts, de manière à mieux comprendre la géologie complexe de cette zone. Il y a eu aussi un nombre limité de réexamens par des pairs, membres du personnel du CCPG et du Secteur des sciences de la Terre de Ressources naturelles Canada. Les commentaires de tous ont été fort utiles et très appréciés.

## 1.6 Information supplémentaire

Bien d'autres renseignements peuvent être examinés au-delà de ceux inclus dans le présent rapport. La figure 1.3 en illustre le mode de présentation et les médias adoptés dans chaque cas. Le rapport peut être obtenu sans frais, en français et en anglais. Le rapport et les cartes peuvent être consultés sur les sites Web de l'EUB et de l'ONÉ. Il est possible de se procurer sans frais, auprès de l'EUB, un CD renfermant le rapport, les cartes et l'information supplémentaire. Il est en outre possible de se procurer auprès de l'EUB, contre paiement cette fois, un second CD renfermant, outre le rapport, les cartes et l'information supplémentaire, la base de données sur le potentiel ultime.

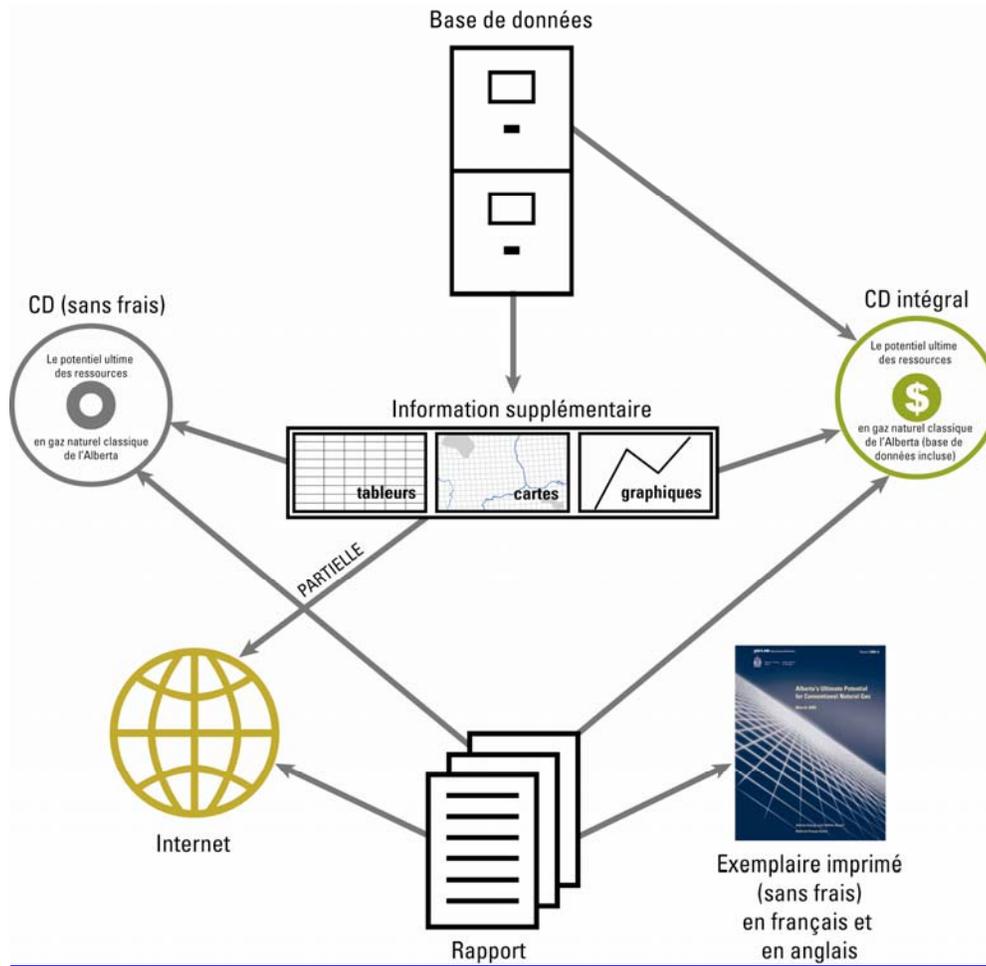


Figure 1.3. *Le potentiel ultime des ressources en gaz naturel classique de l'Alberta – disponibilité de l'information*

## 1.7 Questions et commentaires des lecteurs

Les lecteurs sont invités à communiquer avec l'EUB ou l'ONÉ s'ils ont des questions ou des commentaires à formuler au sujet du rapport ou encore sur les données connexes présentées sur les disques compacts et sur les sites Web des Offices. Ils sont priés d'entrer en contact avec

Alberta Energy and Utilities Board  
640, Cinquième Avenue S.-O.  
Calgary (Alberta) T2P 3G4  
À l'attention de Wayne Elsner  
Téléphone : (403) 297-8229  
Courriel : wayne.elsner@gov.ab.ca

ou avec

l'Office national de l'énergie  
444, Septième Avenue S.-O.  
Calgary (Alberta) T2P 0X8  
À l'attention de Denis Tremblay  
Téléphone : (403) 299-2717  
Courriel : dtremblay@neb-one.gc.ca

## 2 Méthodologie

L'équipe de projet a d'abord réuni toutes les données pertinentes, analyses statistiques, cartes et autres renseignements dans un cadre facilement accessible et compréhensible. Ensuite, en se fondant sur son expérience et son jugement, elle a produit des évaluations géologiques et pris certaines décisions pour en arriver aux estimations du potentiel ultime. Tel que mentionné précédemment, il y a également eu réexamen par des pairs, ce qui a permis de bénéficier de l'expertise et des connaissances d'autrui.

Les limites d'érosion/de dépôt des principaux intervalles stratigraphiques qui ont servi au moment de la rédaction du *rapport 92-A* de l'EUB ont aussi servi à la création d'un modèle géologique de l'Alberta. Ces limites ont été passées en revue et définies avec plus de précision à partir des nouvelles données sur les forages. Les limites des zones utilisées pour le *rapport 92-A* de l'EUB ont été modifiées afin de tenir compte des nouvelles découvertes et interprétations géologiques. Tout au long de l'étude, l'équipe de projet s'est grandement appuyée sur les bases de données existantes des Offices portant sur les puits, la géologie et les réserves.

De plus, elle a eu beaucoup recours à des logiciels de systèmes d'information géographique (SIG), ce qui a énormément amélioré et simplifié l'analyse de plusieurs grands ensembles de données consultés pour l'étude. Les SIG ont permis à l'équipe d'effectuer des analyses détaillées et de créer des cartes riches en renseignements, dont bon nombre sont intégrées à l'information supplémentaire au rapport.

La méthodologie est expliquée en détail en annexe.

### 3 Gaz en place

Tel qu'expliqué précédemment, à la lumière du fait que les estimations du GEP ultime sont par définition incertaines, l'étude propose des valeurs faibles, médianes et élevées pour ces estimations. Les valeurs faibles sont de 9 731 Gm<sup>3</sup> (345 Tpi<sup>3</sup>), pour lesquelles il est fort probable que le GEP ultime atteigne ou dépasse ces estimations. Les valeurs médianes, de 10 583 Gm<sup>3</sup> (376 Tpi<sup>3</sup>), représentent les estimations les plus réalistes. Les valeurs élevées de 12 012 Gm<sup>3</sup> (426 Tpi<sup>3</sup>) tiennent compte du fait que même si les ressources peuvent être découvertes, les estimations à leur égard sont très incertaines.

Le tableau 3.1 illustre ce que sont les estimations des valeurs faibles, médianes et élevées pour chacun des 42 intervalles stratigraphiques étudiés (dûment numérotés).

#### 3.1 Comparaisons avec des études précédentes

Le tableau 3.2 compare les résultats de la présente étude avec ceux du *rapport 92-A* et du rapport de l'ONÉ d'avril 2004. Il présente la croissance constatée en termes de ressources inscrites et de potentiel ultime de GEP. Tel qu'illustré dans la colonne présentant la variation en pourcentage, la plus grande partie de la croissance des réserves a été enregistrée dans les zones crétacées peu profondes. Cette croissance a été plutôt limitée et même parfois négative pour ce qui est des estimations des ressources inscrites et du potentiel ultime de GEP dans les zones dévoniennes plus profondes. Une telle observation pourrait surtout être le résultat des travaux de forage effectués au cours des dernières années, qui se concentrent sur des objectifs peu profonds et plus accessibles. Par ailleurs, pendant les années qui se sont écoulées entre les études, l'importance et la production d'un certain nombre de zones situées plus en profondeur, surtout dans la région des piémonts, n'ont pas été aussi grandes que ce à quoi on s'attendait. De nombreux gisements dans les piémonts ont été réétudiés en fonction des données obtenues sur le rendement, ce qui a mené à la suppression d'un important volume de GEP de la base de données des Offices.

L'augmentation des ressources inscrites pour le GEP a été supérieure à 43 % depuis la parution du *rapport 92-A*. Cette augmentation a entraîné à sa suite un accroissement inférieur à 10 % des estimations du potentiel ultime de GEP. Le *rapport 92-A* a privilégié un potentiel ultime de GEP de 9 600 Gm<sup>3</sup> (340 Tpi<sup>3</sup>) en Alberta. Le rapport de 2004 de l'ONÉ l'avait pour sa part estimé à 9 952 Gm<sup>3</sup> (351 Tpi<sup>3</sup>), tandis que la présente étude le porte à 10 583 Gm<sup>3</sup> (376 Tpi<sup>3</sup>).

Tableau 3.1. Valeurs faibles, médianes et élevées pour le GEP

N° de strate	Intervalle stratigraphique	Gm <sup>3</sup>			Tpi <sup>3</sup>		
		Valeurs faibles	Valeurs médianes	Valeurs élevées	Valeurs faibles	Valeurs médianes	Valeurs élevées
1	Paskapoo & Edmonton	34,77	39,80	49,59	1,23	1,41	1,76
2	Belly River	314,34	327,73	361,15	11,16	11,63	12,82
3	Chinook	7,85	8,33	8,80	0,28	0,30	0,31
4	Milk River	292,25	296,01	300,44	10,37	10,51	10,66
5	Medicine Hat	358,30	361,98	365,66	12,72	12,85	12,98
6	Colorado	17,15	18,24	19,34	0,61	0,65	0,69
7	Colorado – partie inférieure et Badheart	3,36	3,89	4,75	0,12	0,14	0,17
8	Cardium	640,76	684,35	727,94	22,74	24,29	25,84
9	Doe Creek	16,61	17,79	18,98	0,59	0,63	0,67
10	Dunvegan	102,55	110,43	123,73	3,64	3,92	4,39
11	Second schiste argileux de White	177,17	185,23	193,30	6,29	6,57	6,86
12	Fish Scales	11,67	14,83	17,99	0,41	0,53	0,64
13	Viking	678,76	718,88	790,23	24,09	25,52	28,05
14	Colorado – base	48,66	50,39	53,05	1,73	1,79	1,88
15	Mannville – au-dessus de l'intervalle glauconieux	1 028,41	1 108,86	1 198,47	36,50	39,36	42,54
16	Intervalle glauconieux	969,37	1 044,13	1 150,76	34,41	37,06	40,84
17	Ostracodes	78,54	86,27	94,01	2,79	3,06	3,34
18	Ellerslie	779,31	874,40	1 005,91	27,66	31,04	35,70
19	Cadomin	118,74	134,13	153,10	4,21	4,76	5,43
20	Nikanassin	12,20	15,04	18,57	0,43	0,53	0,66
21	Rock Creek et Sawtooth	132,42	150,21	177,83	4,70	5,33	6,31
22	Nordeg	119,52	130,53	143,15	4,24	4,63	5,08
23	Baldonnel	13,25	14,57	15,90	0,47	0,52	0,56
24	Charlie Lake	44,83	52,32	69,68	1,59	1,86	2,47
25	Boundary	7,44	7,59	7,78	0,26	0,27	0,28
26	Halfway	84,63	88,93	99,21	3,00	3,16	3,52
27	Doig	32,14	35,20	38,27	1,14	1,25	1,36
28	Montney	155,37	181,47	229,09	5,51	6,44	8,13
29	Belloy	17,11	21,59	26,06	0,61	0,77	0,93
30	Kiskatinaw et Taylor Flat	67,36	76,13	92,70	2,39	2,70	3,29
31	Turner Valley	1 139,80	1 234,33	1 516,15	40,46	43,81	53,81
32	Shunda	66,60	77,59	85,40	2,36	2,75	3,03
33	Pekisko	162,70	182,51	225,16	5,77	6,48	7,99
34	Banff	50,06	62,96	91,82	1,78	2,23	3,26
35	Bakken	7,43	8,26	9,76	0,26	0,29	0,35
36	Wabamun Crossfield	405,08	497,08	633,80	14,38	17,64	22,50
37	Winterburn Nisku	225,94	257,77	317,02	8,02	9,15	11,25
38	Leduc et Grosmont	632,51	679,63	743,33	22,45	24,12	26,38
39	Swan Hills et Slave Point	535,93	568,66	651,90	19,02	20,18	23,14
40	Gilwood et « granite wash » (grès)	34,86	39,55	46,86	1,24	1,40	1,66
41	Sulphur Point	22,22	26,61	36,32	0,79	0,94	1,29
42	Zama et Keg River	82,76	88,28	98,80	2,94	3,13	3,51
	Totaux <sup>1</sup>	9 730,73	10 582,48	12 011,76	345,36	375,60	426,33

<sup>1</sup> Les chiffres ont été arrondis et leur addition peut ne pas correspondre aux totaux indiqués.

Tableau 3.2. GEP de la présente étude comparé à celui des études de l'EUB et de l'ONÉ (en Gm<sup>3</sup>)

N° de strate	Intervalle stratigraphique	Rapport 92-A de l'EUB		ONÉ – 2004		EUB/ONÉ 2005		Variation (en %) entre le rapport 92-A et celui de l'EUB/ONÉ 2005-A	
		Gaz découvert	Potentiel ultime	Gaz découvert	Potentiel ultime	Gaz découvert	Potentiel ultime	Gaz découvert	Potentiel ultime
1	Paskapoo et Edmonton	1,73	5,83	5,46	15,39	19,44	39,79	1 023,7 %	582,7 %
2	Belly River	96,53	160,99	184,43	366,81	232,32	327,73	140,7 %	103,6 %
3	Chinook	0,96	5,77	5,58	8,27	6,92	8,33	620,8 %	44,4 %
4	Milk River	166,31	224,29	226,01	391,82	286,30	296,01	72,1 %	32,0 %
5	Medicine Hat	194,55	253,45	215,49	324,35	341,47	361,98	75,5 %	42,8 %
6	Colorado <sup>1</sup>	s.o.	s.o.	8,52	9,99	15,44	18,24	s.o.	s.o.
7	Colorado – partie inférieure et Badheart <sup>1</sup>	s.o.	s.o.	1,67	3,17	2,51	3,89	s.o.	s.o.
8	Cardium	257,30	510,65	480,09	558,96	544,34	684,35	111,6 %	34,0 %
9	Doe Creek	8,07	15,32	12,65	15,25	14,69	17,79	82,0 %	16,1 %
10	Dunvegan	18,09	50,98	36,49	56,04	57,95	110,43	220,3 %	116,6 %
11	Second schiste argileux de White	66,38	121,17	85,82	92,17	134,31	185,23	102,3 %	52,9 %
12	Fish Scales	0,83	2,11	1,98	4,15	5,47	14,83	559,0 %	602,8 %
13	Viking	433,37	647,36	469,60	583,91	526,89	718,88	21,6 %	11,0 %
14	Colorado – base	40,59	65,66	42,49	51,58	43,09	50,39	6,2 %	-23,3 %
15	Mannville – au-dessus de l'intervalle glauconieux	419,57	667,91	656,97	971,96	758,77	1 108,86	80,8 %	66,0 %
16	Intervalle glauconieux	437,86	790,54	737,79	1 094,97	743,37	1 044,13	69,8 %	32,1 %
17	Ostracodes	29,33	72,96	43,77	71,61	51,00	86,27	73,9 %	18,2 %
18	Ellerslie	449,30	853,37	667,51	1 014,78	576,99	874,40	28,4 %	2,5 %
19	Cadomin	42,66	150,94	46,25	84,82	67,66	134,13	58,6 %	-11,1 %
20	Nikanassin	12,75	61,20	9,82	16,82	8,56	15,04	-32,9 %	-75,4 %
21	Rock Creek et Sawtooth <sup>2</sup>	43,05	130,72	61,61	81,73	80,77	150,21	87,6 %	14,9 %
22	Nordegg	66,08	134,41	108,85	135,11	96,49	130,53	46,0 %	-2,9 %
23	Baldonnel <sup>3</sup>	s.o.	s.o.	6,92	9,35	9,92	14,57	s.o.	s.o.
24	Charlie Lake <sup>3</sup>	8,42	40,04	26,62	59,18	27,22	52,32	223,3 %	30,7 %
25	Boundary	2,67	7,50	7,42	7,88	7,24	7,59	171,2 %	1,2 %

(suite)

Tableau 3.2. GEP de la présente étude comparé à celui des études de l'EUB et de l'ONÉ (en Gm<sup>3</sup>) (fin)

N° de strate	Intervalle stratigraphique	Rapport 92-A de l'EUB		ONÉ – 2004		EUB/ONÉ 2005		Variation (en %) entre le rapport 92-A et celui de l'EUB/ONÉ 2005-A	
		Gaz découvert	Potentiel ultime	Gaz découvert	Potentiel ultime	Gaz découvert	Potentiel ultime	Gaz découvert	Potentiel ultime
26	Halfway	38,62	100,42	58,36	78,07	64,00	88,93	65,7 %	-11,4 %
27	Doig <sup>4</sup>	26,69	55,55	29,42	40,40	28,74	35,20	7,7 %	-36,6 %
28	Montney <sup>4</sup>	30,84	84,22	93,88	157,94	106,29	181,47	244,6 %	115,5 %
29	Belloy	19,78	34,28	9,55	22,59	8,39	21,59	-14,2 %	-37,0 %
30	Kiskatinaw et Taylor Flat	22,22	50,94	51,40	73,39	50,40	76,13	126,8 %	49,5 %
31	Turner Valley	892,76	1 304,32	911,83	1 217,76	978,04	1 234,33	9,6 %	-5,4 %
32	Shunda	33,86	62,65	56,60	63,60	49,46	77,59	46,1 %	23,8 %
33	Pekisko	124,62	208,78	145,96	176,48	133,60	182,51	7,2 %	-12,6 %
34	Banff	18,25	57,06	34,18	47,58	32,87	62,96	80,1 %	10,3 %
35	Bakken	4,65	11,93	1,89	3,10	5,57	8,26	19,8 %	-30,8 %
36	Wabamun Crossfield	234,03	527,70	255,40	403,53	277,35	497,08	18,5 %	-5,8 %
37	Winterburn Nisku <sup>5</sup>	131,87	369,45	171,27	228,38	175,40	257,77	33,0 %	-30,2 %
38	Leduc et Grosmont	542,54	768,62	561,68	618,97	566,33	679,63	4,4 %	-11,6 %
39	Swan Hills et Slave Point	410,16	851,00	476,70	641,46	485,65	568,66	18,4 %	-33,2 %
40	Gilwood et « granite wash » (grès)	26,17	57,05	30,56	38,28	29,66	39,55	13,3 %	-30,7 %
41	Sulphur Point	14,21	33,01	12,90	18,36	16,43	26,61	15,6 %	-19,4 %
42	Zama et Keg River	51,87	74,93	74,25	92,08	76,79	88,28	48,0 %	17,8 %
Totaux <sup>6</sup>		5 419,54	9 625,08	7 125,61	9 952,04	7 744,10	10 582,48	43,2 %	9,9 %

<sup>1</sup> Zone non comprise dans le *rapport 92-A*.

<sup>2</sup> Le rapport de 2004 de l'ONÉ divise Rock Creek et Sawtooth en trois zones : Sawtooth, Swift et Rock Creek.

<sup>3</sup> Le *rapport 92-A* réunit Baldonnel et Charlie Lake.

<sup>4</sup> Le *rapport 92-A* réunit Doig et Montney.

<sup>5</sup> Le rapport de 2004 de l'ONÉ sépare Jean Marie de Nisku.

<sup>6</sup> Les chiffres ont été arrondis et leur addition peut ne pas correspondre aux totaux indiqués.

## 4 Gaz commercialisable

Pour convertir le GEP en gaz commercialisable, il est nécessaire d'appliquer un facteur de récupération permettant d'obtenir des réserves se prêtant à la production, puis un facteur de perte en surface. Le facteur de récupération tient compte du fait que, pour des raisons pratiques et économiques, seulement une partie du GEP se prête à la production. Quant à la perte en surface, elle tient compte de la séparation des coproduits du gaz naturel dans les usines des gisements, de l'extraction des impuretés du gaz brut, du brûlage à la torche du gaz résiduel produit au cours des essais de puits et du gaz dissous (lorsque celui-ci n'est pas conservé) ainsi que du combustible de consommation courante.

On suppose que les facteurs de récupération et de perte en surface pour les futures découvertes de gaz seront les mêmes, dans chaque zone, que pour le gaz découvert à ce jour. Les valeurs médianes du GEP, du gaz se prêtant à la production et du gaz commercialisable pour chaque intervalle stratigraphique sont indiquées au tableau 4.1.

Tableau 4.1. Gaz commercialisable

N° de strate	Intervalle stratigraphique	Gm <sup>3</sup>			Tpi <sup>3</sup>		
		GEP	Gaz se prêtant à la production	Gaz commercialisable	GEP	Gaz se prêtant à la production	Gaz commercialisable
1	Paskapoo & Edmonton	39,80	24,40	23,17	1,41	0,87	0,82
2	Belly River	327,73	205,95	192,34	11,63	7,31	6,83
3	Chinook	8,33	6,52	5,53	0,30	0,23	0,20
4	Milk River	296,01	188,07	178,71	10,51	6,68	6,34
5	Medicine Hat	361,98	232,27	224,63	12,85	8,24	7,97
6	Colorado	18,24	11,61	10,99	0,65	0,41	0,39
7	Colorado – partie inférieure et Badheart	3,89	2,56	2,44	0,14	0,09	0,09
8	Cardium	684,35	227,28	179,21	24,29	8,07	6,36
9	Doe Creek	17,79	13,06	11,66	0,63	0,46	0,41
10	Dunvegan	110,43	86,07	78,05	3,92	3,05	2,77
11	Second schiste argileux de White	185,23	121,50	114,36	6,57	4,31	4,06
12	Fish Scales	14,83	10,04	9,38	0,53	0,36	0,33
13	Viking	718,88	534,97	496,78	25,52	18,99	17,63
14	Colorado – base	50,39	43,22	41,10	1,79	1,53	1,46
15	Mannville – au-dessus de l'intervalle glauconieux	1 108,86	797,01	741,61	39,36	28,29	26,32
16	Intervalle glauconieux	1 044,13	763,67	695,15	37,06	27,11	24,67
17	Ostracodes	86,27	63,64	55,33	3,06	2,26	1,96
18	Ellerslie	874,40	630,54	566,08	31,04	22,38	20,09
19	Cadomin	134,13	84,73	76,64	4,76	3,01	2,72
20	Nikanassin	15,04	10,61	9,66	0,53	0,38	0,34
21	Rock Creek et Sawtooth	150,21	105,69	92,74	5,33	3,75	3,29
22	Nordegg	130,53	96,11	83,46	4,63	3,41	2,96
23	Baldonnel	14,57	11,01	9,90	0,52	0,39	0,35
24	Charlie Lake	52,32	38,32	32,76	1,86	1,36	1,16

(suite)

Tableau 4.1. Gaz commercialisable (fin)

N° de strate	Intervalle stratigraphique	Gm <sup>3</sup>			Tpi <sup>2</sup>		
		GEP	Gaz se prêtant à la production	Gaz commercialisable	GEP	Gaz se prêtant à la production	Gaz commercialisable
25	Boundary	7,59	3,55	2,57	0,27	0,13	0,09
26	Halfway	88,93	64,69	55,37	3,16	2,30	1,97
27	Doig	35,20	26,16	22,37	1,25	0,93	0,79
28	Montney	181,47	125,94	110,18	6,44	4,47	3,91
29	Belloy	21,59	16,10	13,89	0,77	0,57	0,49
30	Kiskatinaw et Taylor Flat	76,13	62,21	58,23	2,70	2,21	2,07
31	Turner Valley	1 234,33	992,33	766,82	43,81	35,22	27,22
32	Shunda	77,59	60,06	54,19	2,75	2,13	1,92
33	Pekisko	182,51	145,74	127,22	6,48	5,17	4,52
34	Banff	62,96	47,49	41,24	2,23	1,69	1,46
35	Bakken	8,26	6,31	5,93	0,29	0,22	0,21
36	Wabamun Crossfield	497,08	384,72	265,18	17,64	13,66	9,41
37	Winterburn Nisku	257,77	173,62	129,47	9,15	6,16	4,60
38	Leduc et Grosmont	679,63	485,37	359,40	24,12	17,23	12,76
39	Swan Hills et Slave Point	568,66	394,68	262,71	20,18	14,01	9,32
40	Gilwood et « granite wash » (grès)	39,55	22,85	16,68	1,40	0,81	0,59
41	Sulphur Point	26,61	19,49	16,65	0,94	0,69	0,59
42	Zama et Keg River	88,28	53,80	36,14	3,13	1,91	1,28
	Totaux <sup>1</sup>	10 582,48	7 393,96	6 276,05	375,60	262,45	222,72

<sup>1</sup> Les chiffres ont été arrondis et leur addition peut ne pas correspondre aux totaux indiqués.

## 5 Autres questions

### 5.1 Gaz non classique

Les ressources en gaz non classique ont été exclues du présent rapport. Très récemment, on a confirmé que le gaz non classique, surtout sous la forme de MGH, se prêtait à une production commerciale, ce qui fait que les travaux de forage se sont substantiellement intensifiés à cet égard. Même si les données sur le MGH en Alberta ont pris de l'ampleur ces dernières années et même si on comprend mieux ces ressources désormais, il n'en demeure pas moins très difficile de produire une estimation de leur potentiel ultime.

L'*Alberta Geological Survey* (AGS) de l'EUB procure un premier aperçu du potentiel ultime de GEP associé au charbon albertain dans son rapport de 2003 intitulé *EUB/Alberta Geological Survey Earth Science Report ESR 2003-03: Production Potential of Coalbed Methane Resources in Alberta*, rédigé par A. Beaton. L'étude de l'AGS suggère un potentiel ultime de GEP pour le MGH supérieur à 14,2 Tm<sup>3</sup> (500 Tpi<sup>3</sup>). Avec l'élargissement de l'envergure des données et une compréhension accrue, le MGH fera partie intégrante des études futures.

### 5.2 Accès restreint

Tel que mentionné plus haut, l'utilisation de logiciels de SIG permet d'estimer le potentiel futur en n'importe quel point de l'Alberta. L'équipe de projet a établi qu'il y avait actuellement 54,4 Gm<sup>3</sup> (2 Tpi<sup>3</sup>) de gaz commercialisable sous des grandes villes, des lacs, des zones protégées et des parcs fédéraux et provinciaux. Tout comme dans le rapport de 2004 de l'ONÉ, il n'a été tenu compte d'aucune zone tampon pour le gaz acide autour des villes. Ces estimations sont fondées sur les technologies existantes. Il faudra réviser les estimations présentées en fonction des progrès qui seront réalisés sur le plan technologique et des modifications éventuelles aux restrictions d'accès en surface.

### 5.3 Ressources à l'échelle canadienne

On a déjà fait remarquer que l'approvisionnement en gaz provient surtout de l'Alberta, qui compte pour presque 80 % de la production totale canadienne. Dans le cadre de son mandat, l'ONÉ produit des estimations du potentiel ultime de toutes les régions au pays. Les plus à jour sont celles proposées dans son rapport de 2004. Le tableau 5.1 comprend la nouvelle estimation du potentiel ultime de l'Alberta pour le gaz naturel dans un contexte pan-canadien.

Tableau 5.1. Estimations actuelles de l'ONÉ au sujet du potentiel ultime de gaz naturel classique commercialisable du Canada en Gm<sup>3</sup> (Tpi<sup>3</sup>)

	Gaz découvert	Gaz non découvert	Potentiel ultime <sup>1</sup>
<b>Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien</b>			
Alberta	4 542 (161)	1 734 (62)	6 276 (223)
Colombie-Britannique	691 (24)	745 (27)	1 436 (51)
Saskatchewan	242 (9)	13 (0)	255 (9)
Territoires du Sud	29 (1)	167 (6)	196 (7)
<b>Somme partielle</b>	<b>5 504 (195)</b>	<b>2 659 (95)</b>	<b>8 163 (290)</b>
Côte Est (zone extracôtière)	387 (14)	2 208 (77)	2 595 (91)
Côte Ouest	0 (0)	485 (17)	485 (17)
Nord du Canada	605 (22)	2 680 (94)	3 285 (116)
Ontario	45 (1)	22 (1)	67 (2)
Golfe du Saint-Laurent (bassin des Maritimes)	2 (0)	38 (1)	40 (1)
<b>Total – Canada<sup>1</sup></b>	<b>6 543 (231)</b>	<b>8 092 (286)</b>	<b>14 635 (517)</b>

<sup>1</sup> Les chiffres ont été arrondis et leur addition peut ne pas correspondre aux totaux indiqués.

#### 5.4 Mises à jour de la présente étude

Même si l'étude tient compte de presque tous les travaux de forage effectués à ce jour, la poussée record enregistrée à cet égard et l'attention croissante portée à l'exploration et à la mise en valeur des gisements créacés peu profonds exigent un suivi constant des travaux de forage et d'exploration menés dans la province. Les Offices ont l'intention de garder à jour tous les systèmes informatiques complexes, les bases de données et les procédés élaborés pour la présente étude et de continuer d'étoffer les données pertinentes. Toutes les nouvelles estimations du potentiel ultime seront par la suite reproduites dans les documents annuels de l'EUB intitulés *Statistical Series 98: Alberta's Reserves and Supply/Demand Outlook* ou dans diverses publications de l'ONÉ.

#### 5.5 Utilisations des données de la présente étude

Les Offices prévoient continuer d'utiliser les données et les systèmes produits dans le cadre de cette étude, notamment pour l'analyse régionale des ressources près des pipelines, des usines à gaz et des zones à plus forte densité de population. L'ajout de données d'analyse pour le gaz permettra d'établir les volumes de gaz acide auxquels il sera possible de s'attendre à l'occasion de travaux de forage futurs ainsi que l'emplacement de ce gaz, notamment autour des zones à plus forte densité de population. Les données peuvent aussi très bien servir à d'autres parties, soucieuses d'élargir le champ de leurs connaissances et leur degré de compréhension au sujet des ressources gazières en Alberta.

## 6 Observations

### 6.1 Généralités

Les estimations du potentiel ultime de l'Alberta pour le gaz naturel classique commercialisable continuent de croître, étant passées de 5 600 Gm<sup>3</sup> (200 Tpi<sup>3</sup>) dans le *rapport 92-A* à 5 855 Gm<sup>3</sup> (207 Tpi<sup>3</sup>) selon les calculs de l'ONÉ en 2004, puis à 6 276 Gm<sup>3</sup> (223 Tpi<sup>3</sup>) dans la présente étude. Cette nouvelle estimation est de 12 % supérieure à celle présentée dans le *rapport 92-A* et de 7 % supérieure à celle avancée par l'ONÉ en 2004. La tendance générale voulant que les estimations du potentiel ultime augmentent au fil du temps alors que les bassins arrivent à maturité, tel que mentionné dans le rapport de 2004 de l'ONÉ, se maintient donc. La hausse est attribuable à une meilleure compréhension de la géologie de ces bassins et à des progrès technologiques qui permettent à l'industrie de repérer des gisements dans des zones pouvant prêter à confusion, puis de les mettre en valeur.

Étant donné que les estimations du potentiel ultime tiennent compte d'un volume de gaz qui reste à découvrir, il est clair qu'elles ne sont pas exemptes d'incertitudes. Ces incertitudes sont plus ou moins grandes selon chacune des composantes des estimations. Elles sont plus grandes pour les ressources non découvertes étant donné qu'on ne sait rien de précis à leur sujet. Le degré d'incertitude associé aux ressources non inscrites, non confirmées et éventuelles est moyen, tandis qu'il est minimal pour les réserves inscrites et inexistant pour la production cumulative.

La nouvelle étude ne tient compte que des ressources présentes dans des zones géologiques connues. Si des zones théoriques devaient être découvertes à l'avenir, les ressources qu'elles renferment seraient alors ajoutées à l'estimation actuelle. Les Offices continueront de surveiller l'évolution de l'ampleur des ressources de gaz naturel disponibles en Alberta.

Tel qu'illustré à la figure 6.1, depuis 1991 (*rapport 92-A*), les ressources découvertes en Alberta ont pris de l'ampleur quelle que soit la période géologique. Même si, pour la plupart, les additions à ces ressources peuvent être attribués à la découverte de petits gisements et à l'expansion de grands gisements peu profonds, la récente découverte à Tay River confirme que d'importants gisements restent encore à découvrir en Alberta. Comme l'ONÉ le mentionne dans son rapport de 2004, entre 1991 et l'an 2000, les additions aux ressources découvertes proviennent surtout des zones moins profondes.

Même si les ressources découvertes ont augmenté pour toutes les périodes géologiques, le GEP ultime a diminué pour la période jurassique, le Mississippien, et surtout les zones dévoniennes (voir figure 6.1). Pour nombre des gisements découverts à l'intérieur de ces périodes, le GEP ultime a diminué compte tenu d'un faible rendement. De plus, des taux de réussite historiques toujours plus faibles font que l'équipe de projet a souvent recours à des taux de réussite futurs encore plus bas.

Les Offices ont remarqué que la croissance touchant les ressources découvertes et non découvertes provenait surtout des périodes crétacées. Les prix plus élevés pour le gaz ces dernières années ont rendu ces zones davantage rentables et c'est avec vigueur que l'industrie a cherché à les mettre en valeur. Une telle mise en valeur s'est étendue aux nouveaux gisements, à des additions à des gisements existants et à des gisements découverts à l'intérieur de régions et de formations dont le potentiel avait auparavant été laissé pour compte. Plusieurs des zones crétacées ont connu une forte expansion depuis le *rapport 92-A*, ce qui explique les récentes découvertes. La croissance découlant de leur exploitation a été

neutralisée par des diminutions ou une croissance minimale dans les périodes dévoniennes plus profondes. Cependant, ces zones plus profondes renferment toujours d'importantes ressources non découvertes et offrent la possibilité de découvrir de très grands gisements.

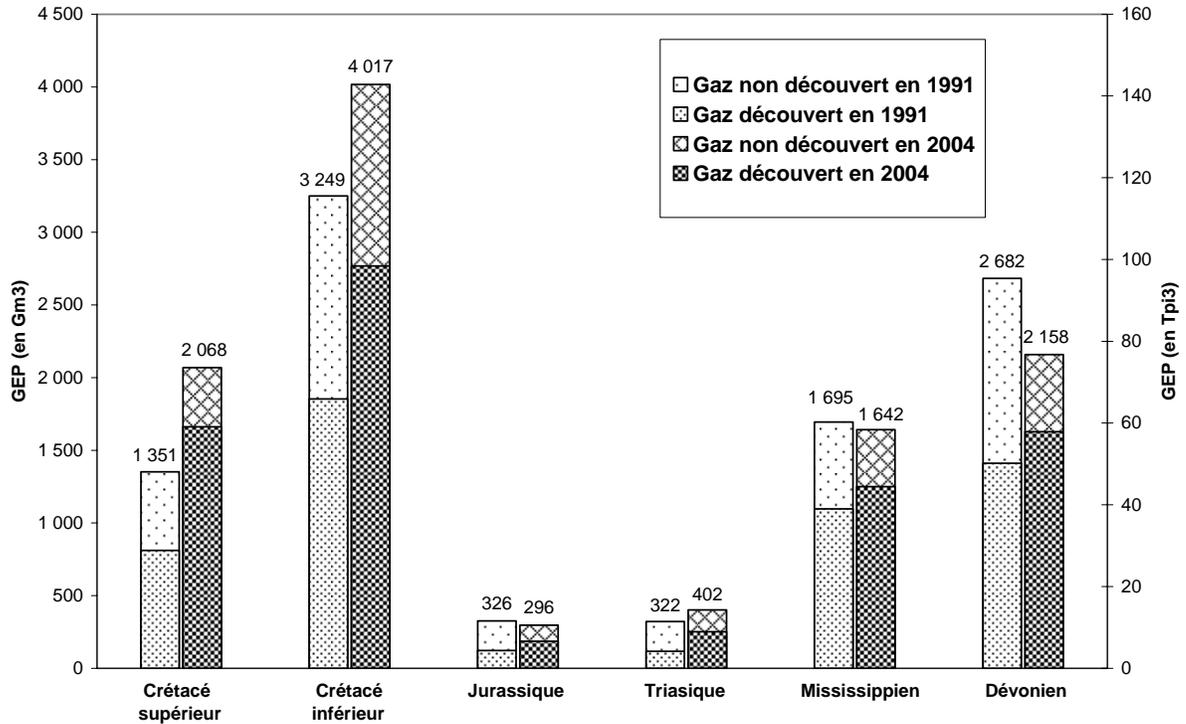


Figure 6.1. Gaz en place selon la période géologique

Les réserves initiales de l'Alberta, selon les ressources inscrites par l'EUB/ONÉ, ont augmenté en moyenne de  $105 \text{ Gm}^3$  ( $3,8 \text{ Tpi}^3$ ) par année depuis quatre ans. Si la progression se poursuivait à ce rythme, il faudrait environ 16 ans pour trouver la totalité des ressources non découvertes de gaz naturel classiques avancées selon les estimations de la présente étude. L'équipe de projet est d'avis que les additions annuelles diminueront au fil des ans, de sorte qu'il faudra davantage de temps pour trouver toutes les ressources non découvertes. La production annuelle en Alberta est de l'ordre de  $136 \text{ Gm}^3$  ( $4,8 \text{ Tpi}^3$ ), un volume supérieur aux additions annuelles. Conséquemment, les réserves restantes en Alberta continueront de régresser.

Dans le rapport 92-A, il était mentionné qu'une tranche d'environ 39 % du potentiel ultime de  $5 600 \text{ Gm}^3$  ( $200 \text{ Tpi}^3$ ) restait encore à découvrir. Dans la présente étude, on ne parle plus que d'une tranche de 28 % du potentiel ultime de  $6 276 \text{ Gm}^3$  ( $223 \text{ Tpi}^3$ ) qui reste à découvrir. Par ailleurs, dans le rapport 92-A, la production cumulative représentait 32 % des ressources totales tandis que ce pourcentage est passé à 52 % à la fin de 2004.

## 6.2 Piémonts

La région des piémonts demeure toujours relativement inexplorée comparativement à la plus grande partie de la province, mais les Offices considèrent qu'il s'y trouve encore des ressources non découvertes considérables. Dans cette étude, on estime le potentiel ultime des piémonts à  $1 005,8 \text{ Gm}^3$  ( $36 \text{ Tpi}^3$ ), avec une tranche de 34 % qui reste à découvrir. La partie

qui reste à découvrir dans les piémonts représente quelque 20 % de l'ensemble des ressources non découvertes de la province. Dans le *rapport 92-A*, la totalité des ressources des piémonts, non découvertes à 45 %, représentait 1 076,5 Gm<sup>3</sup> (38 Tpi<sup>3</sup>). La partie qui restait à découvrir dans les piémonts représentait plus de 22 % de l'ensemble des ressources non découvertes à ce moment.

Des zones dans les piémonts ont été ajoutées pour plusieurs formations, jugées auparavant sans potentiel, tandis que certaines formations ont été comprimées. Les ressources découvertes dans les piémonts n'ont pas beaucoup augmenté, notamment en raison des reculs du rendement des gisements constatés à l'occasion des études menées.

La complexité géologique des piémonts rend difficile la production d'estimations précises pour les ressources non découvertes. L'équipe de projet s'en est donc remise aux membres de l'industrie qu'elle a consultés afin d'être mieux en mesure d'évaluer la région.

## 7 Conclusions

De manière à tenir compte du degré d'incertitude au moment de l'estimation des ressources non découvertes, l'équipe de projet a privilégié une fourchette d'estimations pour le potentiel ultime de l'Alberta. En ce qui a trait au gaz commercialisable, cette fourchette va de 5 765 Gm<sup>3</sup> (205 Tpi<sup>3</sup>) à 7 134 Gm<sup>3</sup> (253 Tpi<sup>3</sup>) et l'estimation médiane est de 6 276 Gm<sup>3</sup> (223 Tpi<sup>3</sup>).

Les Offices ont passé en revue les résultats et les estimations du présent rapport avant d'opter pour un potentiel ultime de gaz naturel classique commercialisable de 6 276 Gm<sup>3</sup> (223 Tpi<sup>3</sup>) devant servir aux projections futures de l'offre.

L'estimation du potentiel ultime restant représente le volume de gaz qui sera accessible plus tard pour répondre aux demandes du marché intérieur canadien et pour l'exportation. Les nouveaux calculs estimatifs portent le potentiel ultime restant de gaz naturel classique en Alberta à 2 838 Gm<sup>3</sup> (101 Tpi<sup>3</sup>).

L'accroissement de ce potentiel ultime découle d'une meilleure compréhension de la géologie de la province. La reconnaissance du potentiel gazier de nouveaux intervalles stratigraphiques et l'expansion de plusieurs zones, surtout crétacées, ont favorisé cette augmentation.

Même si une grande quantité de gaz naturel classique reste toujours à découvrir en Alberta, l'industrie se devra d'être très active pour répondre à la demande croissante de ce gaz en Amérique du Nord. Qui plus est, l'approvisionnement devra se renouveler dans le contexte des sources non classiques afin d'ajouter à l'offre de gaz classique de l'Alberta et d'ailleurs au pays. Une telle offre sera gage de succès pour l'industrie pétrolière et gazière albertaine pendant nombre d'années.

## Annexe Méthodologie

### A1 Introduction—Hypothèses

Voici les principales hypothèses sur lesquelles la présente étude s'est appuyée.

- **Zones théoriques** : Tout le gaz à venir faisant l'objet d'estimations dans le présent rapport sera découvert dans des dépôts et des intervalles stratigraphiques déjà connus. Même s'il peut exister des zones théoriques, il est très peu probable qu'elles soient significatives dans le contexte du potentiel ultime total de l'Alberta, mais elles iraient néanmoins se greffer aux estimations tirées de cette étude.
- **Valeurs médianes du GEP par section** : Le GEP par section des futures découvertes dans chaque zone correspond, la plupart du temps, aux valeurs médianes du GEP par section des découvertes à ce jour. La question est traitée plus à fond dans le *rapport 92-A* de l'EUB. Ce rapport précise que « lorsqu'une zone arrive à maturité et que le gisement continue de se comprimer, le rythme des changements ralentit à un point tel que, même si on prévoit un grand nombre de gisements supplémentaires, la modification des valeurs médianes du GEP par section sera très faible ». Les valeurs médianes du GEP ont été utilisées dans presque tous les cas.
- **Taux de réussite** : Le taux de réussite (nombre de parcelles où les forages sont fructueux sur le nombre total de parcelles où il y a eu des travaux de forage) peut varier d'une année à l'autre, mais en général, il régresse au fil du temps dans une zone donnée. L'équipe de projet a défini un taux de réussite pour toutes les découvertes à venir dans une zone donnée en se fondant sur la moyenne estimative de la durée de vie future de la zone en question.
- **Facteurs économiques** : Ce rapport ne présente aucune analyse économique détaillée. Le *rapport 92-A* de l'EUB soutient qu'en présence de prix plus élevés pour le gaz, l'augmentation différentielle du potentiel ultime en découlant serait assez peu prononcée. Compte tenu des prix relativement élevés du gaz à l'heure actuelle, il est peu probable que des hausses futures aient une incidence marquée sur le potentiel ultime.
- **Technologie** : Les progrès technologiques peuvent accroître le potentiel ultime, mais aucune analyse détaillée n'a été menée à ce sujet dans le cadre de la présente étude. On suppose que les améliorations technologiques pouvant raisonnablement être prévues s'inscrivent à l'intérieur de la fourchette des estimations du potentiel ultime.

### A2 Données

Voici les données ayant servi à la présente étude.

- **Données élémentaires sur les puits** : Emplacement, date à laquelle le forage a été mené à terme, profondeur, situation de fait et intervalle stratigraphique le plus profond ayant été atteint
- **Toit de la formation** : Zone stratigraphique et profondeur
- **Évaluation de la zone** : Zone, type de couche productrice et profondeur
- **Réserves** : Zone, emplacement du réservoir et épaisseur, type de réserves, pétrole en place, GEP, gaz pouvant être produit, gaz commercialisable à l'origine, gaz commercialisable restant et analyses gazières
- **Tests** : Potentiel absolu toutes vannes ouvertes et essai aux tiges
- **Production** : Production mensuelle et cumulative
- **Intervalle stratigraphique** : Zones, profondeurs et carte de la superficie touchée

### A3 Intervalles stratigraphiques

L'équipe de projet a passé en revue toutes les zones renfermant des hydrocarbures et reconnues comme étant en mesure de contribuer au potentiel ultime de l'Alberta pour le gaz. Le *rapport 92-A* de l'EUB a pris en compte 36 intervalles stratigraphiques. L'équipe de projet a examiné ces intervalles, en a sous-divisé certains et en a ajouté de nouveaux. La présente étude regroupe 148 zones qui correspondent à 42 intervalles stratigraphiques (dûment numérotés), tel qu'illustré au tableau de la présente annexe.

Les intervalles stratigraphiques choisis l'ont été en tenant compte de la pétrographie et du temps géologique, à quelques écarts et exceptions près.

- Parfois, même si des zones peuvent ne pas être équivalentes dans un sens strictement géologique, leur répartition géographique fait qu'elles ont été regroupées pour des raisons d'ordre pratique. Par exemple, la zone quaternaire a été incluse dans l'intervalle Paskapoo & Edmonton.
- Certaines zones, comme Gilwood et « granite wash » (grès), où des dépôts se sont accumulés sans arrêt pendant de longues périodes, sont séparées par d'autres intervalles stratigraphiques dans la plupart des régions en Alberta. Cependant, comme il est quelquefois difficile de faire la distinction entre deux zones, elles ont été réunies dans un seul intervalle stratigraphique.
- Dans d'autres cas, par exemple celui du groupe Mannville au-dessus de l'intervalle glauconieux, un grand nombre de zones représentant une distribution complexe de sables ont encore une fois été réunies dans un seul intervalle stratigraphique.

Des planches propres aux SIG ont été créées pour chacun des 42 intervalles stratigraphiques, avec indication des limites d'érosion ou de dépôt. De telles planches ont également été créées de manière à indiquer les limites des piémonts et du chaînon frontal. Sur ces planches ont été superposées les données sur les puits – toit de la formation et couche productrice. L'exactitude des données limitrophes et de celles sur les puits a été évaluée, puis des corrections et des rajustements ont été apportés au besoin.

Les planches révisées ont constitué le fondement géologique de tout le travail effectué par la suite. Des cartes intégrant ces planches pour chacun des 42 intervalles stratigraphiques sont incluses dans l'information supplémentaire au rapport.

### A4 Zones

Chaque intervalle stratigraphique a été sous-divisé en zones géologiquement semblables. À l'intérieur de telles zones, il n'existe pas d'écarts déraisonnables en ce qui concerne la profondeur des formations, le type de fluide (pétrole, gaz ou bitume), le GEP par section, le taux de réussite et d'autres paramètres. Cette uniformité permet l'analyse statistique et géologique des puits forés et des ressources découvertes à l'intérieur de la zone, puis l'extrapolation de cette information aux régions de cette même zone où il n'y a pas encore eu de travaux de forage.

Les zones proposées dans le *rapport 92-A* de l'EUB ont servi de point de départ pour la présente étude, mais les nouvelles données sur les puits ont été à l'origine de révisions en profondeur. Tout comme elle l'a fait avec les limites d'érosion et de dépôt, l'équipe de projet a eu recours à des logiciels de SIG pour évaluer l'information et s'assurer de l'exactitude des données sur les puits ainsi que des limites des zones.

**Tableau de l'annexe. Intervalles stratigraphiques**

N° de strate	Intervalle stratigraphique	Zones (groupe, formation, niveau)
1	Paskapoo & Edmonton	Quaternaire, Paskapoo, Edmonton, Horseshoe Canyon
2	Belly River	Wapiti, Bearpaw, Belly River, Brazeau, Oldman, Foremost, Ribstone Creek, Victoria, Brosseau
3	Chinook	Chinook
4	Milk River	Milk River
5	Medicine Hat	Medicine Hat
6	Colorado	Colorado
7	Colorado – partie inférieure et Badheart	Premier schiste argileux de White, Badheart, Colorado – partie inférieure
8	Cardium	Cardium
9	Doe Creek	Doe Creek
10	Dunvegan	Dunvegan
11	Second schiste argileux de White	Second schiste argileux de White
12	Fish Scales	Fish Scales, Barons, Fish Scales – base
13	Viking	Bow Island, Viking, Provost, Hamilton Lake, Peace River, Paddy, Cadotte
14	Colorado – base	Colorado – base
15	Mannville – au-dessus de l'intervalle glauconieux	Viking-Blairmore, Mountain Park, Blairmore, Mannville, Mannville supérieur, Colony, Grand Rapids, Spirit River, Notikewin, McLaren, Waseca, Falher, Sparky, Wainwright, Clearwater, General Petroleum, Rex, Lloydminster
16	Intervalle glauconieux	Home, intervalle glauconieux, Cummings, Cummings-Dina, Bluesky, Bluesky-Gething, Wabiskaw, Moulton
17	Ostracodes	Ostracodes
18	Ellerslie	Wabiskaw-McMurray, Blairmore inférieur, Mannville inférieur, Mannville – base, Dina, Gething, McMurray, Sunburst, Sunburst-Swift, Quartz – base, Ellerslie, Cutbank, Taber, détritique
19	Cadomin	Dalhousie, Cadomin
20	Nikanassin	Kootenay, Nikanassin, Morrissey
21	Rock Creek et Sawtooth	Swift, Sawtooth, Rock Creek
22	Nordegg	Nordegg, Nordegg-Banff, jurassique, jurassique détritique
23	Baldonnel	Baldonnel
24	Charlie Lake	Charlie Lake
25	Boundary	Boundary
26	Halfway	Halfway
27	Doig	Doig
28	Montney	Bluesky-Montney, Spray River, Montney, Bluesky-Gething-Montney, Bluesky-triasique
29	Belloy	Belloy
30	Kiskatinaw et Taylor Flat	Taylor Flat, Kiskatinaw
31	Turner Valley	Bluesky-Debolt, Rundle, Debolt, Mount Head, Livingstone, Turner Valley, Elkton, Elkton-Shunda
32	Shunda	Shunda
33	Pekisko	Shunda-Pekisko, Pekisko
34	Banff	Banff
35	Bakken	Bakken
36	Wabamun Crossfield	Palliser, Wabamun, Big Valley, Crossfield
37	Winterburn Nisku	Winterburn, Graminia, Blueridge, Arcs, Nisku, Jean Marie, langue Camrose
38	Leduc et Grosmont	Woodbend, Ireton, Grosmont, Peechee, Leduc, Cairn, Cooking Lake
39	Swan Hills et Slave Point	Beaverhill Lake, Swan Hills, Slave Point, Slave Point-« granite wash » (grès)
40	Gilwood et « granite wash » (grès)	Gilwood, « granite wash » (grès)
41	Sulphur Point	Sulphur Point
42	Zama et Keg River	Muskeg, Zama, Zama-Keg River, Keg River, Winnipegosis

Chaque intervalle stratigraphique comprend entre une et neuf zones. Les zones portent toutes un « numéro d'identification ». À deux exceptions près, dans tous les intervalles stratigraphiques il existe une zone, parfois de très grande envergure, qu'on considère sans aucun potentiel géologique pour la découverte de gaz. Ces zones stériles portent toujours le numéro d'identification 10.

## A5 Parcelles de zones

Chaque zone a été sous-divisée en parcelles carrées (de 1,6 kilomètre sur 1,6 kilomètre) conformément à la méthode de quadrillage pour l'argentage des terres fédérales. Ainsi, une parcelle de zone constitue une cellule tridimensionnelle d'une superficie de 256 hectares (ha) dont l'épaisseur est égale à un intervalle stratigraphique. Il va de soi que cette épaisseur variera grandement, selon le nombre de zones et la place qu'elles occupent à l'intérieur de l'intervalle stratigraphique. Dans l'annexe et l'information supplémentaire, on parle simplement de parcelles lorsqu'on se rapporte aux « parcelles de zones ».

L'équipe de projet a conçu des logiciels à l'origine d'une base de données à référence spatiale (SIG) pour toutes les parcelles en Alberta. C'est sur cette base de données que s'appuie à toutes fins pratiques l'ensemble des analyses effectuées. Chaque parcelle constitue, dans la base de données, un enregistrement qui regroupe le GEP, la date de forage et la situation de fait à l'égard de la parcelle en question.

La situation de fait représente le facteur clé de l'estimation du potentiel ultime et peut prendre l'une ou l'autre des formes suivantes :

- ressources inscrites;
- ressources non inscrites;
- ressources non confirmées;
- ressources éventuelles;
- forage effectué;
- aucun potentiel;
- à venir.

Puisqu'il est possible d'avoir plus d'un puits ou plus d'une zone dans une même parcelle, la situation de fait est indiquée en tenant compte du facteur se trouvant le plus près du sommet de l'ordre hiérarchique indiqué ci-haut. Par exemple, en présence de « ressources inscrites » pour le GEP d'au moins un puits ou une zone, il s'agira de la situation de fait pour la parcelle et on ne tiendra pas compte des autres puits ou zones qui pourraient s'y trouver. En l'absence de ressources inscrites mais lorsqu'il y a des « ressources non inscrites » pour le GEP à l'égard d'au moins un des puits ou une des zones, c'est alors cette dernière situation de fait qui prévaudra pour la parcelle, et ainsi de suite jusqu'au bas de la liste.

Pour toutes les parcelles à l'intérieur de zones stériles (numéro d'identification 10), on suppose l'absence de potentiel et la situation de fait peut être soit « forage effectué », soit « aucun potentiel », ce qui permet de savoir si un puits a atteint ou non l'intervalle stratigraphique correspondant.

Les sous-sections qui suivent fournissent des explications détaillées au sujet des situations de fait possibles pour les parcelles, dont elles traitent plus à fond.

### A5.1 Ressources inscrites

Une parcelle avec ressources inscrites signifie que le GEP est inscrit dans la base de données sur les réserves de l'EUB/ONÉ. L'ensemble du GEP que cette parcelle renferme a été calculé et est indiqué dans l'enregistrement correspondant de la base de données. C'est donc dire qu'en présence de GEP dans plus d'une zone ou en présence de plus d'un gisement dans une même zone, tout le GEP est regroupé pour la parcelle visée.

Dans certains cas, il se peut qu'il n'y ait pas eu de travaux de forage sur une parcelle mais que celle-ci se trouve à l'intérieur du périmètre d'un gisement. Le GEP approprié est alors affecté à une telle parcelle, dont la situation de fait correspond aux critères pour les ressources inscrites.

### A5.2 Ressources non inscrites

En l'absence de ressources inscrites pour le GEP d'une parcelle où la production non définie est d'envergure, le critère des « ressources non inscrites » s'impose comme situation de fait. Une production non définie ne peut être d'envergure que si le puits n'est pas abandonné ou que s'il a produit plus de 500 milliers de mètres cubes ( $10^3 \text{ m}^3$ ). Le GEP dont il est tenu compte est égal aux valeurs médianes pour la zone. La production est non définie en raison du temps qui s'écoule entre l'entrée en production et l'inscription des réserves.

### A5.3 Ressources non confirmées

En l'absence de ressources inscrites ou non inscrites pour le GEP d'une parcelle où l'évaluation géologique permet toutefois d'envisager l'existence « éventuelle » d'une couche productrice, c'est le critère des « ressources non confirmées » qui s'impose alors comme situation de fait. L'éventualité d'une couche productrice existe dans une zone lorsque la diagraphie des puits en indique la présence possible mais que les essais de débit ne sont pas suffisamment concluants à cet égard.

Tout comme c'était le cas pour les parcelles aux ressources non inscrites, le GEP dont il est tenu compte dans les parcelles qui précisent des ressources non confirmées est égal aux valeurs médianes pour la zone. Cependant, en reconnaissance du fait que ce ne seront pas toutes ces parcelles qui seront en mesure de produire du gaz, un taux de réussite probable leur est affecté selon la zone où elles se trouvent. Dans la plupart des cas, ce taux est de 15 % dans le cas des valeurs faibles, de 30 % pour les valeurs médianes et de 45 % en ce qui concerne les valeurs élevées. En certains lieux, des rajustements ont été apportés lorsque la qualité des données tirées des diagraphies, l'expérience des membres de l'équipe de projet ou encore de l'information récente au sujet de la production permet de penser que la probabilité de production d'une parcelle pourrait bien être d'un pourcentage supérieur ou inférieur à celui établi sans contexte.

### A5.4 Ressources éventuelles

En l'absence de ressources inscrites, non inscrites ou non confirmées pour le GEP d'une parcelle où un essai de débit (essai aux tiges ou potentiel absolu toutes vannes ouvertes) laisse croire à une production possible, les « ressources éventuelles » est le critère qui correspond à la situation de fait. Cette expression de ressources éventuelles décrit une zone qui pourrait bien être productrice mais dont on a fait abstraction, du moins jusqu'à maintenant. Un essai de débit doit avoir produit au moins  $400 \text{ m}^3/\text{jour}$  ( $14 \text{ kpi}^3/\text{jour}$ ) avant de pouvoir tenir compte de ressources éventuelles.

Le GEP affecté aux parcelles qui précisent des ressources éventuelles correspond aux valeurs médianes pour la zone, et comme c'est le cas pour les parcelles aux ressources non confirmées, un taux de réussite probable est établi. Dans la plupart des cas, ce taux est de 5 % dans le cas des valeurs faibles, de 10 % pour les valeurs médianes et de 15 % en ce qui concerne les valeurs élevées, mais des rajustements sont apportés en tenant compte de l'expérience acquise ou si de récentes données permettent d'envisager que la probabilité de production d'une parcelle pourrait être d'un pourcentage supérieur ou inférieur à celui établi.

#### A5.5 Forage effectué

La situation de fait « forage effectué » décrit une parcelle pour laquelle un forage a été effectué (par exemple, le toit de la formation a fait l'objet d'une entrée) et qu'il est clair qu'il ne peut y avoir production (par exemple, une évaluation indique la présence de gaz humide, de gisements étanches ou d'érosion ou encore l'absence de dépôts dans la ou les zones visées) ou du moins il n'existe aucune preuve à l'effet que la parcelle pourrait entrer en production. On suppose alors que les travaux de forage n'ont pas été fructueux.

Malheureusement, les bases de données de l'EUB n'indiquent pas l'intervalle stratigraphique le plus profond atteint au moment du forage. Dans le cas des puits pour lesquels il existe des données sur le toit de la formation ou la couche productrice, l'information sur le toit des intervalles stratigraphiques atteints est connue. De telles données ont été à l'origine d'une planche propre aux SIG illustrant tous les toits connus, puis une autre planche a été produite, indiquant un toit mesuré avec précision ou obtenu par interpolation, pour chaque parcelle en Alberta. C'est cette dernière planche qui a servi à l'estimation de l'intervalle stratigraphique le plus profond atteint par chaque puits foré.

#### A5.6 Aucun potentiel

Pour la plupart, les intervalles stratigraphiques renferment des zones à l'égard desquelles on n'envisage aucun potentiel compte tenu de l'interprétation des données géologiques ou de l'absence de mécanismes de piégeage ou d'information sur la pétrographie du réservoir. La situation de fait de toutes les parcelles dans ces zones stériles (numéro d'identification 10) est « aucun potentiel ».

Bien entendu, tout ce qui se trouve au-delà des limites d'érosion ou de dépôt d'un intervalle stratigraphique, quel qu'il soit, n'a aucun potentiel. Il n'y a pas de parcelles correspondant à ces zones, qui ne font pas non plus l'objet de références précises dans la base de données.

#### A5.7 À venir

« À venir » correspond à la situation de fait de toutes les autres parcelles. C'est-à-dire qu'un puits pourrait être foré à l'avenir et qu'il existe au moins un certain potentiel de production gazière pour la parcelle. Ce sont de telles parcelles qui renferment la partie non découverte du potentiel ultime de l'Alberta pour le gaz naturel.

#### A5.8 Parcelles et GEP

Les calculs estimatifs du GEP affecté aux parcelles à venir sont fondés sur l'information tirée des parcelles avec ressources inscrites, ressources non inscrites, ressources non confirmées et ressources éventuelles. Le GEP ultime est la somme du GEP de toutes les parcelles. Aux fins de la présente étude, le GEP du gaz découvert équivaut au GEP des ressources inscrites tandis que celui du gaz non découvert regroupe les ressources non inscrites, non confirmées, éventuelles et à venir.

## A6 Cartes, résumés, graphiques et analyses statistiques

L'équipe de projet a produit nombre de cartes, de résumés, de graphiques et d'analyses statistiques à partir des données réunies pour la présente étude. Un bref aperçu de la teneur et de l'objet de chacun de ces documents suit.

### A6.1 Tableur principal

Ce tableur constitue le document de travail fondamental à l'origine de l'estimation du potentiel ultime par l'équipe de projet. Il renferme des renseignements élémentaires relativement aux valeurs faibles, moyennes et élevées pour chaque zone, notamment :

- nombre de parcelles avec forage effectué, à venir et total;
- GEP dont les ressources sont inscrites, non inscrites, non confirmées et éventuelles;
- taux de réussite probable pour les parcelles aux ressources non confirmées et éventuelles;
- valeurs médianes du GEP;
- estimation du taux de réussite moyen à venir;
- GEP non découvert (somme des ressources non inscrites, non confirmées, éventuelles et à venir);
- GEP qui reste à découvrir;
- GEP ultime;
- potentiel ultime.

Le tableur contient des formules pour le calcul de nouvelles estimations du GEP ultime après modification du taux de réussite probable, des valeurs médianes du GEP et du taux de réussite pour la zone. De tels rajustements ont été apportés après examen, par les membres de l'équipe, des données décrites dans les sous-sections suivantes.

### A6.2 Cartes

Des logiciels de SIG ont été à l'origine de cartes informatisées pour chaque zone et intervalle stratigraphique. Diverses planches peuvent facilement être ajoutées ou retirées des cartes de façon à obtenir l'information dont l'équipe de projet a besoin au moment de l'examen de chacune des zones. Les SIG permettent aux utilisateurs de profiter, au besoin, d'une perspective d'ensemble ou plus détaillée.

Les planches qui peuvent être intégrées aux cartes comprennent les limites d'érosion et de dépôt, les principales caractéristiques structurales, divers facteurs géologiques, les zones, les toits de formation et les couches productrices, les réserves, les données élémentaires sur les puits et des données cartographiques essentielles (cantons, sections, villes, etc.).

Ces cartes constituent d'excellentes représentations visuelles de chaque zone. Au nombre des outils d'analyse des données et d'estimation du potentiel ultime, l'équipe de projet a grandement privilégié les SIG.

### A6.3 GEP cumulatif et parcelles

Un graphique mettant en présence GEP cumulatif et parcelles avec forage effectué a été créé pour chaque zone. Si les découvertes dans une zone sont entièrement aléatoires, en d'autres termes, si le taux de réussite probable est le même pour le forage de la première parcelle que pour celui de la dernière, le graphique se limitera à une droite. Par extrapolation de cette

droite en fonction du nombre total de parcelles dans la zone, il sera possible d'obtenir le GEP ultime de cette zone.

Pour ce qui est des zones qui ne constituent pas des cibles de premier ordre, les découvertes sont presque toujours aléatoires et ce graphique fonctionne bien en général. Toutefois, si la zone comprend certaines cibles précises et surtout s'il y a eu recours exhaustif à des données sismiques, les premiers travaux de forage sont généralement plus fructueux et permettent de découvrir d'abord les gisements de plus grande importance. Dans de tels cas, la représentation graphique dont il est question ici a tendance à plafonner avec le temps, d'où une moins grande utilité, même si elle peut souvent être indicatrice d'une limite supérieure pour la zone visée.

Quoi qu'il en soit, ce graphique n'est fiable que si un pourcentage raisonnablement élevé de la superficie de la zone, soit de l'ordre de 50 %, a fait l'objet de travaux de forage. Lorsque de tels travaux ont été menés sur moins de 30 % ou de 40 % de cette superficie, l'utilité de la représentation graphique obtenue s'amenuise.

#### A6.4 Log GEP cumulatif/parcelle et log ensemble des parcelles

Un graphique mettant en présence le logarithme GEP cumulatif par parcelle où il y a eu forage effectué et le logarithme ensemble des parcelles (log GEP cumulatif/parcelle et log ensemble des parcelles) a été créé pour chaque zone. Ce graphique semble donner d'assez bons résultats pour les points cibles lorsque les meilleurs gisements sont repérés tôt, puis que les taux de réussite des travaux de forage et la taille des gisements dans la zone régressent au fil du temps. La représentation graphique a tendance à s'uniformiser lorsque des travaux de forage ont été menés sur une superficie de la zone qui représente un pourcentage raisonnablement important de celle-ci, puis, par extrapolation de la droite en fonction du nombre total de parcelles dans cette zone, le GEP ultime sera révélé.

Comme c'était le cas pour le graphique précédent mettant en présence GEP cumulatif et parcelles avec forage effectué, lorsque des travaux de forage ont été menés sur moins de 30 % ou de 40 % de la superficie, l'utilité de la représentation graphique obtenue s'amenuise. Ce graphique et le précédent ont été examinés en parallèle. Étant fondés sur les connaissances des membres de l'équipe de projet en matière d'exploration historique (points cibles, recours à des données sismiques, etc.), les résultats produits par l'un ou l'autre de ces graphiques étaient souvent jugés comme constituant une bonne indication du GEP ultime. En l'absence de travaux de forage suffisants dans une zone donnée, ces deux graphiques n'étaient pas très utiles.

#### A6.5 GEP et horizon temporel

Un graphique présentant le GEP cumulatif en fonction d'un horizon temporel a été créé pour chaque zone. Son examen permettait aux membres de l'équipe de projet de profiter d'une perspective historique quant à la croissance du GEP découvert dans une zone donnée. Ce graphique était également utile lorsqu'il fallait vérifier plus à fond le caractère raisonnable d'une estimation du GEP ultime en se fondant sur les taux de croissance antérieurs.

#### A6.6 Taux de réussite des travaux de forage et horizon temporel

Un graphique présentant le taux de réussite des travaux de forage en fonction d'un horizon temporel a été créé pour chaque zone. Le taux de réussite des travaux de forage a été calculé « par parcelle » plutôt que « par puits », comme c'est la norme. Des travaux de forage sont considérés fructueux s'ils sont à l'origine d'une situation de fait, pour la parcelle, décrite au

moyen de l'un ou l'autre des critères suivants : ressources inscrites, ressources non inscrites, ressources non confirmées ou ressources éventuelles. Le taux de réussite est égal au nombre de parcelles où les travaux de forage ont été fructueux divisé par le nombre total de parcelles où de tels travaux ont été menés. Il est calculé par année et de façon cumulative. Le graphique propose en outre de brèves statistiques, dont le nombre de parcelles où des travaux de forage ont été fructueux, ne l'ont pas été et sont à venir, ainsi que leur nombre total à l'intérieur de la zone, le pourcentage des parcelles où il n'y a pas encore eu de tels travaux et le taux de réussite cumulatif jusqu'à présent.

Accompagné des données concises précitées, ce graphique a permis aux membres de l'équipe de projet d'avoir une bonne idée des antécédents de la zone et de la mesure dans laquelle des travaux d'exploration y ont été menés. Le taux de réussite à venir envisagé pour la zone a toujours été fondé sur ces données historiques, contre lesquelles il était vérifié, afin d'en assurer le caractère raisonnable.

#### A6.7 GEP par parcelle et nombre de parcelles

Un graphique où le GEP par parcelle et le nombre de parcelles coexistent a été créé pour chaque type de ressources (gaz dissous, associé et non associé) dans chacune des zones. Un autre alliant ces trois types de ressources a aussi été produit. Les données obtenues et les écarts ainsi illustrés ont permis d'avoir une idée du degré de fiabilité des valeurs médianes pour le GEP qui ont été avancées selon la zone étudiée.

#### A6.8 GEP par parcelle et horizon temporel

Un graphique présentant le GEP par parcelle en fonction d'un horizon temporel a été créé pour chaque zone. Il a servi à vérifier la validité des données et à évaluer la fiabilité des valeurs médianes pour le GEP.

### A7 Processus d'évaluation

Les données sur les puits et les réserves, tout comme celles sur les limites d'érosion et de dépôt ainsi que sur le périmètre de la zone, ont été vérifiées et exprimées avec davantage de précision. Simultanément, des cartes, résumés, graphiques et logiciels d'analyse statistique ont été mis au point. Le processus d'estimation du GEP ultime en a été un d'itération, en cela qu'après chaque exécution, les données étaient corrigées, le périmètre de la zone modifié et l'ensemble des données, cartes et graphiques actualisé.

L'évaluation définitive menant à l'estimation du GEP ultime pour chaque zone s'arrêtait à la plupart des étapes décrites ci-après, parfois même à toutes, habituellement dans l'ordre de leur présentation.

- Étude des cartes afin d'avoir une idée générale de la zone, de son emplacement, de sa taille, de la profondeur à laquelle les ressources se trouvent et de leur degré de maturité, du partage entre pétrole et gaz ainsi que de la distance qui sépare des infrastructures.
- Examen des taux de réussite historiques afin d'évaluer les tendances à cet égard et de comprendre toute anomalie éventuelle.
- Étude des graphiques mettant en présence GEP cumulatif et parcelles ainsi que log GEP cumulatif/parcelle et log ensemble des parcelles de manière à pouvoir en évaluer l'utilité et la fiabilité.

- Examen des paramètres critiques de calcul du GEP ultime, des réserves prouvées, du taux de réussite probable pour les parcelles avec ressources non confirmées et ressources éventuelles, des valeurs médianes du GEP et du taux de forages fructueux.
- Rajustement du taux de réussite précisé au tableur principal en vue d'obtenir une première estimation du potentiel ultime.
- Vérification du caractère raisonnable de l'estimation en ayant recours au graphique « GEP et horizon temporel ».
- Revue des autres données et graphiques qui pourraient avoir été jugés instructifs.
- Itération des étapes précédentes, en partie ou en entier, afin d'atteindre un consensus au sujet de la meilleure estimation possible du GEP ultime dans le contexte des valeurs faibles, médianes et élevées.

Ce processus s'en remet grandement à l'expertise et à l'expérience des membres de l'équipe. Les discussions ont surtout porté sur les paramètres géologiques, le recours à des données sismiques, le taux de réussite et d'autres renseignements pertinents. Dans certains cas, lorsque la zone était bien comprise et montrait les signes d'une grande maturité, l'atteinte d'un consensus ne posait pas de problème et l'écart entre les valeurs faibles et élevées n'était pas imposant. Autrement, lorsque les données étaient très claires, il fallait discuter longtemps et de nouvelles études étaient souvent requises avant de pouvoir s'entendre au sujet d'estimations définitives. Pour les zones ainsi touchées, l'écart entre les valeurs faibles et élevées était la plupart du temps plus grand, compte tenu des incertitudes propres aux estimations présentées.

En dernier lieu, un certain nombre de réexamens ont été effectués par des pairs de l'extérieur, surtout pour les zones où de grandes incertitudes demeuraient, ou si l'équipe de projet savait qu'une autre personne ou qu'un autre groupe avait étudié la région en détail. Par exemple, certaines sociétés qui mènent activement des travaux d'exploration dans les piémonts ont été en mesure de fournir de l'information fort valable puisque bon nombre de zones à cet endroit n'avaient connu que peu d'activités jusqu'à récemment et il existait peu de renseignements de nature publique. Un certain nombre de zones ont en outre fait l'objet d'un réexamen de la part de membres du personnel du Secteur des sciences de la Terre de Ressources naturelles Canada et du CCPG. Ces deux organisations ont consacré beaucoup de temps et d'efforts à l'étude de la géologie et du potentiel ultime du Canada. Leur aide et leur apport ont été extrêmement utiles et très appréciés.