

Office national
de l'énergie



National Energy
Board

Productibilité à court terme de
gaz naturel au Canada

2005 - 2007

gaz

gaz

gaz

gaz

Évaluation du marché de l'énergie • Octobre 2005

Canada 

Office national
de l'énergie



National Energy
Board

Productibilité à court terme de
gaz naturel au Canada

gaz 2005 - 2007
gaz
gaz
gaz

ÉVALUATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE • Octobre 2005

Canada

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, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source 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 avec son consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : info@neb-one.gc.ca

Permission to Reproduce

Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of the National Energy Board.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail: info@neb-one.gc.ca

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada représentée par l'Office national de l'énergie 2005

N° de cat. NE2-1/2005F
ISBN 0-662-70347-2

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Demandes d'exemplaires :

Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur : (403) 292-5576
Téléphone : (403) 299-3562
1-800-899-1265
Internet : www.neb-one.gc.ca

Des exemplaires sont également disponibles à la bibliothèque de l'Office :
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada



© Her Majesty the Queen in Right of Canada as represented by the National Energy Board 2005

Cat. No. NE2-1/2005E
ISBN 0-662-41791-7

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:

The Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: (403) 292-5576
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265
Internet: www.neb-one.gc.ca

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

Liste des figures et des tableaux	iii
Liste des sigles et des abréviations	iv
Liste des unités de mesure et des facteurs de conversion	v
Avant-propos	vi
Tour d’horizon	viii
Chapitre 1 : Introduction	1
Chapitre 2 : Contexte	2
2.1 BSOC – Offre de gaz classique	2
2.2 BSOC – Gaz naturel tiré du charbon	4
2.3 Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse	6
2.4 GNL	7
Chapitre 3 : Méthodologie	8
3.1 BSOC – Offre de gaz classique	8
3.1.1 Raccordements existants pour le gaz classique	10
3.1.2 Raccordements futurs pour le gaz classique	11
3.1.2.1 Rendement des raccordements futurs pour le gaz	11
3.1.2.2 Nombre de raccordements futurs pour le gaz	13
3.1.3 Yukon et Territoires du Nord-Ouest	15
3.1.4 Gaz dissous	16
3.2 BSOC – Gaz naturel tiré du charbon (GNC)	16
3.2.1 Raccordements existants pour le GNC	16
3.2.2 Raccordements futurs pour le GNC	16
3.3 Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse	17

Chapitre 4 :	Paramètres de productibilité – Résultats	18
4.1	BSOC – Offre de gaz classique	18
4.1.1	Diminution de la production à partir des raccordements existants pour le gaz et le gaz dissous	18
4.1.2	Raccordements futurs pour le gaz	18
4.1.2.1	Paramètres de rendement des raccordements futurs moyens pour le gaz	18
4.1.2.2	Nombre de raccordements futurs pour le gaz	19
4.2	BSOC – Gaz naturel tiré du charbon	23
4.2.1	Raccordements existants pour le GNC	23
4.2.2	Raccordements futurs pour le GNC	23
4.3	Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse	24
Chapitre 5 :	Perspectives de productibilité	25
5.1	BSOC – Gaz classique	25
5.2	BSOC – Gaz naturel tiré du charbon	26
5.3	Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse	26
5.4	Total – Canada	26
Chapitre 6 :	Observations et enjeux	29
6.1	Observations	29
6.2	Enjeux	30
6.3	Conclusions	31
Glossaire		33
Annexes		36

FIGURES

1	Perspectives de productibilité de gaz au Canada	viii
2.1	Zones de production gazière au Canada	2
2.2	Zones d'étude dans le BSOC	3
2.3	Production historique de gaz classique dans le BSOC selon l'année de raccordement	4
2.4	Production historique de GNC en Alberta selon l'année de raccordement	5
2.5	Production gazière dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse	6
3.1	Exemple de graphique de diminution de la production de groupe (zone frontale des piémonts de l'Alberta; année de raccordement 2000)	10
3.2	Exemple de graphique de diminution de la production du raccordement moyen pour le gaz (zone frontale des piémonts de l'Alberta; année de raccordement 2000)	12
3.3	BSOC – Rendement du raccordement moyen pour le gaz	12
3.4	Exemple de productivité initiale des raccordements moyens pour le gaz selon l'année de raccordement (Zone : Sud-est de l'Alberta)	13
4.1	BSOC – Productivité initiale des raccordements moyens de puits de gaz selon l'année de raccordement	19
4.2	Croissance et utilisation du parc d'appareils de forage dans le BSOC	21
4.3	Partie des jours de forage du parc d'appareils du BSOC consacrée au gaz et au GNC	21
4.4	Nombre de jours de forage et de puits forés par année au moyen du parc d'appareils du BSOC ciblant du gaz et du GNC	22
5.1	Forages et productibilité de GNC	27
5.2	Perspectives de productibilité dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse	27
5.3	Perspectives de productibilité de gaz au Canada	28

TABLEAUX

4.1	Caractéristiques de production des raccordements moyens pour le gaz selon la zone en 2005, 2006 et 2007	20
4.2	Raccordements projetés pour le gaz et le GNC selon la zone	23
5.1	Perspectives de productibilité de gaz au Canada selon la zone	25

LISTE DES SIGLES ET DES ABRÉVIATIONS

AB	Alberta
BC	Colombie-Britannique
BSOC	bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
C.-B.	Colombie-Britannique
CCM	comité consultatif multipartite
É.-U.	États-Unis
ÉMÉ	évaluation du marché de l'énergie
EUB	Energy and Utilities Board de l'Alberta
GNC	gaz naturel tiré du charbon
GNL	gaz naturel liquéfié
LGN	liquides de gaz naturel
MGH	méthane des gisements houillers
ONÉ ou Office	Office national de l'énergie
PÉES	Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable
SK	Saskatchewan
T.N.-O.	Territoires du Nord-Ouest

Unités de mesure

$10^3\text{m}^3/\text{j}$	= millier de mètres cubes par jour
Gpi^3	= milliard de pieds cubes
Gpi^3/j	= milliard de pieds cubes par jour
kpi^3	= millier de pieds cubes
kpi^3/j	= millier de pieds cubes par jour
m^3	= mètre cube
m^3/j	= mètre cube par jour
Mpi^3	= million de pieds cubes
Mpi^3/j	= million de pieds cubes par jour

Facteurs de conversion

1 million m^3 (à 101,325 kPa abs. et 15 °C) = 35,3 Mpi^3 (à 14,73 lb/po² abs. et 60 °F)

AVANT-PROPOS

L'Office national de l'énergie (l'ONÉ ou l'Office) est un organisme fédéral indépendant qui réglemente plusieurs volets du secteur énergétique au Canada. Sa raison d'être est de promouvoir la sûreté et 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. L'ONÉ s'occupe principalement de réglementer la construction et l'exploitation des pipelines internationaux ou interprovinciaux, ainsi que les droits et les tarifs connexes. Une autre de ses fonctions importantes consiste à réglementer les lignes internationales de transport d'électricité et des lignes interprovinciales désignées. En outre, l'ONÉ réglemente les importations et les exportations de gaz naturel, les exportations de pétrole, de liquides de gaz naturel (LGN) et d'électricité, de même que des travaux précis d'exploration pétrolière et gazière sur les terres domaniales, en particulier dans le Nord canadien et en mer.

L'ONÉ recueille et analyse des données au sujet des marchés de l'énergie au Canada par la voie de processus réglementaires et aussi grâce à la surveillance des marchés. L'Office est par la suite en mesure de produire des documents, des rapports statistiques et des discours sur divers aspects commerciaux des produits énergétiques du Canada. Les rapports d'Évaluation du marché de l'énergie (ÉME) publiés par l'Office présentent des analyses des principales ressources énergétiques. Ces ÉME permettent aux Canadiens de se tenir au courant des perspectives qui se dessinent à l'égard des approvisionnements en énergie afin de mieux comprendre les problèmes sous-jacents aux décisions prises dans le domaine énergétique, et aux décideurs de se tenir au courant des questions énergétiques sur lesquelles ils doivent se pencher, notamment pour ce qui concerne la réglementation. Sous ce rapport, l'Office a bénéficié de la rétroaction d'un large éventail de participants au marché de partout au pays à l'effet que l'ONÉ joue un rôle important et occupe une position unique lorsqu'il s'agit de procurer des renseignements objectifs et impartiaux aux décideurs des gouvernements fédéral et provinciaux.

La présente ÉME, intitulée *Productivité à court terme de gaz naturel au Canada 2005-2007*, examine les facteurs qui influent à court terme sur l'offre de gaz naturel en plus de présenter les perspectives de productivité d'ici la fin de 2007. Elle vise à mieux cerner la situation de l'offre de gaz naturel à court terme en examinant les tendances récentes des caractéristiques de production dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) et dans la zone au large de la côte Est, puis en établissant par extrapolation les perspectives de productivité à court terme au Canada. Ce rapport constitue en outre une mise à jour de l'ÉME publiée par l'Office en novembre 2004 et intitulée *Productivité à court terme de gaz naturel au Canada 2004-2006*.

Pendant la rédaction du rapport, l'ONÉ a tenu une série de réunions informelles et a eu des entretiens avec des entreprises de forage, des sociétés pipelinières, des producteurs de gaz naturel

et des associations industrielles. L'ONÉ apprécie l'information et les commentaires qui lui ont été communiqués et il tient à remercier tous les participants qui ont contribué de leur temps comme de leur expertise.

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 se trouve à adopter l'information déposée et peut se voir poser des questions au sujet de cette dernière.

Prière d'adresser vos questions ou commentaires sur cette ÉMÉ à la personne suivante :

Breanne Dougherty téléphone : (403) 299-3678, courriel : bdougherty@neb-one.gc.ca

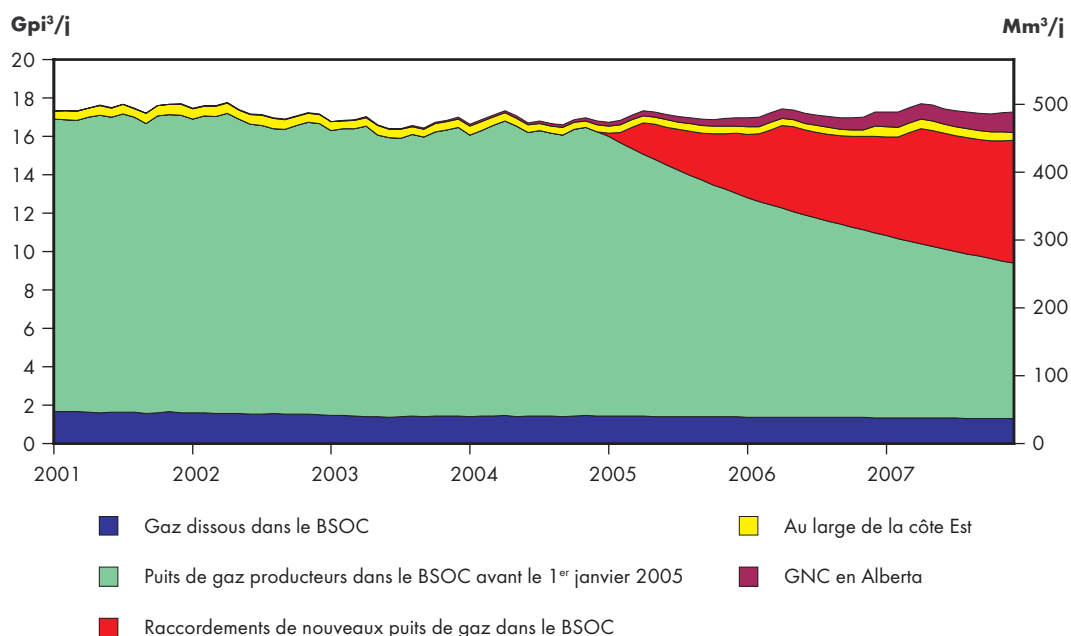
TOUR D'HORIZON

Les prix du gaz naturel en Amérique du Nord ont connu une hausse abrupte depuis le début de 2004. Cette hausse est en partie le résultat d'une augmentation de taille des prix du pétrole brut sur la scène mondiale et d'un équilibre précaire entre l'offre et la demande de gaz naturel. La perturbation récente d'une partie de l'offre de gaz aux États Unis (É.-U.) en raison de l'activité cyclonique dans le golfe du Mexique a rendu encore plus précaire cet équilibre et a fait grimper les prix davantage. L'intégration du marché gazier en Amérique du Nord signifie que les mouvements des prix aux É.-U. se répercutent au Canada. Un accroissement des prix du gaz naturel pourrait occasionner de réels enjeux économiques pour un certain nombre de consommateurs et d'industries au Canada. Par la même occasion, des prix plus élevés du gaz naturel incitent à la mise en valeur de sources d'approvisionnement supplémentaires. Le présent rapport évalue la capacité anticipée de production de gaz au Canada, c'est-à-dire la productibilité, jusqu'à la fin de 2007.

La poussée des prix du gaz naturel a été à l'origine de travaux de forage d'une ampleur jusqu'ici inconnue dans le secteur de l'exploration et de la production gazières au Canada. L'Office prévoit que l'industrie continuera de chercher au maximum à accroître sa production et il s'attend que les travaux de forage se poursuivent à une cadence très élevée. Cependant, compte tenu de la maturité du bassin, cela n'entraînera qu'une croissance modeste de la production au cours des deux prochaines années.

FIGURE I

Perspectives de productibilité de gaz au Canada



L'Office entrevoit une augmentation de la productivité annuelle moyenne de gaz au Canada, qui devrait passer de 478 Mm³/j (16,9 Gpi³/j) en 2004 à 481 Mm³/j (17,0 Gpi³/j) en 2005 et à 491 Mm³/j (17,3 Gpi³/j) en 2007 (figure 1).

Au Canada, presque 98 % du gaz provient du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) et l'Alberta compte pour environ 80 % de cette production. La tranche restante pour le BSOC provient de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan, dans des proportions respectives de plus ou moins 16 % et 4 %. En dépit des travaux de forage intensifs qui sont prévus, l'Office s'attend que la production de gaz naturel classique tiré du BSOC subisse une légère baisse et passe de 462 Mm³/j (16,3 Gpi³/j) en 2004 à 453 Mm³/j (16,0 Gpi³/j) en 2007.

Alors que la production de gaz classique dans le BSOC devrait un peu régresser, le gaz naturel tiré du charbon (GNC)¹ constitue un aspect important et en forte croissance de la production gazière. **La productivité de GNC devrait normalement croître rapidement et passer de 8 Mm³/j (0,3 Gpi³/j) en 2005 à 25 Mm³/j (0,9 Gpi³/j) en 2007.** Si cette augmentation se matérialise, elle devrait neutraliser les reculs attendus de la production de gaz classique et permettre, dans l'ensemble, une petite augmentation globale au plan de la productivité.

Depuis le début de la décennie, la production gazière provenant du Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable (PÉES) est devenue un élément vital à l'échelle régionale, répondant aux besoins des consommateurs des Maritimes et ouvrant certains marchés du Nord-Est des É.-U. à l'exportation. Il est prévu que la productivité de gaz naturel du PÉES se maintienne aux alentours de 10 ou 11 Mm³/j (0,4 Gpi³/j) en 2005 et 2006 avant de remonter brièvement, en 2007, jusqu'à un sommet de 13 Mm³/j (0,5 Gpi³/j), qui avait déjà été atteint en début de production, en raison de la mise en place d'installations de compression.

Malgré les apports de la Nouvelle-Écosse et du GNC, la production de gaz naturel classique provenant du BSOC continuera pendant nombre d'années à représenter la plus grande partie de la production gazière au Canada. Toutefois, compte tenu de l'exploration intensive du BSOC, à l'échelle de tout le bassin, la production des puits existants diminue d'environ 20 % par année. Par conséquent, de nouveaux puits de gaz ont été essentiels et continuent de l'être afin que la productivité canadienne demeure aux niveaux stables connus depuis plusieurs années. La tendance d'une productivité initiale en baisse, d'une année à la suivante, pour les nouveaux puits de gaz dans le BSOC se maintient. Cela signifie que les travaux de forage doivent prendre de l'ampleur chaque année afin que la productivité des nouveaux puits soit en mesure de contrer la diminution de celle des puits existants. On pense que les travaux de forage visant à tirer du gaz classique du BSOC en 2007 compteront 13 % de jours de forage de plus que ce n'était le cas en 2004. C'est ainsi que le nombre de puits ciblant du gaz, qui était de 16 300 en 2005, devrait atteindre 16 850 en 2007.

En plus de tous les travaux de forage ciblant du gaz classique, ceux orientés vers le GNC devraient poursuivre leur croissance accélérée pendant la période à l'étude, de sorte qu'en termes de jours de forage, on s'attend que leur nombre en 2007 soit trois fois celui atteint en 2004. Cette forte poussée au chapitre de la mise en valeur du GNC devrait faire en sorte que le nombre de puits ciblant du GNC passe de quelque 3 400 en 2005 à 5 400 en 2007, ce qui aura comme effet de faire grimper en flèche la productivité du GNC pendant la période.

On prévoit que les prix du gaz naturel canadien continueront de se situer à des niveaux qui suffiront à produire les flux de trésorerie voulus pour financer les travaux envisagés. Plusieurs facteurs font obstacle à la capacité de réinvestir ces revenus de façon productive dans le but d'accroître la

¹ Également connu sous le nom de méthane des gisements houillers ou MGH.

productibilité de gaz canadien, notamment, la taille et la productivité du parc d'appareils de forage au Canada, la disponibilité de personnel pour les faire fonctionner et faire progresser les projets, ainsi que le temps et les efforts requis en vue d'en arriver à mieux comprendre de nouveaux types de ressources. **L'Office est d'avis que la taille, la capacité et la productivité du parc d'appareils de forage au Canada sont les éléments qui seront déterminants quant au nombre de puits de gaz qui seront complétés et aussi quant à la production totale de gaz pendant la période de projection.**

INTRODUCTION

En Amérique du Nord, le Canada est une importante source d'approvisionnement en gaz naturel et représentait presque le quart de la production combinée Canada-É.-U. en 2004. En raison même de cette proportion considérable de l'offre du continent nord-américain en gaz naturel, il existe un intérêt marqué au niveau des perspectives de la production gazière au Canada pour les quelques prochaines années. Le principal objectif de ce rapport est de présenter les perspectives actuelles de l'Office en matière de productibilité de gaz naturel au Canada d'ici la fin de 2007.

Au cours de la période dont traite le présent rapport, la production de gaz au Canada proviendra du BSOC et de la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse. La productibilité de ces deux régions est étudiée dans le rapport. Puisque le GNC dans le BSOC est en évolution rapide et occupe une place toujours plus grande dans le contexte de la productibilité, le rapport présente une analyse distincte de toute cette question. L'évaluation présentée ici comprend également un examen détaillé du parc d'appareils de forage au Canada afin de permettre une estimation des niveaux d'activité futurs en fonction de la capacité.

Le chapitre 2 fournit des renseignements généraux portant sur l'offre au Canada, en plus de traiter des questions actuelles et émergentes. Il comprend une description de la situation géographique et de la nature de l'approvisionnement dans chaque région. Sont aussi présentées les tendances récentes à l'égard de la production régionale.

Le chapitre 3 décrit la démarche ayant servi pour les calculs estimatifs de la productibilité de gaz canadien. La durée de vie utile de chaque puits de gaz est caractérisée par une diminution de la production, le taux de production initial allant régressant alors que les ressources du puits s'amenuisent. Cette démarche comprend l'analyse de la diminution tendancielle de la production, selon la zone d'étude, en vue de l'évaluation de la productibilité future fondée sur les puits existants. De plus, le chapitre décrit la façon dont les caractéristiques de production des puits raccordés le plus récemment servent à faire les calculs estimatifs de la productivité initiale et à établir les taux de diminution pour les raccordements de puits de gaz futurs (un puits complété qui produit du gaz ou du pétrole constitue un raccordement). Ce chapitre comprend aussi une analyse de la capacité de forage dans le BSOC, à l'origine des projections effectuées quant au nombre de raccordements futurs pour le gaz.

Le chapitre 4 soumet les résultats des analyses de productibilité régionale, y compris les caractéristiques de production estimées pour les puits de gaz actuellement en production et futurs ainsi que le nombre de raccordements de puits de gaz envisagé pour la période de projection.

Les perspectives de productibilité de l'Office pour le gaz naturel canadien se trouvent au chapitre 5. Quant aux observations et aux enjeux propres à l'évaluation, ils sont présentés au chapitre 6.

CONTEXTE

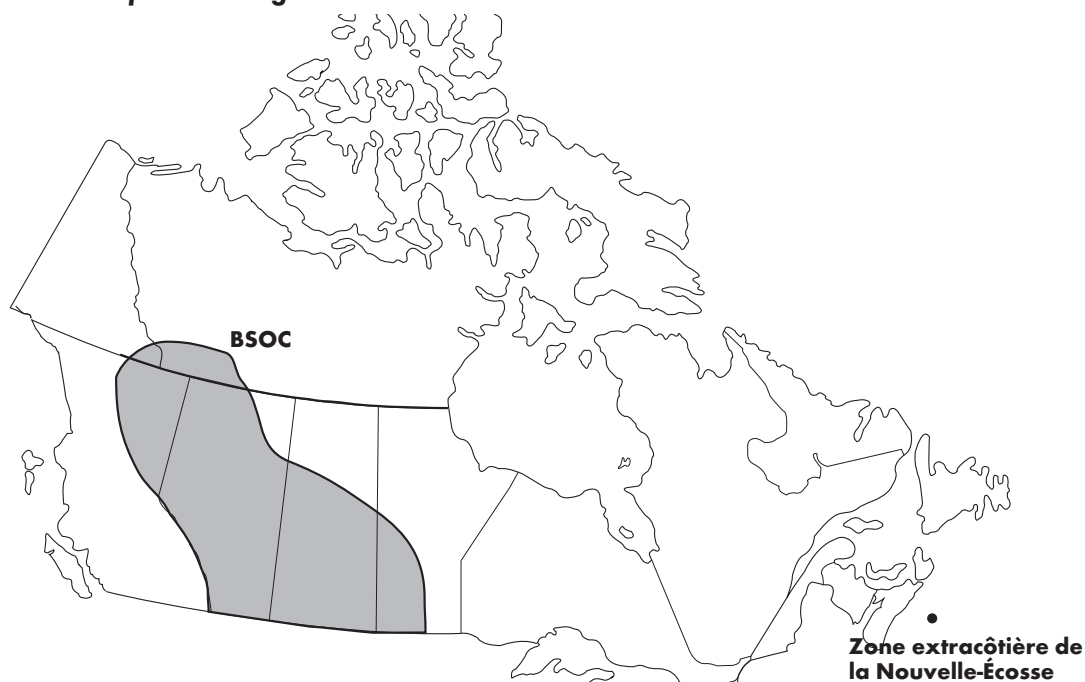
Depuis toujours, le BSOC a constitué la principale source de production gazière au Canada et représente actuellement 98 % de la production canadienne totale. La zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse a commencé à produire du gaz naturel à la fin de 1999 et c'est de là que provient presque tout le reste du gaz au pays². La figure 2.1 illustre l'emplacement des régions productrices de gaz. Suivent une description des principales caractéristiques des régions et un résumé de la production récente, au même titre qu'une description des questions d'actualité et en émergence.

2.1 BSOC – Offre de gaz classique

Le BSOC recoupe la plus grande partie de l'Alberta, un bon pourcentage de la Colombie-Britannique (C.-B.) et de la Saskatchewan ainsi qu'une fraction du Manitoba, du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest (figure 2.1). Environ 80 % de toute la production provient de l'Alberta. Les pourcentages pour la Colombie-Britannique et la Saskatchewan se situent, respectivement,

FIGURE 2.1

Zones de production gazière au Canada



² Un peu de gaz est aussi produit dans d'autres régions du pays, notamment dans le sud de l'Ontario et au Nouveau-Brunswick. L'évaluation présentée n'en tiendra pas compte.

aux alentours de 16 % et 4 %. Moins de 1 % de la production du BSOC provient du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest, tandis que l'apport gazier du Manitoba est nul à l'heure actuelle.

Comme les caractéristiques physiques du BSOC et ses caractéristiques de production varient énormément d'une région à une autre, il convient de diviser le bassin en zones de moindre superficie mais similaires aux fins des analyses de diminution de la production. Pour cette évaluation, le BSOC a donc été subdivisé en 14 régions géographiques (les « zones d'étude »), dont les caractéristiques de production sont semblables et qui sont exposées à la figure 2.2.

La production gazière historique dans le BSOC, selon l'année de raccordement, est illustrée à la figure 2.3. Depuis deux ans, la production de gaz classique dans le BSOC est stable et se situe autour de 460 Mm³/j (16,3 Gpi³/j) alors que les effets d'une grande activité de forage ont été neutralisés par une productivité initiale moindre des nouveaux puits et dans certains cas par des taux de diminution plus marqués. En outre, le rôle essentiel des nouveaux forages se précise car environ la moitié de la production actuelle provient de puits forés depuis cinq ans ou moins. L'intensité des travaux de forage est en partie le fruit de prix à la hausse qui assurent la rentabilité de puits de faible productivité.

Les prix plus élevés ouvrent également la voie à de nouveaux types de ressources comme le GNC (décrit plus loin) et le gaz de réservoirs « plus étanches » des gisements de faible perméabilité. Dans la présente ÉMÉ, on parle toujours de gaz classique quand on traite des réservoirs plus étanches, compte tenu d'une mise en valeur qui en est à ses débuts et de lignes de démarcation confuses entre les deux catégories.

FIGURE 2.2

Zones d'étude dans le BSOC

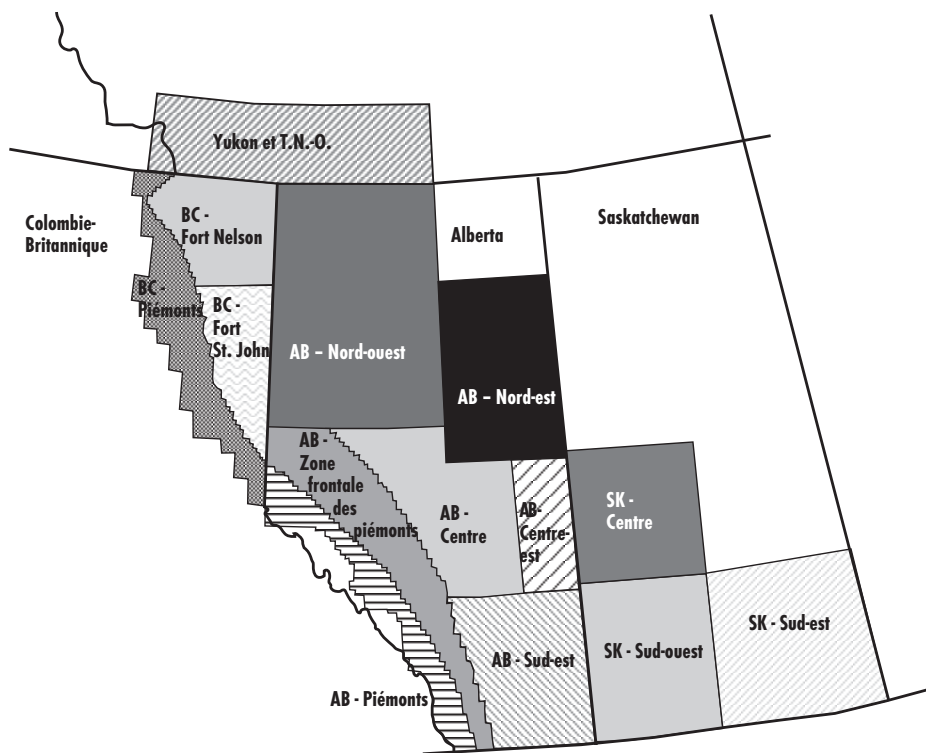
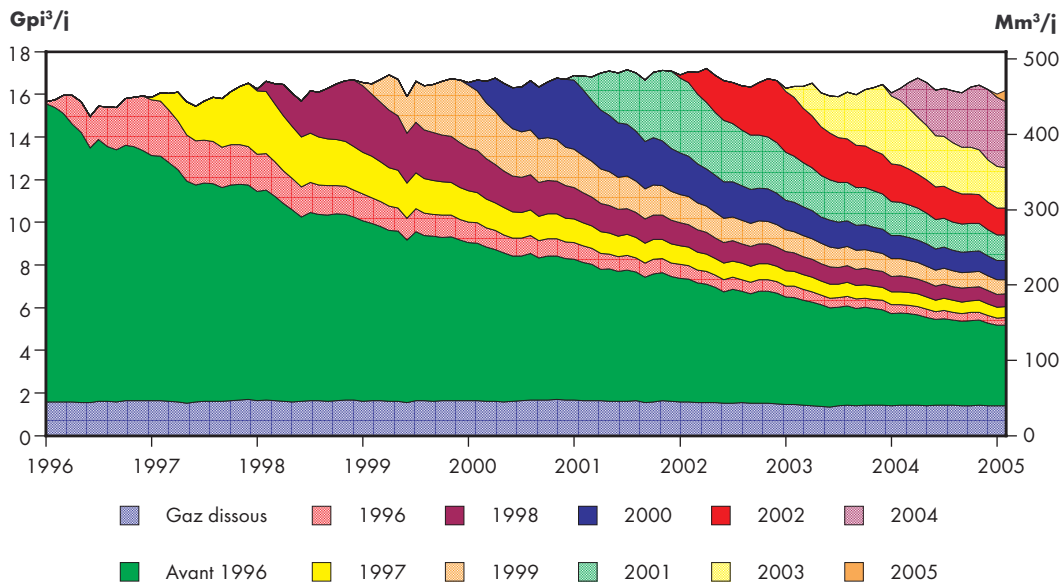


FIGURE 2.3

Production historique de gaz classique dans le BSOC selon l'année de raccordement



Source : Registres GeoScout sur la production des puits après application des calculs estimatifs de contraction par l'Office

2.2 BSOC – Gaz naturel tiré du charbon

Le gaz naturel tiré du charbon est devenu une nouvelle source d'approvisionnement de premier plan au Canada. Il existe des gisements houillers renfermant du gaz naturel dans de nombreuses régions un peu partout au pays, mais la mise en valeur de cette ressource en est encore à ses premiers balbutiements. C'est en Alberta qu'on remarque la plus grande effervescence à l'égard du GNC. C'est d'ailleurs là qu'on retrouve surtout cette ressource et où la mise en valeur du GNC bénéficie de la présence d'une importante infrastructure déjà en place. La production commerciale du GNC est en cours dans certaines régions albertaines alors qu'on en est toujours à l'étape expérimentale ailleurs dans la province et en C.-B.

Les deux grandes zones géologiques abritant du GNC sont les gisements houillers de Mannville et la formation de Horseshoe Canyon. La carte à l'annexe C.2 illustre la portée géographique approximative de ces deux zones de même que l'emplacement des raccordements pour le GNC qui existaient à la fin de mars 2005. À l'heure actuelle, la production de GNC est tirée presque exclusivement du charbon de Horseshoe Canyon dans le centre-sud de l'Alberta. Ces gisements renferment des concentrations relativement faibles de gaz naturel, mais ils sont assez peu profonds, en plus d'être secs et plus perméables que les autres.

Les possibilités semblent plus intéressantes pour ce qui est des ressources se trouvant dans les gisements houillers plus profonds de Mannville. Le premier projet commercial de GNC dans la zone canadienne de la formation de Mannville a été annoncé au milieu de 2005. Cependant, la nature variable de cette ressource signifie que la rentabilité reste à établir au-delà du projet initial et la mise en valeur est encore surtout expérimentale.

Le gaz naturel y est plus concentré, mais sa mise en valeur coûtera davantage du fait qu'il se situe à des profondeurs plus grandes et qu'il renferme des quantités supérieures d'eau saline qu'il faut retirer, puis injecter dans des formations encore plus profondes, avant l'entrée en production. Les coûts de manutention de l'eau pouvant constituer un facteur de poids, on envisage la possibilité d'abaisser les redevances en conséquence afin que cette ressource puisse occuper une plus grande place.

La figure 2.4 montre bien la croissance phénoménale de la production de GNC³ depuis l'été de 2003. Dans cet intervalle, la production en question est passée de moins de 1,4 Mm³/j (50 Mpi³/j) à environ 7 Mm³/j (250 Mpi³/j). Il est à remarquer que la production tirée des puits de GNC pourrait également comprendre certains volumes de gaz classique, car le charbon s'intercale souvent entre les gisements de ce gaz.

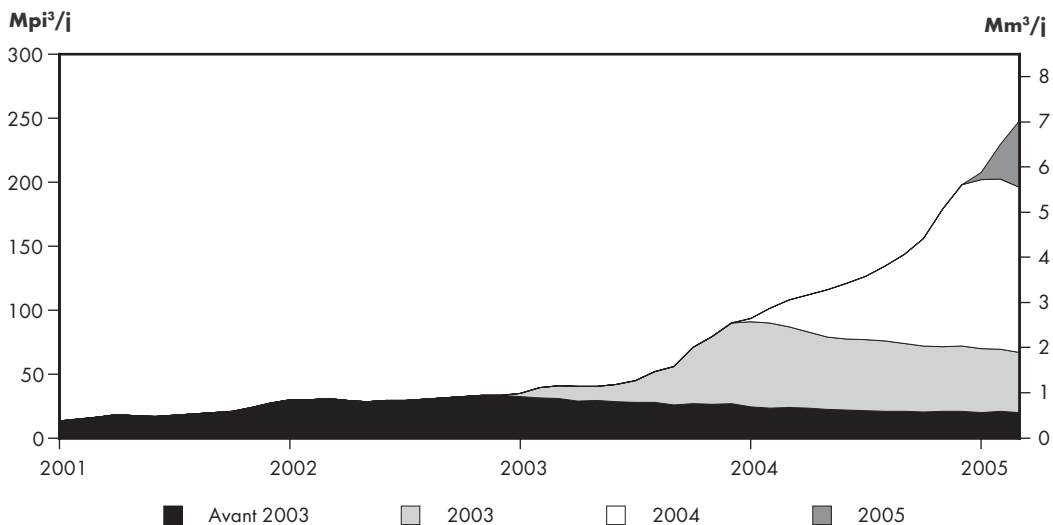
Le charbon de Horseshoe Canyon se retrouvant souvent en multiples couches minces, sa mise en valeur pourrait bien devenir plus rentable grâce à une production simultanée à partir de tous ces filons mélangés. Pour qu'un tel mélange soit viable, il faut qu'il permette une amélioration de la rentabilité et de la productibilité sans pour autant mettre en péril la récupération de l'ensemble des ressources. Des analyses des incidences de cette façon de procéder sont en cours, une notamment de l'Energy and Utilities Board de l'Alberta (EUB), alors que divers tests sont aussi effectués par l'industrie.

Puisqu'il existe la possibilité de mettre en valeur du GNC autrement qu'à partir du charbon sec de Horseshoe Canyon, l'étude des pratiques et des marches à suivre visant à repérer et à continuer de protéger les nappes aquifères et les sources d'approvisionnement en eau est de la plus haute importance. La province de l'Alberta travaille actuellement à l'élaboration de recommandations dans ce domaine dans le contexte de sa participation au comité consultatif multipartite (CCM) sur le MGH/GNC⁴.

Le CCM albertain envisage en outre d'élaborer des pratiques et des marches à suivre portant sur le bruit, d'autres visant à aider au chapitre des activités de communication et de notification, puis certaines encore pour favoriser l'apport des propriétaires fonciers, réduire au minimum les perturbations sur la faune et protéger les zones sensibles au plan de l'environnement.

FIGURE 2.4

Production historique de GNC en Alberta selon l'année de raccordement



Source : Données de production de GeoScout sur les puits que l'Office considère comme des puits de GNC

3 Dans la présente ÉMÉ, la production de GNC est calculée comme étant la production des puits de GNC, repérés au moyen du processus décrit à l'annexe C.1.

4 *Coalbed Methane/Natural Gas in Coal Preliminary Findings*, juillet 2005, www.energy.gov.ab.ca/245.asp

2.3 Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse

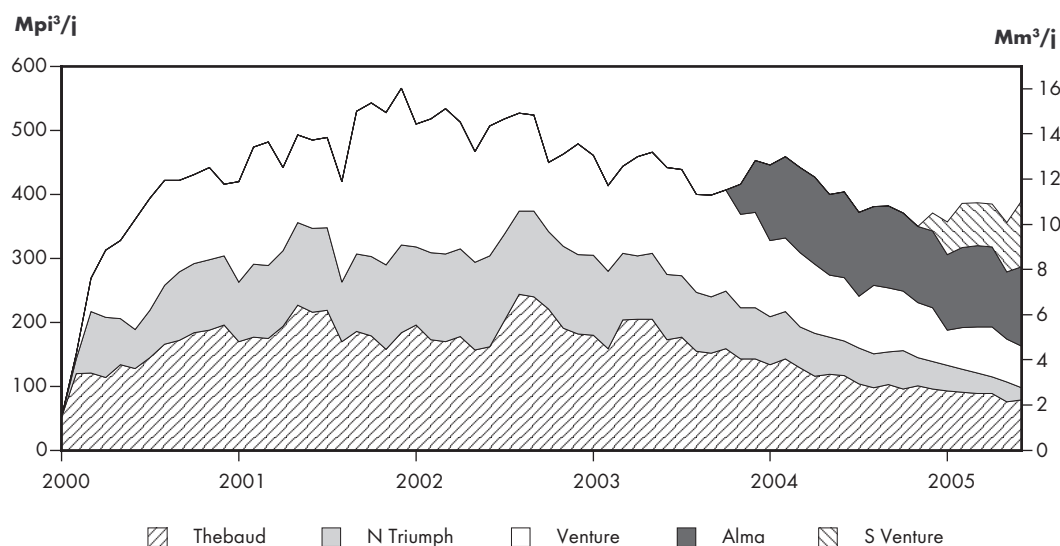
Depuis le début de la décennie, la production gazière provenant de la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse est devenue un élément vital à l'échelle régionale, permettant pour la première fois aux consommateurs des Maritimes d'avoir recours au gaz naturel. Par ailleurs, cette source d'approvisionnement a été à l'origine d'exportations de taille dans le Nord-Est des É.-U. La production provient du PÉES. Ce projet est entré en production à la fin de 1999 et représente actuellement environ 2 % de la productibilité de gaz naturel au Canada, avec presque 11 Mm³/j (0,4 Gpi³/j).

Comme on peut le constater à la figure 2.5, les trois champs d'origine du PÉES (Thebaud, North Triumph et Venture) ont présenté des diminutions de production naturelles de 33 % à 50 % depuis le début de 2004. Le raccordement d'un quatrième champ, soit celui d'Alma, à la fin de 2003, a permis d'ajouter 3,7 Mm³/j (0,13 Gpi³/j) à la production, sans grande diminution jusqu'à maintenant. Un cinquième champ, celui de South Venture, est entré en production en décembre 2004 et a neutralisé les diminutions de production constantes des trois champs d'origine, ce qui a permis de maintenir la production totale du projet à l'intérieur de la fourchette de 10 à 11 Mm³/j (de 0,35 à 0,40 Gpi³/j) pendant le premier semestre de 2005.

Les coûts plus élevés associés aux activités extracôtières signifient qu'en général, au moment des comparaisons avec des projets sur la terre ferme, un nombre relativement faible de puits produisent à des taux assez hauts. Ceci pourrait très bien faire varier davantage la productibilité puisque la production totale peut être grandement touchée par le bon ou le mauvais rendement d'un petit nombre de puits. Étant donné qu'il n'existe qu'un seul projet extracôtier dans la région des Maritimes, la productibilité régionale a elle aussi connu des écarts importants. Cette situation devrait normalement demeurer lourde de conséquences pour les participants au marché alors que la productibilité continuera de varier en raison de diminutions de production naturelles des divers champs et d'une compression accrue de tous ces champs pendant la période visée.

FIGURE 2.5

Production gazière dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse



Source : Office Canada - Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (après application d'un facteur de 0,96 pour la conversion du gaz brut en gaz commercialisable)

À ce jour, aucune décision n'a été prise au sujet de la mise en valeur éventuelle de la découverte de Deep Panuke. Il se pourrait en outre qu'une telle décision ne soit prise qu'après des forages de délimitation supplémentaires prévus pour 2006. En tenant compte d'une période de trois ou quatre ans entre le moment où la décision est prise et celui de l'entrée en production, la productibilité de tout projet de mise en valeur ultérieur de Deep Panuke n'entre pas dans la période visée par la présente ÉMÉ. L'accès à l'infrastructure de transport pourrait constituer un élément majeur à prendre en compte dans le contexte du projet de Deep Panuke si la mise en valeur du gaz naturel liquéfié (GNL) dans la région devait signifier le recours à la capacité pipelinière existante et proposée.

Il n'y a pas de travaux de forage d'exploration pour le gaz qui sont prévus à l'heure actuelle dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse pour 2005. Certains travaux de ce type pourraient être entrepris en 2006 et en 2007, mais pour le moment, l'industrie s'intéresse surtout à la mise en valeur du pétrole dans le bassin Orphan, au large de Terre-Neuve. Même si les projets pétroliers existants dans le bassin Orphan (Hibernia, Terra Nova et White Rose) renferment d'importants volumes de gaz associé, on prévoit que ce gaz continuera de servir au maintien de la pression au moins jusqu'aux alentours de 2010.

2.4 GNL

L'étude de projets en vue de la construction d'un terminal méthanier au Canada suit son cours. Deux de ces projets dans les Maritimes ont obtenu l'approbation réglementaire requise et les travaux se poursuivent en vue d'en arriver à un engagement ferme d'aller de l'avant. Dans un cas comme dans l'autre, l'entrée en exploitation n'aura pas lieu avant 2008.

En dehors des Maritimes, des projets de GNL sont aussi à l'étude au Québec et en C.-B.

MÉTHODOLOGIE

La productibilité de gaz naturel au Canada pendant la période de projection sera principalement attribuable à l'offre de gaz classique provenant du BSOC, à laquelle se grefferont les contributions en provenance de la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse et la production de GNC en Alberta, qui prend rapidement de l'ampleur. Dans cette ÉMÉ, ce sont les tendances au niveau des caractéristiques de la production moyenne qui servent à établir la productibilité de gaz naturel classique dans le BSOC. L'estimation de la productibilité de GNC diffère du fait que sa production remonte à peu de temps. Afin d'obtenir une évaluation du rendement en la matière, en plus d'analyser les données de production existantes, l'Office a consulté des représentants de l'industrie de manière à connaître leurs points de vue quant à des profils de production possibles. La démarche est différente pour la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse, où les données historiques de production proviennent d'un nombre restreint de puits à l'intérieur de champs clairement délimités. Les calculs estimatifs sur la productibilité de gaz se concentrent donc spécifiquement sur le PÉES, d'où provient presque tout le gaz produit dans la région.

3.1 BSOC – Offre de gaz classique

La méthode utilisée dans la présente ÉMÉ pour calculer la productibilité de gaz classique du BSOC peut se résumer comme suit :

$$\text{Productibilité future} = [\text{productibilité future des raccordements existants pour le gaz}] + [\text{productibilité des raccordements futurs pour le gaz}] + [\text{productibilité du gaz dissous}]$$

La formule ci-dessus est appliquée à chaque zone d'étude précisée au chapitre 2 en vue d'obtenir une estimation de la productibilité à court terme dans le BSOC.

Pour les besoins de ce rapport, les « raccordements existants pour le gaz » regroupent les puits qui sont entrés en production avant le 1^{er} janvier 2005 tandis que les « raccordements futurs pour le gaz » regroupent ceux qui ont été mis en service à compter de cette date.

Afin d'estimer la **productibilité future des raccordements existants pour le gaz** dans chaque zone d'étude, on a regroupé les raccordements en question selon leur année, puis on a effectué une analyse de la diminution de la production afin d'établir les paramètres de définition de la productibilité future de ce groupe.

Afin d'estimer la **productibilité des raccordements futurs pour le gaz**, une analyse de la diminution de la production a été menée à partir des données sur le « raccordement moyen pour le gaz » dans chaque zone d'étude⁵. L'analyse des raccordements moyens pour le gaz est fort semblable

⁵ Les calculs estimatifs visant à définir le raccordement de puits de gaz moyen prévoient la normalisation des données historiques fondée sur le nombre de mois depuis l'entrée en production.

à celle exécutée pour les raccordements existants, sauf que l'accent est mis sur la définition des caractéristiques aux premiers stades de production plutôt que sur les données plus récentes. Les tendances observées dans les données historiques ont servi à établir les paramètres qui définissent la productibilité prévisible pour les raccordements futurs. Le nombre envisagé de raccordements futurs pour le gaz est estimé et appliqué à la productivité prévue du raccordement type des années à venir afin d'obtenir la productibilité des raccordements futurs.

La **productibilité de gaz dissous** se rapporte au gaz naturel produit conjointement avec du pétrole. Les valeurs relatives à la production antérieure de gaz naturel ont été additionnées à l'égard de tous les raccordements pour le pétrole dans chaque zone d'étude et une analyse de la diminution de la production a été exécutée afin d'obtenir les paramètres qui définissent la productibilité en gaz dissous.

Dans la présente ÉMÉ, chaque raccordement appartient à l'une ou l'autre des catégories suivantes :

- raccordement pour le gaz (gaz classique seulement);
- raccordement pour le GNC;
- raccordement pour le pétrole;
- raccordement pour les sables bitumineux.

Les raccordements ont été regroupés en fonction des catégories gaz et GNC ou pétrole et sables bitumineux, selon leur production cumulative. D'autres critères ont par la suite servi à isoler les raccordements pour le GNC et ceux pour les sables bitumineux afin d'en arriver aux quatre types précisés plus haut. Cette analyse fait donc la distinction entre les raccordements pour le gaz et ceux pour le GNC.

Le degré de certitude associé aux diverses composantes de cette projection de la productibilité et l'effort d'analyse déployé dans ce contexte peuvent se résumer comme suit :

Degré de certitude	Effort d'analyse requis	Composante de la productibilité
Plus élevé ↓ Moins élevé	Inférieur ↑ Supérieur	Raccordements existants pour le gaz et gaz dissous
		Raccordements existants pour le GNC
		Raccordements futurs pour le gaz
		Raccordements futurs pour le GNC

Dans la présente évaluation, la projection de la productibilité des raccordements existants pour le gaz et le gaz dissous est à l'origine du degré de certitude le plus élevé tout en exigeant un effort d'analyse inférieur du fait que l'analyse en question se fonde sur l'extrapolation des antécédents de production des puits existants. Un degré de certitude moindre est inhérent à la projection de la productibilité des raccordements futurs pour le gaz du fait qu'il faut estimer l'ampleur des travaux de forage à venir et le rendement des raccordements envisagés. Compte tenu de l'importance des raccordements futurs pour le gaz dans le contexte de la productibilité pendant la période de projection, un effort plus grand a été déployé en vue de l'évaluation des paramètres propres à ces mêmes raccordements futurs comparativement aux raccordements existants.

Le degré de certitude des projections de la productibilité du GNC (tant pour les raccordements existants que pour les raccordements futurs) est moins élevé que pour les regroupements de gaz classique correspondants, parce que les antécédents de production sont limités pour le GNC. Cependant, les antécédents connus suffisent à établir la productivité initiale et le premier taux de

diminution à l'égard du raccordement moyen pour le GNC, qui sont les paramètres essentiels utilisés afin de connaître la productibilité des raccordements futurs pour le GNC pendant la période de projection.

3.1.1 Raccordements existants pour le gaz classique

À l'intérieur de chacune des zones d'étude de l'Alberta, de la C.-B. et de la Saskatchewan (à l'exception du sud-est de la Saskatchewan où seul du gaz dissous est produit), on a regroupé les raccordements existants pour le gaz selon l'année où ils ont été effectués, puis on a analysé la diminution de la production dans chaque groupe.

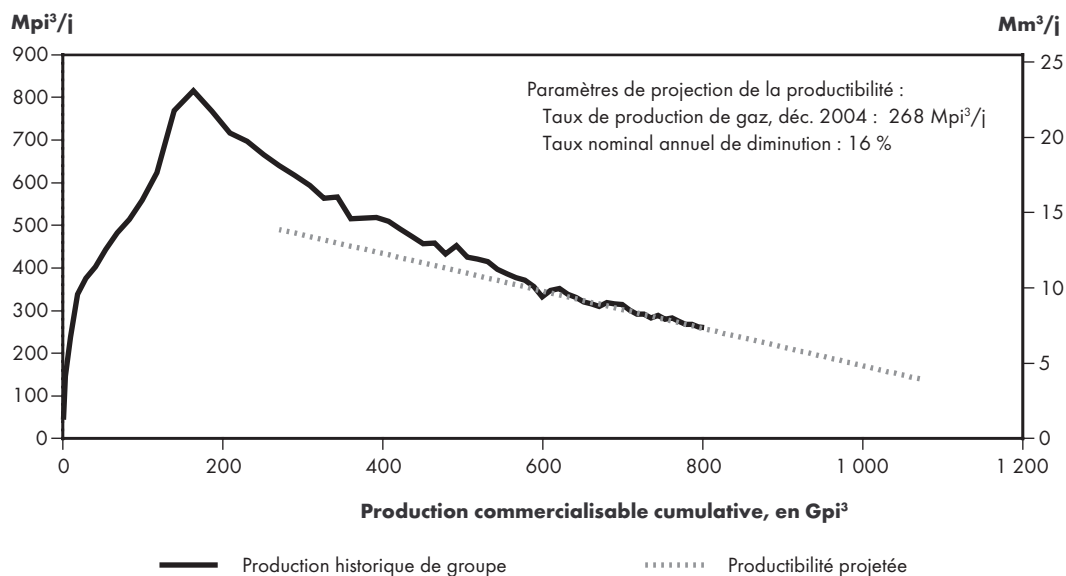
Dans chacun des cas, on a calculé la production totale de gaz commercialisable pour chaque mois civil et on a tracé un graphique du taux de production du groupe par rapport à la production cumulative afin d'obtenir les paramètres suivants :

- productibilité du groupe en décembre 2004;
- taux anticipés de diminution (courbe exponentielle).

On peut appliquer les paramètres ci-dessus afin d'estimer la productibilité future de chaque groupe de raccordements existants pour le gaz. La figure 3.1 montre le graphique obtenu dans le cas de la zone frontale des piémonts de l'Alberta, pour l'année de raccordement 2000, comme exemple de la méthode utilisée afin d'établir les paramètres de rendement du groupe. Le taux de diminution (courbe exponentielle) est calculé en fonction de la pente des données de production historique sur le graphique illustrant le taux de production du groupe par rapport à la production cumulative. Le taux de diminution ainsi établi est le taux nominal annuel de diminution.

FIGURE 3.1

Exemple de graphique de diminution de la production de groupe (zone frontale des piémonts de l'Alberta; année de raccordement 2000)



Source : Analyse par l'Office des données de production de GeoScout sur les puits

3.1.2 Raccordements futurs pour le gaz classique

La productibilité des raccordements futurs pour le gaz classique devrait représenter une composante importante de la productibilité de gaz pendant la période de projection. Afin d'obtenir la productibilité estimative en provenance de cette source, il faut d'abord estimer le nombre de raccordements futurs pour le gaz et les caractéristiques de production moyenne de ces raccordements. Dans cette section est décrite l'évaluation des caractéristiques de rendement de la production du raccordement futur moyen pour le gaz, puis on y décrit la méthodologie employée pour établir le nombre de raccordements futurs.

3.1.2.1 Rendement des raccordements futurs pour le gaz

Afin d'évaluer la productibilité des raccordements futurs pour le gaz classique dans le BSOC, on a procédé à une analyse de la diminution de la production à partir des données sur le « raccordement moyen pour le gaz » dans chaque zone d'étude.

L'analyse de la diminution de la production du raccordement moyen pour le gaz dans chaque zone d'étude semble indiquer une régression rapide pendant la période initiale, qui dure habituellement environ 17 mois et qui est suivie d'une période caractérisée par un taux de diminution beaucoup plus faible. L'analyse de la diminution de la production illustre ce comportement en présentant :

- le taux de production initial;
- le premier taux de diminution;
- le nombre de mois avant le second taux de diminution;
- le second taux de diminution.

La figure 3.2 donne un exemple du type de graphique généré au cours d'une analyse de la diminution de la production du raccordement moyen pour le gaz. Des graphiques de ce genre ont été préparés pour toutes les zones d'étude et pour toutes les années de raccordement de 1996 à 2004. La figure 3.2 porte sur l'analyse de la zone frontale des piémonts de l'Alberta à l'égard des raccordements pour le gaz mis en production en 2000.

L'analyse de la diminution de la production (figure 3.2) permet d'obtenir des paramètres qui définissent la productivité des raccordements moyens pour le gaz au cours des années antérieures. Les tendances qui ressortent clairement au niveau du rendement des puits dans les années passées ont été cernées afin d'obtenir des paramètres qui pourraient être appliqués aux raccordements futurs. L'évaluation des paramètres de rendement des années antérieures permet de constater qu'en général, le premier taux de diminution, le second taux de diminution et le nombre de mois les séparant ont été assez constants à l'intérieur de chaque zone d'étude, de sorte qu'il est raisonnable d'appliquer ces paramètres historiques aux raccordements futurs pour le gaz dans chacune de ces zones. Cependant, la productivité initiale du raccordement moyen pour le gaz décroît habituellement d'une année à la suivante. L'examen du rendement du raccordement moyen pour le gaz dans l'ensemble du BSOC depuis quelques années permet de mettre ces tendances en évidence (figure 3.3).

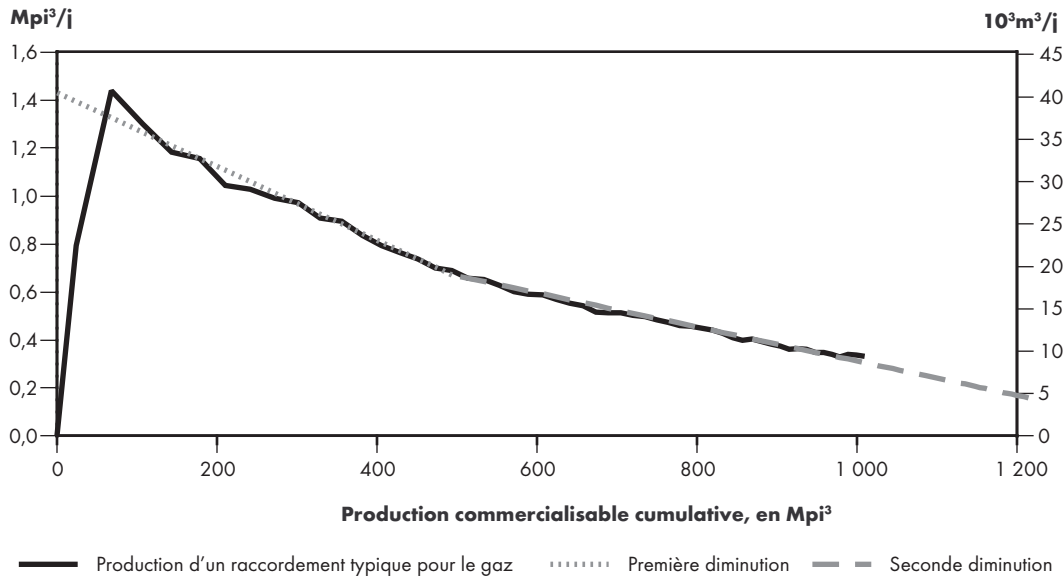
Des graphiques illustrant le rendement du raccordement moyen pour le gaz au cours des dernières années et celui prévu pour chaque zone d'étude sont présentés à l'annexe B.4.

Afin d'établir la productivité initiale des raccordements moyens pour le gaz à l'avenir, l'Office a étudié la tendance affichée par les productivités initiales au fil des ans dans chaque zone et les valeurs prévues

pour les années postérieures qui correspondaient à la tendance historique. La figure 3.4 illustre la méthode employée par l'Office afin d'en arriver à la productivité initiale des raccordements pour le gaz en 2005, 2006 et 2007.

FIGURE 3.2

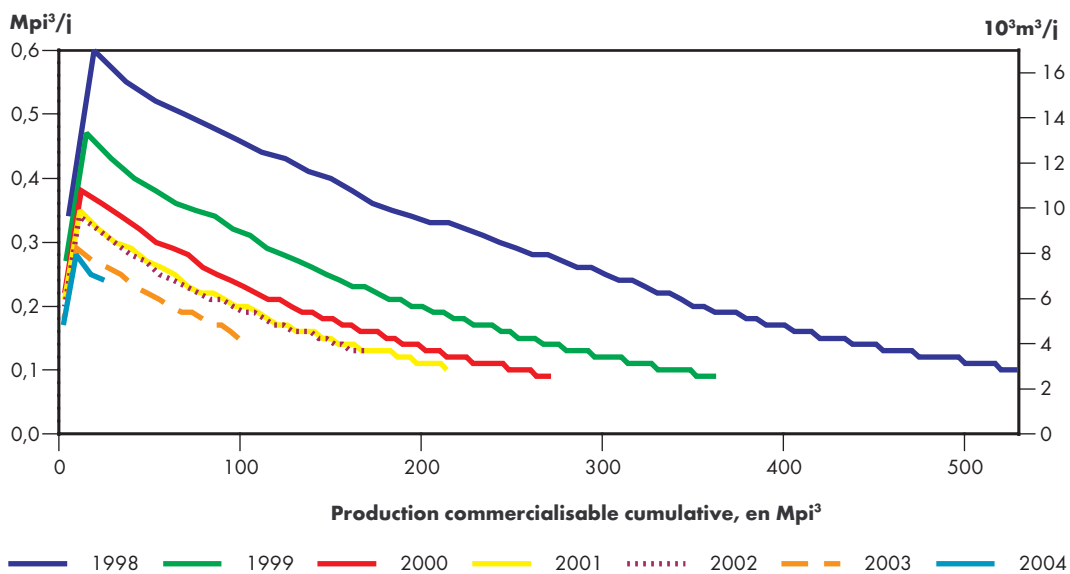
Exemple de graphique de diminution de la production du raccordement moyen pour le gaz (zone frontale des piémonts de l'Alberta; année de raccordement 2000)



Source : Analyse par l'Office des données de production de GeoScout sur les puits

FIGURE 3.3

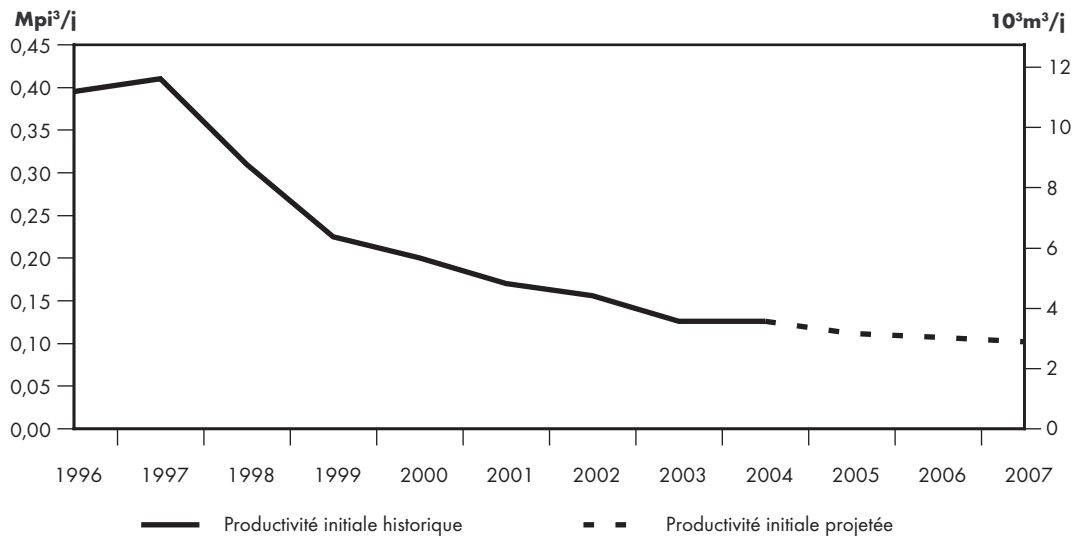
BSOC – Rendement du raccordement moyen pour le gaz



Source : Analyse par l'Office des données de production de GeoScout sur les puits

FIGURE 3.4

Exemple de productivité initiale des raccordements moyens pour le gaz selon l'année de raccordement (Zone : Sud-est de l'Alberta)



Source : Analyse par l'Office des données de production de GeoScout sur les puits

3.1.2.2 Nombre de raccordements futurs pour le gaz

La première étape afin d'obtenir le nombre de raccordements futurs pour le gaz consiste à estimer le niveau d'activité de forage de puits de gaz pendant la période de projection. Ce nombre est estimé en fonction du nombre projeté de puits ciblant du gaz. Dans la présente ÉMÉ, le nombre de puits futurs ciblant du gaz est calculé pour chaque zone d'étude en se fondant sur la formule suivante :

$$\begin{aligned}
 & [\text{nombre moyen d'appareils de forage dans le parc du BSOC pour l'année (par catégorie)} * 365] \\
 & * [\text{facteurs d'affectation des jours de disponibilité dans la zone d'étude (par catégorie)}] \\
 & * [\text{facteurs d'utilisation des appareils de forage (par catégorie et zone d'étude)}] \\
 & * [\text{fractions des ressources ciblées (par catégorie et zone d'étude)}] \\
 & / [\text{jours de forage par puits (par catégorie, zone d'étude et ressource ciblée)}] \\
 & \Rightarrow \text{nombre de puits forés pendant l'année (par catégorie, zone d'étude et ressource ciblée)}
 \end{aligned}$$

La démarche présentée ci-dessus permet de calculer le niveau d'activité de forage de puits ciblant du gaz en fonction de la capacité de forage, de l'utilisation des appareils et des fractions établies pour le gaz dans le BSOC. Compte tenu des conditions commerciales qui devraient normalement prévaloir tout au long de la période de projection, il est prévu que les appareils de forage dans le BSOC seront utilisés presque au maximum. L'analyse de la capacité de forage pendant la période de projection devrait être à l'origine d'une estimation raisonnable de l'ampleur des travaux de forage ciblant du gaz pendant cette période.

La présente ÉMÉ incorpore une analyse détaillée du parc d'appareils de forage du Canada afin de permettre l'évaluation de la capacité de forage. Le rapport hebdomadaire *Rig Locator* produit par le Nickle's Energy Group (le rapport *Rig Locator*) a constitué la principale source de données pour la présente analyse.

Il a d'abord fallu chercher à établir la partie du parc d'appareils de forage du Canada qui devrait se retrouver dans des zones du BSOC où du gaz est produit. On en parle dans la présente ÉMÉ comme du parc d'appareils de forage du BSOC. L'annexe A.1 illustre la répartition du parc d'appareils de

forage du Canada entre cinq zones géographiques bien précises où ces appareils passent le plus clair de leur temps. La majeure partie des appareils de forage au Canada (96 %) se retrouvent dans le BSOC.

Le parc d'appareils de forage du BSOC a d'abord été divisé en trois catégories, en fonction de la profondeur que ces appareils peuvent atteindre.

Catégorie	Profondeur atteignable (en m)
Faible	≤ 1 850 m
Moyenne	> 1 850 m et ≤ 3 050 m
Grande	> 3 050 m

Le nombre d'appareils de forage selon la catégorie dans le parc du BSOC pendant la période de projection a été estimé en tenant compte de l'information recueillie auprès d'organisations du secteur du forage quant à la construction de nouveaux appareils et aux tendances enregistrées à l'égard de la croissance pour chaque catégorie au cours des cinq dernières années. L'annexe A.2 présente en détail les chiffres historiques et projetés du nombre d'appareils de forage dans le BSOC pour chacune des catégories précitées.

Après avoir projeté le nombre d'appareils de forage pour chacune des trois catégories, ce nombre a été réparti entre les diverses zones d'étude dans le BSOC. À l'égard de chacune des catégories d'appareils il existe un nombre total de **jours de disponibilité** pour chaque année de la période de projection (égal au nombre moyen d'appareils au cours de l'année multiplié par 365). Les jours de disponibilité pour chaque catégorie d'appareils dans chacune des zones d'étude sont en relation avec les tendances historiques observées par l'ONÉ quant à l'emplacement de ces appareils. Certaines tendances historiques s'appliquent à un niveau plus général. Dans le cas de telles tendances, les nombres historiques de jours de disponibilité pour chaque catégorie d'appareils de forage selon la zone d'étude ont été regroupés en trois grandes régions géographiques – Nord, Sud et Ouest. Ces régions sont définies ci-après.

Région géographique	Zones d'étude formant les grandes régions géographiques
Nord	AB – Nord-est, AB – Nord-ouest, BC – Fort St. John et BC – Fort Nelson
Sud	AB – Centre, AB – Centre-est, AB – Sud-est, SK – Centre et SK – Sud-ouest
Ouest	AB – Piémonts, AB – Zone frontale des piémonts et BC – Piémonts

Les tendances observées selon les grandes régions géographiques sont illustrées dans les tableaux de l'annexe A.3.a. Une fois regroupées avec celles qui s'appliquent à chacune des zones d'étude, elles permettent d'obtenir le nombre de jours de disponibilité, chaque année de la période de projection, pour chacune des catégories d'appareils et zones d'étude (voir les tableaux de l'annexe A.3.b).

Les données historiques portant sur l'utilisation des appareils de forage dans chacune des zones d'étude ont été étudiées de manière à obtenir une base d'estimation du degré d'utilisation de ces appareils pendant la période allant de 2005 à 2007. Le rapport *Rig Locator* a permis de connaître le nombre de jours de forage pour chaque catégorie d'appareils et zone d'étude au cours des cinq dernières années. L'analyse des données sur les puits produites par GeoScout a procuré le nombre de **jours de forage** associé aux différentes catégories d'appareils selon la zone d'étude. Pour la période de 2000 à 2004, l'utilisation des appareils a été calculée pour chaque catégorie d'appareils et chaque zone d'étude en divisant le nombre de jours de forage par le nombre de jours de disponibilité. Les niveaux d'utilisation pendant la période de 2005 à 2007 (pour chaque catégorie d'appareils de forage selon la zone d'étude) ont été projetés à partir des données historiques. L'annexe A.4 contient des tableaux sur les facteurs d'utilisation historiques et projetés des appareils de forage pour chaque

catégorie d'appareils et chaque zone d'étude. En appliquant les niveaux d'utilisation des appareils aux projections correspondantes quant au nombre de jours de disponibilité, on obtient le nombre de jours de forage projetés pour la période de 2005 à 2007.

Un examen plus poussé des données historiques de forage produites par GeoScout a permis d'avoir une meilleure idée des ressources spécifiquement ciblées par les travaux de forage menés entre 2000 et 2004. Dans le BSOC, ces travaux visent surtout les ressources suivantes (les « ressources ciblées ») : le gaz classique, le GNC, le pétrole classique et les sables bitumineux. Les jours de forage qui, selon l'ONE, sont associés à chacune des ressources ciblées ont été calculés pour chaque catégorie d'appareils et zone d'étude. En tenant compte de l'affectation historique des jours de forage aux diverses ressources ciblées et en se fondant sur la perception de l'Office quant aux niveaux d'exploitation futurs de ces mêmes ressources, des facteurs d'affectation pour chacune d'entre elles ont été projetés, par catégorie d'appareils et zone d'étude (annexe A.5). L'Office a notamment fondé son opinion, au sujet des niveaux d'exploitation des ressources ciblées, sur les résultats de consultations auprès de l'industrie, en particulier en ce qui touchait les travaux de forage ciblant du GNC. En appliquant les facteurs d'affectation aux ressources ciblées, on obtient le nombre de jours de forage auxquels il est possible de s'attendre, pour le gaz et le GNC, par catégorie d'appareils et zone d'étude. Cette évaluation de l'ampleur des travaux de forage donne une projection des forages ciblant du GNC et des forages ciblant du gaz.

Afin d'établir le nombre de puits ciblant du gaz et le nombre de ceux ciblant du GNC auxquels on peut s'attendre pendant la période de projection, on a calculé le nombre de jours de forage par puits. Pour la période de 2000 à 2004, ce nombre a été obtenu pour chaque catégorie d'appareils, zone d'étude et ressource ciblée. Le nombre de jours de forage des cinq dernières années a servi à projeter le nombre de jours de forage par puits de 2005 à 2007 (voir le détail à l'annexe A.6). En divisant le nombre de jours de forage par le nombre de jours de forage par puits, on obtient le nombre de puits qui pourront être forés.

Les niveaux de forage ciblant du gaz et du GNC établis en respectant la marche à suivre susmentionnée mènent à l'obtention du nombre de jours de forage et du nombre de puits illustrés à l'annexe A.7. Il est utile d'examiner les niveaux de forage sous l'angle du nombre de jours de forage puisqu'il s'agit-là d'une mesure plus révélatrice en vue de la comparaison des travaux réalisés dans les diverses zones d'étude.

Le rapport entre le nombre de raccordements pour le gaz et le nombre de puits forés ciblant du gaz a été étudié pour les cinq dernières années à l'égard du gaz et du GNC. Ce rapport a été utilisé pour la période de projection. L'annexe A.8 renferme des tableaux présentant en détail le rapport entre les raccordements et le nombre de puits ciblant du gaz et du GNC dans chacune des zones d'étude. En se fondant sur le rapport entre le nombre de raccordements et le nombre de puits ainsi que sur le nombre de puits qu'on s'attend à forer, on a calculé, pour chaque année entre 2005 et 2007, le nombre de raccordements à envisager pour le gaz et pour le GNC.

Enfin, la fraction des raccordements selon le mois de l'année pendant la période de projection, lorsqu'elle est appliquée au nombre des raccordements sur une année, permet d'obtenir un nombre de raccordements par mois pour le gaz et pour le GNC. L'annexe A.9 illustre les fractions mensuelles des raccordements pour chaque zone d'étude.

3.1.3 Yukon et Territoires du Nord-Ouest

Au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest, le gaz provient des champs de Kotaneelee, des collines Cameron et du plateau de la Liard (la production gazière d'Ikhil et de Norman Wells n'est

pas raccordée au réseau pipelinier; elle a donc été exclue de cette évaluation). En raison du faible nombre de puits en production dans les territoires précités, un seul graphique de la diminution de la production a été produit pour les trois champs ci-dessus afin de définir la productibilité future des puits existants. Le degré de mise en valeur anticipée pendant la période de projection pour les champs en production ne devrait normalement pas avoir une profonde incidence sur la productibilité de la région. Par conséquent, les paramètres de rendement obtenus à partir de l'analyse de la diminution de la production ont été jugés représentatifs de la productibilité totale de la région pendant la période de projection.

3.1.4 Gaz dissous

Le gaz dissous compte actuellement pour quelque 8,5 % de la productibilité totale de gaz commercialisable dans le BSOC. Afin d'estimer la productibilité future de gaz dissous, une analyse de la diminution de la production a été effectuée pour obtenir le taux de production actuel et le taux de diminution de la production de gaz dissous dans chaque zone d'étude de l'Alberta, de la C.-B. et de la Saskatchewan (à l'exception des piémonts de la C.-B. où il n'y a pas de gaz dissous). Comme c'est le cas avec la projection de la productibilité des raccordements existants pour le gaz, celle pour le gaz dissous présente un degré élevé de certitude.

3.2 BSOC – Gaz naturel tiré du charbon (GNC)

Les calculs estimatifs devant mener à l'obtention de la productibilité des puits de GNC ont recours aux mêmes rapports élémentaires qui servent à évaluer la productibilité des sources d'approvisionnement de gaz classique (soit, productibilité future = productibilité des raccordements existants + productibilité des raccordements futurs).

3.2.1 Raccordements existants pour le GNC

Les raccordements existants pour le GNC en Alberta ont été répartis comme suit : avant 2003, en 2003 et en 2004. Dans chacun des cas, on a calculé la production totale de gaz commercialisable pour chaque mois civil et on a tracé un graphique du taux de production de l'ensemble en fonction de la production cumulative. À partir de ces tracés, la productibilité en décembre 2004 a été établie pour chaque groupe, en même temps que le taux anticipé de diminution (courbe exponentielle). On a tenu compte des caractéristiques de rendement prévues pour le raccordement moyen afin d'obtenir le taux de diminution. Les paramètres de chaque groupe ont servi à projeter la productibilité des raccordements existants pour le GNC.

3.2.2 Raccordements futurs pour le GNC

Comme dans le cas de la méthodologie servant à évaluer la productibilité à l'égard de l'offre de gaz classique, l'évaluation de la productibilité des raccordements futurs pour le GNC exige qu'on estime le nombre de raccordements et qu'on connaisse les caractéristiques de production du raccordement moyen au cours de la période de projection.

Afin d'évaluer ces caractéristiques de production, le rendement du raccordement moyen en 2003 et en 2004 dans la province de l'Alberta a été analysé. Étant donné que de tous les raccordements existants pour le GNC, une tranche d'environ 90 % est associée aux années 2003 et 2004, le rendement du raccordement moyen pour ces deux années constitue une base solide en vue de l'adoption de

paramètres de rendement du raccordement moyen pour le GNC. Des graphiques comme celui de la figure 3.2 ont été tracés à l'égard du raccordement moyen pour le GNC en Alberta en 2003 et en 2004. Cette analyse a permis d'estimer la productivité initiale et le premier taux de diminution du raccordement moyen pour le GNC. Toutefois, compte tenu de la durée limitée sur laquelle s'étendent, pour la plupart, les données de production du GNC, la méthode utilisée n'a pas permis d'établir le second taux de diminution, pas plus que le nombre de mois le séparant du premier. Par conséquent, des renseignements supplémentaires sur le rendement observé des puits, fournis par les producteurs de GNC, ont été incorporés dans l'estimation du second taux de diminution et du nombre de mois le séparant du premier.

À l'inverse des raccordements pour le gaz classique, il n'est pas prévu que la productivité initiale du raccordement futur moyen pour le GNC diminuera d'une année à la suivante pendant la période de projection puisque cette tendance ne s'est pas encore dégagée aux premières étapes de la mise en valeur du GNC.

L'analyse des travaux de forage présentée à la section 3.1.1.2 a permis de projeter les forages futurs de puits ciblant du GNC et du gaz pour chacune des années de la période de projection. Le nombre annuel de raccordements pour le GNC a été calculé en fonction du nombre de forages de puits ciblant du GNC selon l'année. Le nombre total de raccordements pour le GNC en Alberta et les paramètres de rendement du raccordement moyen ont servi à projeter la productibilité des raccordements futurs pour le GNC de 2005 à 2007.

3.3 Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse

Dans le cas des puits en production au large de la Nouvelle-Écosse, une période initiale de 24 mois de production relativement constante a été suivie par un taux exponentiel de diminution annuelle de 30 %. Ce profil de production est fondé sur la moyenne des taux de diminution des trois champs en production à l'origine. Un cinquième champ (soit celui de South Venture) est entré en production au début de 2005. Un nouveau puits intercalaire a récemment été foré dans le champ existant de Venture, mais pour le moment, on ne prévoit forer aucun autre puits dans les champs en production. Il devrait normalement y avoir compression du gaz dans la zone extracôtière à compter de la fin de 2006. Les paramètres d'analyse de la compression découlent d'entretiens avec des représentants de l'industrie.

PARAMÈTRES DE PRODUCTIBILITÉ – RÉSULTATS

4.1 BSOC – Offre de gaz classique

Tel qu'avancé au chapitre 3, l'offre de gaz classique dans le BSOC compte trois composantes : les raccordements existants pour le gaz, les raccordements futurs pour le gaz et le gaz dissous. Les paramètres liés à chacune de ces composantes sont traités ci-après.

4.1.1 *Diminution de la production à partir des raccordements existants pour le gaz et le gaz dissous*

Une analyse de la diminution de la production a été effectuée pour chaque zone d'étude et pour chaque année de raccordement, dans le cas des raccordements existants pour le gaz, ainsi que pour chaque zone d'étude dans le cas du gaz dissous. À la fin de 2004, on comptait environ 104 000 raccordements existants et en production pour le gaz dans le BSOC. À partir de l'analyse précitée, il a été possible d'établir la productibilité à la fin de 2004 de même que les taux de diminution de la production applicables à partir desquels la productibilité future des raccordements existants pour le gaz et du gaz dissous pouvait être calculée. Un tableau présentant tous les paramètres de diminution de la production des raccordements existants pour le gaz et du gaz dissous constitue l'annexe B.1. La productibilité pouvant être envisagée à partir de ces paramètres est de 462 Mm³/j (16,3 Gpi³/j) à la fin de 2004, 369 Mm³/j (13,0 Gpi³/j) à la fin de 2005, 310 Mm³/j (11,0 Gpi³/j) à la fin de 2006 et 266 Mm³/j (9,4 Gpi³/j) à la fin de 2007.

4.1.2 *Raccordements futurs pour le gaz*

L'analyse de la diminution de la production dont il est question à la section 4.1.1 conclut qu'en raison d'une diminution constante de la production au fil des ans pour les raccordements de puits de gaz existants et le gaz dissous, une tranche d'environ 93 Mm³/j (3,3 Gpi³/j) de la productibilité devra être remplacée chaque année au moyen de nouveaux puits de gaz afin de maintenir la production dans le BSOC.

4.1.2.1 *Paramètres de rendement des raccordements futurs moyens pour le gaz*

Le niveau de productibilité auquel on peut s'attendre à l'égard des raccordements futurs pour le gaz est un facteur clé de l'évaluation de la productibilité future. L'analyse de la diminution de la production décrite au chapitre 3 est à la base des paramètres de rendement établis à l'égard des raccordements futurs pour le gaz.

De façon générale, le premier et le second taux de diminution, ainsi que le nombre de mois les séparant, qui ont été observés dans chaque zone géographique ont été assez constants au cours des dernières années de raccordement. Par conséquent, les paramètres de rendement des puits de gaz moyens ont été appliqués aux années de raccordement à venir (voir l'annexe B.2). Les zones de Fort St. John et de Fort Nelson, dans le nord-est de la C.-B., font exception à cette tendance. Des taux de diminution beaucoup plus abrupts qu'au cours des années précédentes y ont été enregistrés en 2003. Cette situation est attribuée à la mise en valeur à grande échelle, depuis deux ans, de gaz provenant de réservoirs plus étanches. De telles ressources sont habituellement caractérisées par des taux élevés de diminution initiale suivis d'un aplanissement menant par la suite à de très faibles taux de diminution.

Dans le cas de la productivité initiale des raccordements pour le gaz, la tendance varie considérablement d'une zone à l'autre (voir l'annexe B.3). En général, la productivité initiale de ces raccordements continue de décroître d'année en année, des diminutions plus faibles devenant apparentes au cours des dernières années. La figure 4.1 illustre la tendance générale de la productivité initiale des puits de gaz au fil du temps dans l'ensemble du BSOC.

Les paramètres de rendement spécifiques établis à l'égard des raccordements futurs pour le gaz dans chaque zone d'étude pendant la période allant de 2005 à 2007 sont précisés au tableau 4.1.

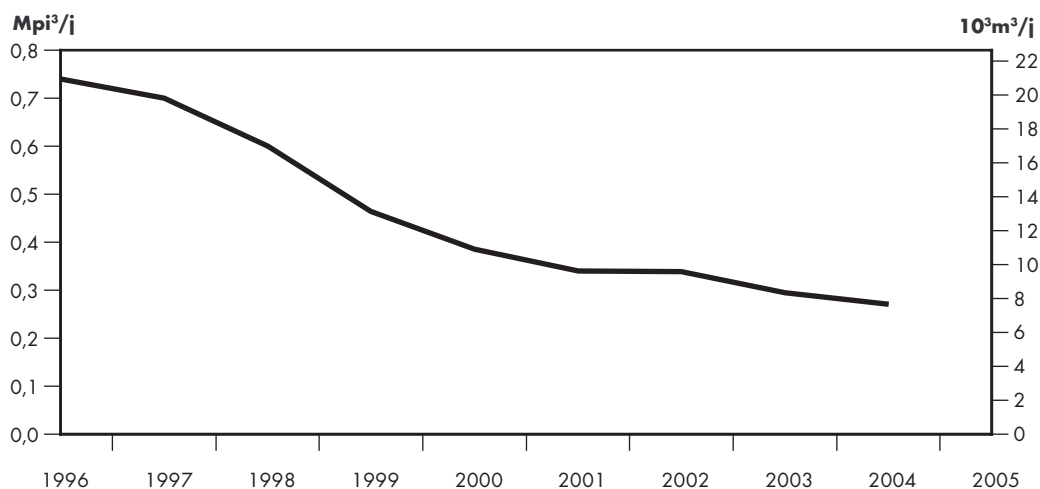
4.1.2.2 Nombre de raccordements futurs pour le gaz

Dans le présent rapport, le nombre de raccordements futurs pour le gaz est établi en fonction du nombre de forages de puits ciblant du gaz. Ce dernier chiffre est pour sa part établi à partir de l'évaluation de la capacité de forage dans le BSOC. Tel que mentionné au chapitre 3, le nombre de forages de puits ciblant du gaz dans le BSOC dépendra de la proportion des appareils de forage au Canada affectés au parc du BSOC (annexe A.1).

Les prix élevés du gaz naturel devraient normalement entraîner la croissance du parc d'appareils de forage dans le BSOC pendant la période de projection. En s'appuyant sur les tendances historiques et après consultation de représentants de l'industrie, l'Office a effectué des projections quant à la

FIGURE 4.1

BSOC – Productivité initiale des raccordements moyens de puits de gaz selon l'année de raccordement



Source : Analyse par l'Office des données de production de GeoScout sur les puits

T A B L E A U 4 . 1

Caractéristiques de production des raccordements moyens pour le gaz selon la zone en 2005, 2006 et 2007

Zone	Premier taux de diminution (fraction)	Nombre de mois séparant du second taux de diminution	Second taux de diminution (fraction)	Productivité initiale					
				Raccordements pour le gaz en 2005		Raccordements pour le gaz en 2006		Raccordements pour le gaz en 2007	
				10 ³ m ³ /j	Mpi ³ /j	10 ³ m ³ /j	Mpi ³ /j	10 ³ m ³ /j	Mpi ³ /j
AB - Piémonts	0,40	20	0,17	43,91	1,550	42,49	1,500	41,08	1,450
AB - Z. fr. piémonts	0,49	17	0,25	17,28	0,610	16,15	0,570	15,16	0,535
AB - Sud-est	0,62	17	0,27	3,17	0,112	3,03	0,107	2,89	0,102
AB - Centre-est	0,62	20	0,28	3,97	0,140	3,54	0,125	3,40	0,120
AB - Centre	0,64	18	0,34	7,65	0,270	7,08	0,250	6,52	0,230
AB - Nord-est	0,31	24	0,21	5,24	0,185	4,82	0,170	4,53	0,160
AB - Nord-ouest	0,55	20	0,33	11,90	0,420	11,05	0,390	10,48	0,370
BC - Fort St. John	0,75	16	0,25	22,10	0,780	21,53	0,760	20,96	0,740
BC - Fort Nelson	0,70	16	0,25	32,58	1,150	31,16	1,100	29,75	1,050
BC - Piémonts	0,30	24	0,20	84,99	3,000	79,32	2,800	73,65	2,600
SK - Centre	0,60	18	0,28	6,01	0,212	5,92	0,209	5,84	0,206
SK - Sud-ouest	0,45	17	0,23	1,84	0,065	1,78	0,063	1,73	0,061

croissance du parc d'appareils de forage du BSOC pour chacune des catégories de ces appareils – faible, moyenne et grande profondeurs (annexe A.2). La répartition du parc d'appareils de forage du BSOC entre les diverses zones d'étude et les niveaux d'utilisation anticipés de ces appareils pendant la période de projection sont décrits en détail, respectivement aux annexes A.3 et A.4.

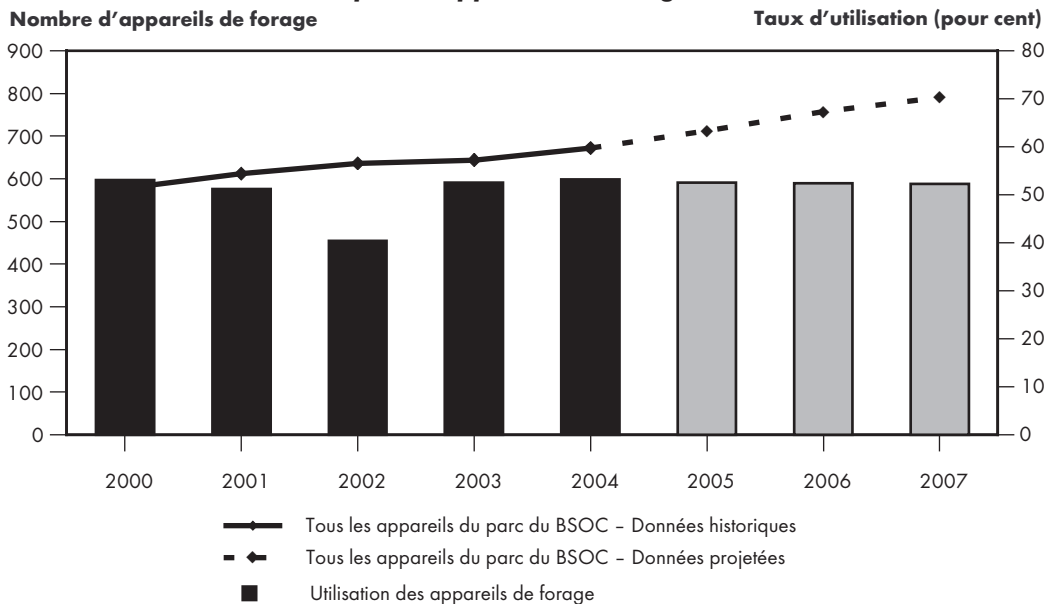
La croissance du parc d'appareils de forage du BSOC (toutes catégories confondues) ainsi que les niveaux d'utilisation projetés pour l'ensemble de ces appareils sont illustrés à la figure 4.2. Il faut savoir que le niveau d'utilisation global des appareils dans cette évaluation n'a pas dépassé environ 53 % au cours de l'une ou l'autre des cinq années précédentes, même si ces années comptent parmi les plus occupées de l'histoire au chapitre des travaux de forage. L'ONÉ est d'avis que des niveaux d'utilisation de 52 % ou 53 % pour l'ensemble des appareils de forage constituent un maximum opérationnel pour l'industrie dans le BSOC. Des entretiens avec des représentants de l'industrie ont révélé que les arrêts entraînés par le dégel du printemps, le déplacement des appareils de forage, les mauvaises conditions météorologiques et l'entretien des appareils ont un effet limitatif sur leur niveau d'utilisation global. C'est ainsi que ces niveaux, pour la période de projection illustrée à la figure 4.2, représentent une capacité presque maximale des activités de forage dans l'industrie.

Un parc d'appareils de forage toujours en expansion dans le BSOC et les niveaux d'utilisation sans cesse élevés prévus dans la présente ÉMÉ font en sorte qu'on est en droit de s'attendre à un nombre de jours de forage qui prenne progressivement de l'ampleur d'année en année pendant la période de projection. L'affectation de ces jours de forage aux ressources ciblées pour chaque catégorie d'appareils et chacune des zones d'étude est décrite à l'annexe A.5. La figure 4.3 résume cette affectation des activités de forage en termes de pourcentage du nombre total de jours de forage consacrés au gaz et au GNC. Le graphique montre bien l'importance toujours croissante, dans le contexte des activités de forage, du gaz comparativement au pétrole ainsi que l'émergence du GNC en tant que cible de forage au cours des cinq dernières années. En outre, les projections pour la période de 2005 à 2007 à la figure 4.3 illustrent l'ampleur accrue des forages ciblant du GNC et l'envergure toujours importante de ceux ciblant du gaz.

En appliquant le nombre de jours de forage par puits de gaz (voir annexe A.6) au nombre de jours de forage ciblant du gaz, on obtient une projection du nombre de puits ciblant du gaz, selon la ressource, dans chaque zone d'étude. Les tableaux résumant les activités de forage ciblant du gaz, en termes de nombre de jours de forage et de nombre de puits, se trouvent à l'annexe A.7. La figure 4.4 présente les activités de forage historiques et projetées du parc d'appareils du BSOC pour le gaz et le GNC, à la fois en termes de jours de forage et en termes de puits. Le graphique montre que quelque 16 300 puits ciblant du gaz seront forés dans le BSOC en 2005, puis 16 800 en 2006 ainsi qu'en 2007. On s'attend que la part des puits ciblant du gaz prenne progressivement de l'ampleur du côté ouest du BSOC, là

FIGURE 4.2

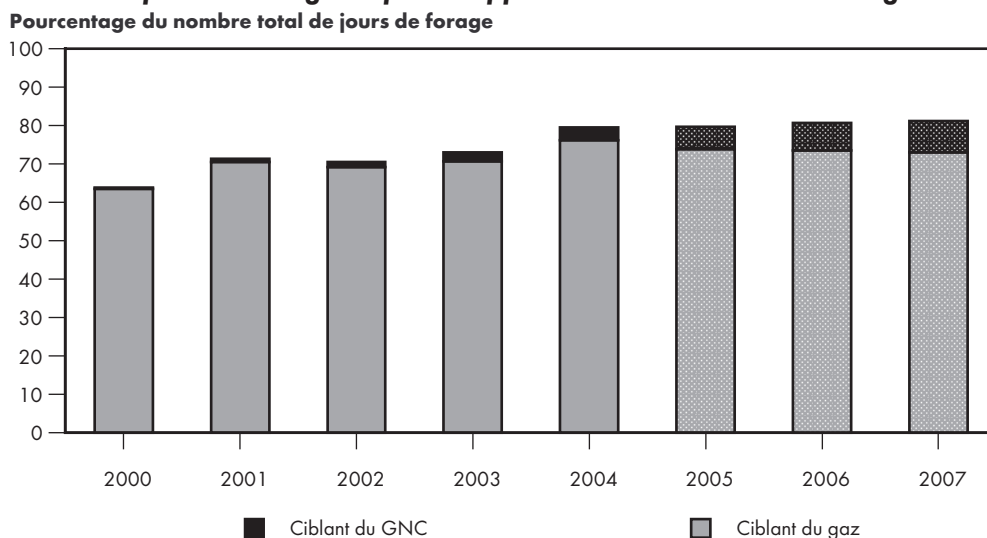
Croissance et utilisation du parc d'appareils de forage dans le BSOC



Source : Analyse par l'Office du rapport Rig Locator et des données de GeoScout sur les puits

FIGURE 4.3

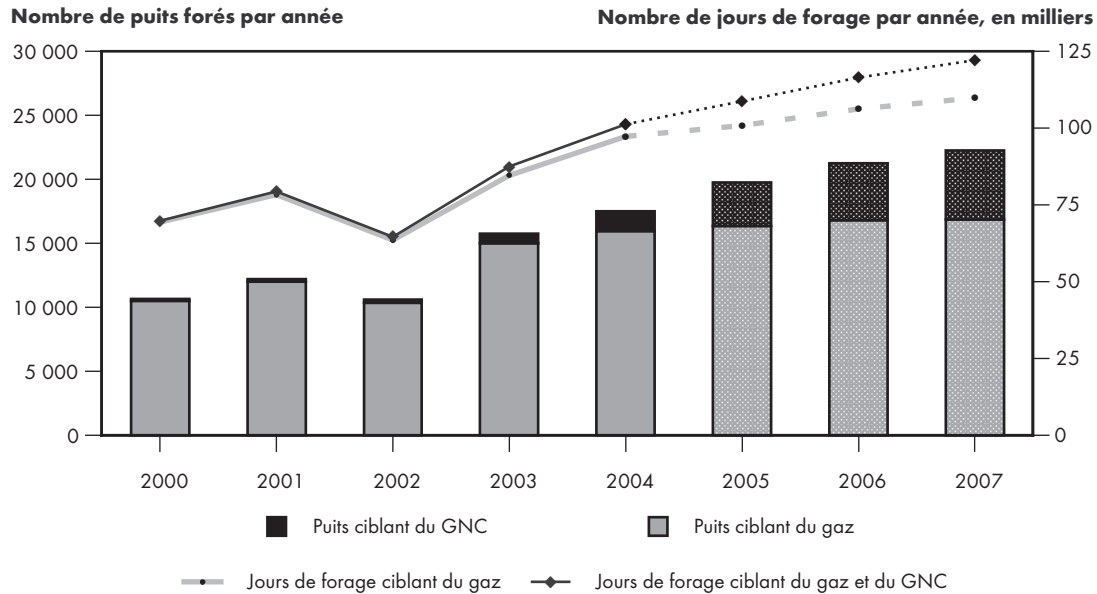
Partie des jours de forage du parc d'appareils du BSOC consacrée au gaz et au GNC



Source : Analyse par l'Office des données de GeoScout sur les puits

FIGURE 4.4

Nombre de jours de forage et de puits forés par année au moyen du parc d'appareils du BSOC ciblant du gaz et du GNC



Source : Analyse par l'Office des données de GeoScout sur les puits

où le bassin est beaucoup plus profond et où le nombre de jours de forage par puits est beaucoup plus grand. Cette tendance du côté ouest du bassin est la raison pour laquelle le nombre de puits ciblant du gaz n'augmente pas en proportion de l'accroissement du nombre de jours de forage ciblant du gaz pendant la période de projection.

Le nombre de puits futurs ciblant du gaz prend la forme de raccordements futurs pour le gaz en appliquant un facteur établi selon le rapport historique entre les deux paramètres. L'annexe A.8 présente en synthèse les rapports historiques et projetés entre les raccordements et le nombre de puits ciblant du gaz et du GNC dans chacune des zones géographiques. Compte tenu de ces facteurs, le tableau 4.2 illustre la projection de l'Office sur les raccordements pour le gaz et le GNC par zone. L'Office entrevoit 15 700 raccordements pour le gaz classique dans le BSOC en 2005 et environ 16 000 en 2006 ainsi qu'en 2007.

Des augmentations constantes sont projetées pour ce qui est du nombre prévu de nouveaux raccordements pour le gaz classique en Alberta (piémonts, zone frontale des piémonts et centre) ainsi que dans les trois zones du nord-est de la C.-B. La grande utilisation des appareils de forage permettant d'atteindre de moyennes et de grandes profondeurs qu'on a tendance à retrouver dans ces zones et le niveau de prospectivité de gaz classique relativement élevé de ces mêmes zones seront à l'origine de l'accroissement projeté du nombre de raccordements pour le gaz. Le haut niveau de productivité initiale des raccordements pour le gaz dans ces zones favorise le maintien de la productivité globale dans l'ensemble du BSOC.

Le nombre de raccordements annuels pour le gaz devrait normalement demeurer assez stable et pourrait même régresser légèrement ailleurs en Alberta (centre-est, sud-est, nord-est et nord-ouest) de même qu'en Saskatchewan (centre et sud-ouest). Toute réduction du nombre de raccordements futurs pour le gaz dans ces zones est en grande partie attribuable à la concurrence provenant des activités

T A B L E A U 4 . 2

Raccordements projetés pour le gaz et le GNC selon la zone

Zone d'étude		Nouveaux raccordements projetés par année pour le gaz et le GNC		
		2005	2006	2007
Raccordements pour le gaz classique				
	AB - Piémonts	94	105	115
	AB - Zone frontale des piémonts	1 956	2 117	2 217
	AB - Sud-est	6 814	6 865	6 676
	AB - Centre-est	874	860	846
	AB - Centre	1 608	1 732	1 781
	AB - Nord-est	433	411	389
	AB - Nord-ouest	1 010	995	979
	BC - Fort St. John	621	650	679
	BC - Fort Nelson	336	349	362
	BC - Piémonts	32	35	38
	SK - Centre	262	262	262
	SK - Sud-ouest	1 683	1 693	1 683
Total des raccordements pour le gaz classique		15 725	16 063	16 026
Raccordements pour le GNC				
	AB - GNC	3 148	4 185	5 202
Total des raccordements pour le gaz classique et le GNC		18 873	20 248	21 228

de forage pour du GNC au moyen d'appareils permettant d'atteindre de faibles et de moyennes profondeurs qu'on a tendance à y retrouver et aussi en raison de la prospectivité de gaz classique qui est plus limitée.

4.2 BSOC – Gaz naturel tiré du charbon

4.2.1 Raccordements existants pour le GNC

La productivité du gaz naturel tiré du charbon à la fin de 2004 se situait aux environs de 5,6 Mm³/j (0,20 Gpi³/j). En tenant compte des paramètres de rendement estimatifs des raccordements existants pour le GNC (voir annexe B.1), la productivité de ces raccordements devrait s'établir à 4,7 Mm³/j (0,17 Gpi³/j) à la fin de 2005, 4,1 Mm³/j (0,15 Gpi³/j) à la fin de 2006 et 3,6 Mm³/j (0,13 Gpi³/j) à la fin de 2007.

4.2.2 Raccordements futurs pour le GNC

L'ONÉ a estimé le nombre de raccordements futurs pour le GNC de la même manière qu'il s'y est pris afin d'établir le nombre de raccordements futurs projetés pour le gaz classique. Il est possible de passer en revue les facteurs ayant mené à l'estimation du nombre de raccordements pour le GNC en consultant les annexes A.2 à A.8. Le nombre de puits ciblant du GNC (chapeautant la barre illustrant le nombre de puits ciblant du gaz à la figure 4.4) devrait normalement progresser jusqu'à des niveaux approximatifs de 3 400 en 2005, 4 500 en 2006 et 5 400 en 2007. Cette forte hausse de

l'activité de forage ciblant du GNC est surtout le fruit de la mise en valeur massive de la formation de Horseshoe Canyon, qui renferme du GNC, dans le couloir entre Calgary et Edmonton (voir la carte à l'annexe A.2). On s'attend que le nombre de raccordements pour le GNC découlant de cette activité se situe aux alentours de 3 100 en 2005, 4 200 en 2006 et 5 200 en 2007.

Même si les antécédents de production de GNC ne remontent pas à très longtemps, l'Alberta comptait quelque 600 raccordements de ce type en 2003 et 1 400 en 2004, ce qui procure une base de données suffisante en vue de l'évaluation de la productivité initiale du raccordement moyen pour le GNC. Après analyse des années de raccordement 2003 et 2004, la productivité initiale du raccordement moyen pour le GNC, de $2,8 \cdot 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ ($100 \text{ kpi}^3/\text{j}$), a servi dans la présente évaluation des raccordements futurs pour le GNC au cours des trois années de la période de projection. L'Office projette un taux nominal annuel de diminution de 25 % du raccordement moyen pour le GNC, compte tenu des taux de diminution enregistrés à l'égard des raccordements pour le GNC en 2003. En se fondant sur des entretiens avec des représentants de l'industrie, la durée de la première période de diminution a été fixée à 20 mois, puis un taux de diminution annuelle de 12 % a été appliqué aux mois subséquents.

4.3 Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse

La productibilité de la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse était attribuable à quatre champs en 2004. Un cinquième (South Venture) est entré en production au début de 2005 et sa mise en valeur s'est poursuivie pendant le premier semestre. La productibilité totale à la fin de 2004 s'élevait à environ $10,5 \text{ Mm}^3/\text{j}$ ($0,37 \text{ Gpi}^3/\text{j}$).

L'ajout de compression du gaz dans la zone extracôtière du PÉES à la fin de 2006 devrait faire grimper la productibilité de 20 % en 2007.

PERSPECTIVES DE PRODUCTIBILITÉ

Le tableau 5.1 fait état des perspectives de productibilité de gaz naturel au Canada selon la zone d'étude. On y montre la production annuelle moyenne pour 2004 ainsi que la productibilité annuelle moyenne prévue dans chaque zone pour 2005, 2006 et 2007. On s'attend que la productibilité annuelle moyenne au Canada augmente quelque peu et passe de 477 Mm³/j (16,9 Gpi³/j) en 2004 à 491 Mm³/j (17,3 Gpi³/j) en 2007.

5.1 BSOC – Gaz classique

La productibilité annuelle moyenne de gaz classique du BSOC devrait reculer un peu pendant la période de projection, passant de 462 Mm³/j (16,3 Gpi³/j) en 2004 à 453 Mm³/j (16,0 Gpi³/j) en 2007.

T A B L E A U 5 . 1

Perspectives de productibilité de gaz au Canada selon la zone

Nom de la zone	Production annuelle moyenne							
	Données historiques		Projections					
	2004		2005		2006		2007	
	10 ³ m ³ /j	Mpi ³ /j	10 ³ m ³ /j	Mpi ³ /j	10 ³ m ³ /j	Mpi ³ /j	10 ³ m ³ /j	Mpi ³ /j
AB – Piémonts	17,91	632	18,57	655	19,16	677	19,89	702
AB – Z. fr. piémonts	126,82	4 477	129,44	4 569	131,65	4 647	132,92	4 692
AB – Sud-est	79,63	2 811	80,70	2 849	78,83	2 783	76,84	2 712
AB – Centre-est	17,86	630	17,42	615	16,61	586	15,84	559
AB – Centre	45,51	1 606	45,09	1 592	44,48	1 570	43,61	1 540
AB – Nord-est	27,59	974	24,34	859	22,02	777	19,89	702
AB – Nord-ouest	52,76	1 863	50,83	1 794	47,98	1 694	45,27	1 598
BC – Fort St. John	37,09	1 309	36,65	1 294	37,02	1 307	37,44	1 322
BC – Fort Nelson	25,62	904	25,96	916	27,32	964	28,24	997
BC – Piémonts	10,27	363	11,46	405	12,00	423	12,41	438
SK – Centre	5,16	182	5,91	209	5,99	212	6,05	214
SK – Sud-ouest	13,68	483	13,51	477	13,46	475	13,38	472
SK – Sud-est	0,84	30	0,85	30	0,84	30	0,83	29
Yukon et T.N.-O.	1,70	60	1,24	44	0,92	33	0,68	24
Total du gaz classique dans le BSOC	462,46	16 325	461,96	16 307	458,29	16 178	453,30	16 002
AB – GNC	3,75	132	8,47	299	15,84	559	24,59	868
Total du gaz dans le BSOC	466,20	16 457	470,43	16 606	474,14	16 737	477,89	16 870
Côte Est (zone extracôticière)	11,34	400	10,87	384	10,51	371	13,50	477
Total au Canada	477,54	16 857	481,30	16 990	484,65	17 108	491,39	17 346

Dans cet intervalle, la productibilité de gaz classique de l'Alberta, la province qui en produit le plus, devrait quant à elle passer de 368 Mm³/j (13,0 Gpi³/j) en 2004 à 354 Mm³/j (12,5 Gpi³/j) en 2007. Les baisses de production devraient se produire dans les zones d'étude du nord-est et du nord-ouest de l'Alberta où, au total, la production annuelle moyenne passerait de 80 Mm³/j (2,8 Gpi³/j) en 2004 à 65 Mm³/j (2,3 Gpi³/j) en 2007. La productibilité de la zone des piémonts en Alberta devrait s'accroître légèrement alors que les fortes contributions de la zone frontale des piémonts, du sud-est et du centre de l'Alberta devraient demeurer relativement stables pendant la période de projection et se situer de 250 à 255 Mm³/j (8,9 à 9,0 Gpi³/j) au total.

L'Office prévoit une hausse de la productibilité dans les trois zones de la C.-B. pendant la période de projection. De 73 Mm³/j (2,6 Gpi³/j) qu'elle était en 2004, la production annuelle moyenne totale de la C.-B. devrait atteindre 78 Mm³/j (2,8 Gpi³/j) en 2007. Même si l'on s'attend à une forte augmentation des activités de forage dans le nord-est de la C.-B., le taux de diminution initial élevé des nouveaux raccordements pour le gaz dans les zones de Fort St. John et de Fort Nelson fait en quelque sorte contrepoids à la productibilité découlant de telles activités.

La productibilité totale de la Saskatchewan devrait demeurer assez uniforme pendant la période de projection, à 20 Mm³/j (0,7 Gpi³/j).

5.2 BSOC – Gaz naturel tiré du charbon

La production albertaine de GNC a connu une croissance fulgurante depuis quelques années et devrait jouer un rôle encore plus important pour ce qui est de l'offre de gaz canadien pendant la période de projection. L'Office prévoit que la productibilité de GNC sera multipliée par un facteur supérieur à 6 au cours des trois années à venir, passant d'une moyenne annuelle de 3,8 Mm³/j (0,13 Gpi³/j) en 2004 à 24,6 Mm³/j (0,87 Gpi³/j) en 2007. Presque toute la production devrait provenir des gisements houillers de Horseshoe Canyon, dans le centre-sud de l'Alberta.

Les augmentations prévues de la productibilité de GNC nécessitent la poursuite de la croissance des activités de forage ciblant du GNC. Avant 2005, on comptait quelque 2 300 raccordements pour le GNC dans l'Ouest canadien. En 2005, compte tenu des forages anticipés, on devrait en ajouter 3 100. On s'attend que les travaux de forage pour le GNC continuent de croître pendant la période de projection, atteignant un nombre de 5 400 puits ciblant du GNC en 2007 (voir la figure 5.1). D'ici 2007, le GNC devrait compter pour plus ou moins 5 % de la productibilité canadienne globale.

5.3 Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse

Comme le montre la figure 5.2, l'estimation de la productibilité associée au PÉES d'ici 2006 prévoit la diminution naturelle progressive des quatre champs producteurs et tient compte de l'ajout du champ South Venture au début de 2005. La contribution de ce dernier devrait aider à maintenir la production à entre 10 et 11 Mm³/j (0,35 et 0,40 Gpi³/j) pendant la plus grande partie de la période jusqu'à la fin de 2006. Avec la compression du gaz dans la zone extracôtière prévue pour la fin de 2006, la production des champs d'origine devrait atteindre une moyenne de 13 Mm³/j (0,48 Gpi³/j) en 2007. Cependant, la variabilité de la productibilité pendant la période continuera de poser problème aux marchés dans la région.

5.4 Total – Canada

La figure 5.3 fait état des perspectives de productibilité totale de gaz au Canada et montre les principales sources d'approvisionnement au cours de la période de projection. (Nota : La figure 5.3 est

FIGURE 5.1

Forages et productibilité de GNC

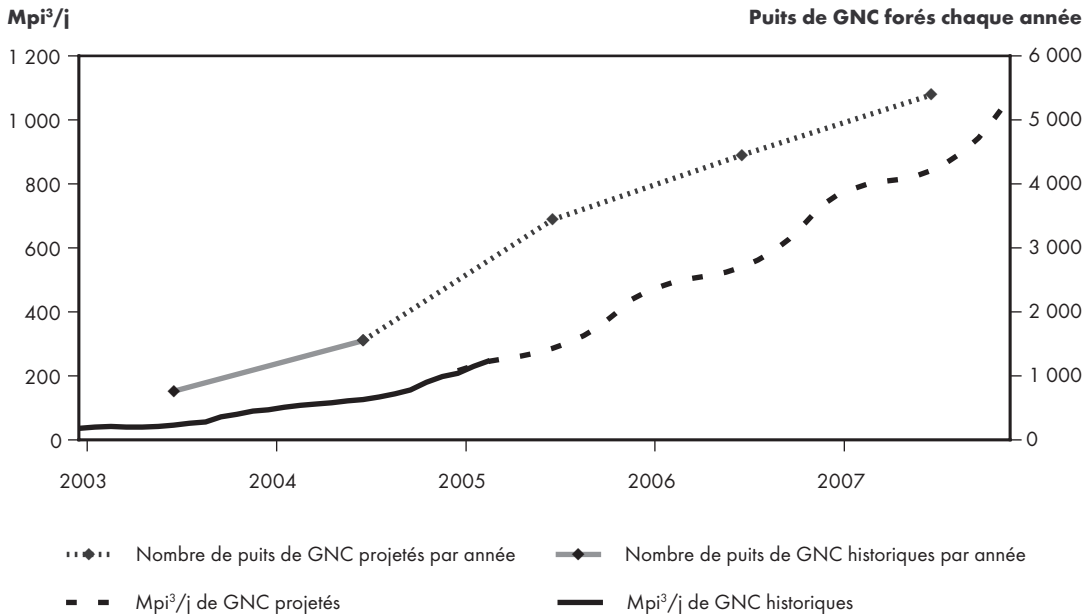
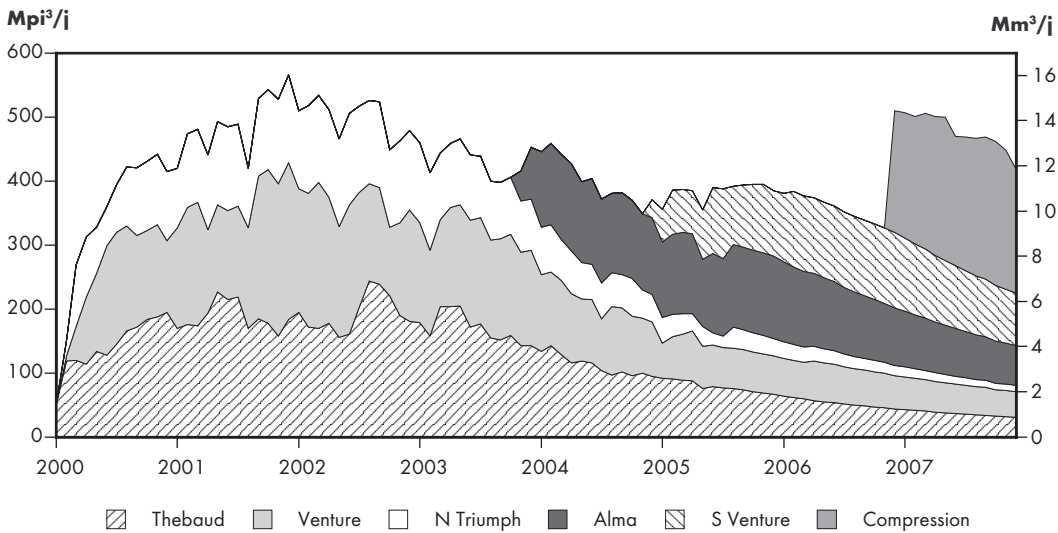


FIGURE 5.2

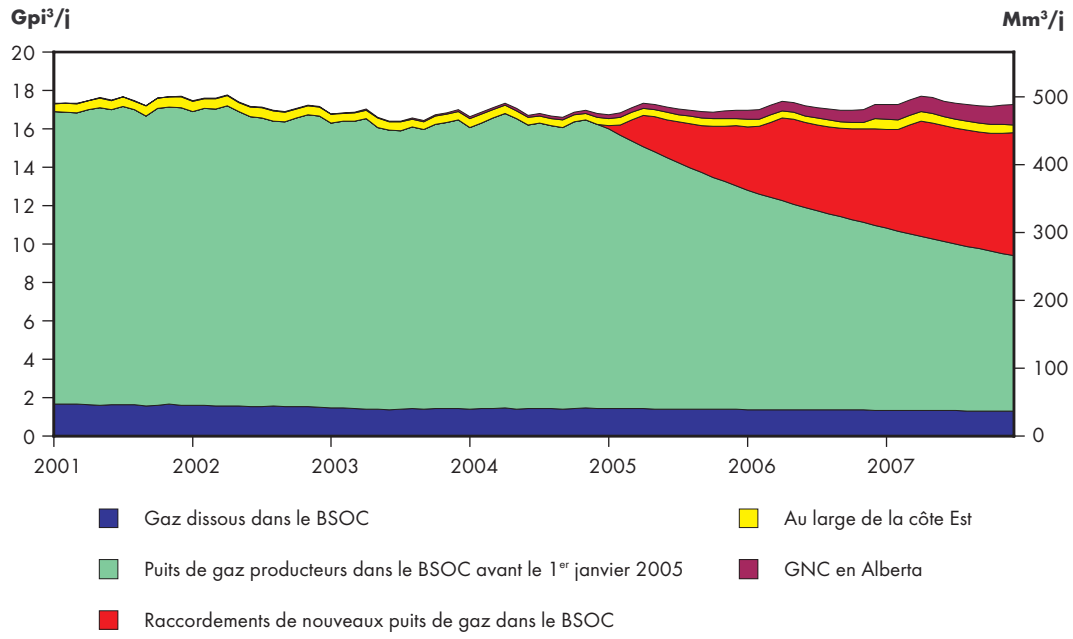
Perspectives de productibilité dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse



reprise de la section de la présente ÉMÉ intitulée *Tour d'horizon*.) L'Office s'attend que la production totale au Canada augmente légèrement pendant la période de projection. Cette augmentation sera le résultat d'un accroissement significatif de la production de GNC qui se greffera aux niveaux assez stables de production de gaz classique qui sont prévus dans le BSOC. Le soubresaut au chapitre de la productibilité qui survient pendant les premiers mois de chaque année de la période de projection découle des variations saisonnières du nombre de raccordements dans le BSOC. La production dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse varie un peu, mais, en moyenne, elle devrait se maintenir près des niveaux actuels durant la plus grande partie de la période de projection.

FIGURE 5.3

Perspectives de productibilité de gaz au Canada



OBSERVATIONS ET ENJEUX

6.1 Observations

Les prix élevés du gaz naturel sur le marché nord-américain font que le parc d'appareils de forage prend de l'ampleur et est utilisé au maximum. C'est ainsi que les travaux de forage ciblant du gaz et du GNC (en termes de jours de forage) devraient progresser de quelque 20 % en 2007 par rapport aux niveaux de 2004. (Nota : On parle ici des activités de forage d'ensemble pour le gaz et le GNC.)

L'Office s'attend que le taux réel de diminution de la production des puits de gaz existants se maintienne autour de 20 % par année. Cela signifie que, chaque année, de nouveaux raccordements devront remplacer environ le cinquième du gaz produit l'année précédente pour maintenir un niveau de production constant.

La tendance à la baisse de la productivité initiale des nouveaux puits de gaz forés dans le BSOC se poursuit. Par conséquent, pour compenser la diminution de la production des puits producteurs, le nombre de nouveaux raccordements devra croître chaque année afin de maintenir les niveaux de production actuels. L'Office estime que le nombre de puits ciblant du gaz (dans le contexte des ressources classiques) passera d'un peu moins de 16 000 en 2004 à environ 16 800 d'ici à 2007, avec diminution de 2 % de la productivité tirée de sources classiques pendant la période de projection.

Le faible recul projeté de la productivité pour les ressources classiques devrait normalement être plus que neutralisé par la hausse phénoménale de la productivité du GNC. L'Office s'attend au forage de quelque 3 400 puits ciblant du GNC en 2005, nombre qui devrait passer à 5 400 en 2007. À des fins de comparaison, il faut savoir qu'en 2001 et en 2002, le nombre moyen de tels puits se situait à quelque 250 par année. Cette croissance explosive du nombre de forages fait en sorte que la productivité de GNC devrait passer d'une moyenne de 8,5 Mm³/j (0,30 Gpi³/j) en 2005 à 24,6 Mm³/j (0,87 Gpi³/j) en 2007.

La contribution de la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse devrait continuer de se situer à entre 10 et 11 Mm³/j (0,35 et 0,40 Gpi³/j) jusqu'à la fin de 2006, puis passer à 13 Mm³/j (0,48 Gpi³/j) en raison de la compression du gaz.

L'accroissement prévu de la productivité du gaz canadien devrait se situer autour de 3 % et permettre de passer d'une moyenne de 478 Mm³/j (16,9 Gpi³/j) en 2004 à une moyenne de 491 Mm³/j (17,3 Gpi³/j) en 2007.

L'activité de forage pour le gaz classique s'intensifie du côté ouest du BSOC. De l'union de prix élevés du gaz, de techniques améliorées et d'une connaissance toujours plus approfondie du potentiel du bassin ainsi que des pratiques d'exploitation des ressources découle la mise en valeur de ressources de gaz classique situées plus profondément dans des gisements plus étanche du côté ouest du bassin. Même si le taux de diminution initial de telles ressources gazières est habituellement marqué, la

progression subséquente vers des taux de diminution très faibles pendant une fort longue durée de vie utile devrait avoir un effet stabilisateur sur la productibilité globale du bassin à long terme. Les caractéristiques de faible diminution de la production des puits de GNC devraient elles aussi avoir un effet de stabilisation sur la productibilité du bassin à long terme.

6.2 Enjeux

Au Canada, les entreprises qui œuvrent dans le secteur amont ont la possibilité de réinvestir dans la productibilité de gaz ou d'investir ailleurs (p. ex., de réinvestir dans le pétrole, d'investir à l'étranger, de procéder à des distributions dans le cadre de fiducies d'énergie ou de racheter des actions).

À ce jour, tout indique que l'industrie réinvestit dans la productibilité de gaz au Canada dans la mesure la plus élevée possible compte tenu des contraintes en matière de main-d'œuvre, de matériel et d'infrastructure.

Les niveaux de productibilité au Canada dépendent en grande partie du degré d'activité de l'industrie, en particulier dans le secteur du forage. Un milieu où prévalent des prix élevés pour le gaz favorise une utilisation intégrale du parc d'appareils de forage dans l'Ouest canadien. Ainsi, c'est la capacité de ce même parc qui limite les activités de forage pendant la période de projection. Un ralentissement des travaux de forage semble peu probable compte tenu des conditions qui prévalent sur le marché. Toutefois, si cela devait survenir pour quelque raison que ce soit, il est certain que le nombre moindre de nouveaux puits de gaz se traduirait en un recul de la productibilité canadienne globale comparativement aux projections présentées dans le présent rapport.

L'élargissement du parc d'appareils de forage du Canada et sa forte utilisation sont principalement attribuables à la solidité des prix du gaz, mais même si ces prix augmentaient grandement, les incidences d'une telle situation ne seraient pas beaucoup plus importantes sur la productibilité que ce qui est projeté dans le présent rapport. Puisque cette ÉMÉ prévoit déjà une forte croissance du parc et l'utilisation de celui-ci à une capacité presque maximale, les travaux de forage ne peuvent pas prendre beaucoup d'ampleur, ce qui limite la productibilité à celle prévue ici, sans égard aux prix du gaz.

Le secteur du forage au Canada est constamment aux prises avec le problème de doter en personnel les nouveaux appareils du parc. Les niveaux futurs de forage anticipés dans le BSOC exigeront une main-d'œuvre compétente et bien formée de manière à s'acquitter des tâches de façon sécuritaire et sans danger pour l'environnement. La capacité de l'industrie à maintenir ou même étendre les niveaux d'utilisation des appareils de forage dépendra en grande partie de la façon dont elle gèrera toute cette question.

Des niveaux d'activité élevés continueront d'exercer des pressions sur les coûts dans le secteur amont de l'industrie. L'escalade des coûts associés au forage, à l'exploitation, aux terres et à l'équipement a occasionné une hausse des dépenses globales de l'industrie. Cependant, à ce jour, la progression des prix du gaz a plus que compensé l'augmentation des coûts et il semble que rien ne s'oppose à ce que cela se poursuive pendant la période de projection.

L'activité de forage accrue centrée sur le GNC sera à l'origine d'une augmentation rapide de la productibilité à partir de cette source. La croissance remarquable à laquelle on s'attend au chapitre de la productibilité de GNC est presque entièrement attribuable à la mise en valeur des gisements houillers de Horseshoe Canyon, dont la croissance devrait se poursuivre pendant encore quelques années. La hausse constante de la productibilité de GNC à plus long terme dépend du succès éventuel de la mise en valeur commerciale des très imposantes ressources de GNC dans la zone de Mannville.

La mise en valeur à plus grande échelle du GNC a soulevé un certain nombre d'inquiétudes dans le grand public, notamment en ce qui concerne la protection de la nappe aquifère, l'accès à la ressource et l'empreinte laissée par les travaux de forage. Les caractéristiques de débit relativement lent du GNC ont soulevé des inquiétudes quant au nombre de puits qui pourraient être requis pour avoir accès à cette ressource. La densité des forages est fonction du nombre de permis émis à cette fin par les organismes provinciaux de réglementation. Elle peut aussi varier en fonction du nombre de puits forés à partir d'un même emplacement. Les travaux du CCM sur le MGH/GNC mis sur pied par la province de l'Alberta permettent de se pencher sur ces questions et d'autres.

Le GNC est principalement constitué de méthane et ne contient que peu ou pas de liquides de gaz naturel. Les répercussions d'une possible dilution au moment de la récupération des liquides de gaz naturel sont également préoccupantes. Ces questions sont traitées plus à fond dans la précédente ÉMÉ de l'Office intitulée *Perspectives à court terme du gaz naturel et des liquides de gaz naturel jusqu'en 2006*.

La variabilité prévue de la productibilité dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse continuera d'être un enjeu pour les marchés de la région pendant la période de projection, car les consommateurs devront s'adapter aux fluctuations de l'offre. Les forages effectués ces dernières années au large de la Nouvelle-Écosse n'ont pas entraîné de découvertes justifiant d'entreprendre des travaux de mise en valeur, une situation qui n'est pas actuellement favorable aux activités d'exploration. À moyen terme, les importations de GNL et d'autres ressources gazières de l'étranger pourraient élargir l'offre dans cette région.

6.3 Conclusions

L'Office entrevoit une légère diminution de la productibilité annuelle moyenne de gaz classique pendant la période de projection, qui devrait passer de 474 Mm³/j (16,7 Gpi³/j) en 2004 à 467 Mm³/j (16,5 Gpi³/j) en 2007. On prévoit que ce recul minime sera plus que neutralisé par la croissance de la productibilité de GNC, laquelle devrait passer de 4 Mm³/j (0,1 Gpi³/j) en 2004 à 25 Mm³/j (0,9 Gpi³/j) en 2007.

Les perspectives de productibilité prennent en compte les niveaux d'exploitation pratiques les plus élevés qui puissent être par l'industrie. Le réinvestissement dans la capacité de forage ne semble pas vouloir vaciller alors que les ajouts annuels prévus au parc d'appareils de forage sont supérieurs de plus de 50 % à ceux d'une année type, poussant à la limite la capacité disponible des ateliers. Les travaux de forage ciblant du gaz devraient progresser de 20 % pendant la période et il est probable que c'est la taille du parc d'appareils qui leur fera surtout obstacle, au même titre que le manque de main-d'œuvre disponible, plutôt que l'absence d'investissements. **Même si les prix demeurent à leur niveau actuel ou s'élèvent encore plus, il est fort probable que ces contraintes empêcheront une plus forte expansion des travaux de forage que celle prévue.**

La productivité initiale des nouveaux puits continue de perdre du terrain, ce qui nécessitera un nombre croissant de nouveaux puits chaque année simplement pour que la productibilité demeure constante. La diminution de la productibilité des puits est attribuable au fait que le BSOC gagne en maturité. De grandes quantités de gaz demeurent inexploitées et les perspectives de forage des sociétés sont meilleures que jamais, mais les gisements sont de moindre envergure et demanderont plus de travail et plus d'effort pour l'ajout de chaque unité de productibilité.

La productibilité de GNC compensera amplement les diminutions qui seront enregistrées, pendant la période, au chapitre des sources de gaz classique. L'industrie semble avoir acquis une bonne connaissance des gisements houillers de Horseshoe Canyon et commence à donner de

l'ampleur à la mise en valeur de cette ressource. **À long terme, un profil de diminution adouci pour le GNC (et pour le gaz situé dans des gisements plus étanches) devrait aider à ralentir quelque peu les reculs pour l'ensemble du bassin.**

La province de l'Alberta, de concert avec l'industrie, se penche sur les aspects de la densité des travaux de forage, de l'accès aux ressources et du bruit ainsi que sur d'autres questions environnementales qui ne pourront manquer de se poser dans le contexte du surcroît d'activité lié au GNC. Une des plus grandes inquiétudes du public porte sur les incidences négatives éventuelles pouvant toucher la nappe aquifère et les sources d'approvisionnement en eau potable.

La productibilité à l'île de Sable devrait gagner 20 % en 2007 avec l'arrivée d'installations de compression du gaz en mer. Ce soubresaut de production précédera une possible croissance de l'offre de GNL ou mise en valeur du gisement de Deep Panuke.

GLOSSAIRE

Année de raccordement	Année associée à l'« entrée en production » d'un raccordement.
Appareil de forage pouvant atteindre de faibles profondeurs	Appareil d'une capacité égale ou inférieure à 1 850 m.
Appareil de forage pouvant atteindre de grandes profondeurs	Appareil d'une capacité supérieure à 3 050 m.
Appareil de forage pouvant atteindre de moyennes profondeurs	Appareil d'une capacité supérieure à 1 850 m, à concurrence de 3 050 m inclusivement.
Catégories d'appareils de forage	Répartition des appareils de forage du parc du BSOC selon qu'ils peuvent atteindre de faibles, de moyennes ou de grandes profondeurs.
Forage ciblant du gaz	S'applique aux travaux de forage, aux jours de forage ou aux puits forés jugés par l'ONÉ comme étant liés à l'exploitation de ressources de gaz classique, à l'exclusion du gaz dissous.
Forage ciblant du GNC	S'applique aux travaux de forage, aux jours de forage ou aux puits forés jugés par l'ONÉ comme étant liés à l'exploitation de ressources de GNC.
Gaz classique	Gaz naturel provenant de toutes les sources d'approvisionnement, exception faite du GNC.
Gaz commercialisable	Gaz naturel qui a subi un traitement destiné à en extraire les impuretés et les liquides. Ce gaz répond aux normes de l'utilisation finale.
Gaz dissous	Gaz naturel produit à partir d'un raccordement de puits de pétrole.
GNC	Gaz naturel tiré du charbon.
Jour de disponibilité	Chaque jour de l'année pour chacun des appareils de forage représente un jour de disponibilité. L'affectation sur l'année des appareils de forage du parc du BSOC entre les diverses zones d'étude donne un nombre total de jours de disponibilité pour l'année dans chaque zone.

Jours de forage	Nombre de jours pendant lesquels un appareil est utilisé pour forer un puits calculé comme suit : date d'achèvement du forage moins la date de démarrage plus 1.
Mois de production normalisé	Pour tout raccordement de puits de gaz et pour tout mois de production, le nombre de mois de production écoulés depuis le premier mois de production de ce raccordement de puits de gaz.
Parc d'appareils de forage du BSOC	Partie du parc d'appareils de forage du Canada jugée, par l'ONÉ, comme œuvrant surtout en Alberta, en C.-B. et dans l'ouest de la Saskatchewan. En sont exclus les appareils de forage du parc du Canada jugés, par l'ONÉ, comme œuvrant surtout dans l'est de la Saskatchewan, l'Est du Canada (en mer et sur la terre ferme) et le Nord canadien (voir l'annexe A.1 pour des détails supplémentaires à ce sujet).
Parc d'appareils de forage du Canada	Appareils de forage énumérés dans le rapport hebdomadaire <i>Rig Locator</i> .
Période de projection	Du 1 ^{er} janvier 2005 au 31 décembre 2007.
Productibilité	Quantité de gaz naturel qui peut être extraite d'un puits, d'un gisement, d'un réservoir de stockage ou d'un système de production au cours d'une période donnée.
Profondeur atteignable	Capacité (en mètres) de chacun des appareils de forage énumérés dans le rapport hebdomadaire <i>Rig Locator</i> .
Puits de gaz	Trou de forage comportant un ou plusieurs horizons géologiques capables de produire du gaz naturel.
Raccordement	Complétion d'un puits, à l'intérieur d'un ou de plusieurs horizons géologiques, pour lequel on a signalé la production de pétrole et/ou de gaz naturel.
Raccordement existant	En production avant le 1 ^{er} janvier 2005.
Raccordement futur	En production à compter du 1 ^{er} janvier 2005.
Raccordement moyen	S'applique aux raccordements pour le gaz comme à ceux pour le GNC et représente la moyenne des caractéristiques de production de TOUS les raccordements (gaz ou GNC) effectués au cours d'une année à l'intérieur d'une zone géographique. Les données de production d'un raccordement moyen dans un groupe quelconque (zone géographique/année de raccordement) sont calculées comme suit : [production totale de tous les raccordements d'un groupe, totalisée par mois de production normalisé]/[nombre total de raccordements dans le groupe].

Raccordement pour le gaz	Raccordement à l'origine de la production de gaz naturel considéré comme du gaz classique. Si le raccordement produit à la fois du pétrole et du gaz naturel, le rapport entre la production cumulative de gaz et la production cumulative de pétrole est utilisé pour classer le raccordement dans la catégorie gaz ou pétrole.
Raccordement pour le GNC	Raccordement à l'origine de la production de gaz naturel considéré comme du GNC.
Raccordement pour le pétrole	Raccordement à l'origine de la production de pétrole NON considéré comme tiré des sables bitumineux. Si le raccordement produit à la fois du pétrole et du gaz naturel, le rapport entre la production cumulative de gaz et la production cumulative de pétrole est utilisé pour classer le raccordement dans la catégorie gaz ou pétrole.
Raccordement pour les sables bitumineux	Raccordement à l'origine de la production de pétrole considéré comme tiré des sables bitumineux.
Ressource ciblée	Pétrole classique, gaz classique, GNC ou pétrole tiré des sables bitumineux. Dans cette ÉMÉ, on juge que le forage de chaque puits vise l'exploitation de l'une ou l'autre des ressources ciblées.
Taux de diminution	Réduction du taux de production dans le temps, à mesure que la ressource s'épuise. Ce taux s'exprime de différentes façons. Dans la présente ÉMÉ, on utilise la diminution exponentielle pour définir les caractéristiques de diminution de la production des puits. Le positionnement du taux de production par rapport à la production cumulative donne alors une ligne droite; la pente de cette ligne représente le taux nominal de diminution (exprimé dans le présent rapport sous forme de fraction par année). Le taux réel de diminution correspond à la baisse de production divisée par le taux de production initial. On peut le convertir en taux nominal comme suit : Taux nominal de diminution = $-\ln(1 - \text{taux réel de diminution})$.
Utilisation des appareils de forage	Dans cette ÉMÉ, s'applique aux appareils de forage du parc du BSOC. L'utilisation est calculée en divisant le nombre de jours de forage par le nombre de jours de disponibilité. L'utilisation est établie de façon distincte pour chaque catégorie d'appareils de forage et chaque zone d'étude dans le BSOC, tel que précisé à l'annexe A.4.
Zone d'étude	Zone du BSOC définie à la figure 2.2 de la présente ÉMÉ.

Le lecteur est prié de consulter le site http://www.neb-one.gc.ca/energy/EnergyReports/EMAGasST/DeliverabilityCanada2005_2007_f.htm

A. Analyse portant sur l'établissement du nombre de raccordements futurs pour le gaz

1. Composition du parc d'appareils de forage du Canada
Emplacement hebdomadaire des appareils en fonction de groupes définis
 - a) Appareils de forage du BSOC
 - b) Appareils de forage de l'est de la Saskatchewan
 - c) Appareils de forage du Nord canadien
 - d) Appareils de forage en mer de la côte Est
 - e) Appareils de forage sur la terre ferme de l'Est du Canada

2. Parc d'appareils de forage du BSOC
Graphiques de la croissance historique et projetée par catégorie
 - a) Faible profondeur
 - b) Moyenne profondeur
 - c) Grande profondeur
 - d) Tous les appareils

3. Parc d'appareils de forage du BSOC
Affectation des jours de disponibilité selon les zones d'étude
 - a) Compte hebdomadaire historique des appareils de forage répartis entre les trois grandes régions géographiques (Nord, Sud et Ouest)
 - i. Faible profondeur
 - ii. Moyenne profondeur
 - iii. Grande profondeur

 - b) Tableaux d'affectation annuelle historique et projetée des jours de disponibilité selon les zones étudiées
 - i. Faible profondeur
 - ii. Moyenne profondeur
 - iii. Grande profondeur

-
4. Tableaux d'utilisation historique et projetée des appareils de forage
 - a) Faible profondeur
 - b) Moyenne profondeur
 - c) Grande profondeur
 5. Tableaux des cibles de forage historiques et projetées
 - a) Faible profondeur
 - b) Moyenne profondeur
 - c) Grande profondeur
 6. Journées de forage par puits selon la cible et la zone d'étude
 - a) Faible profondeur
 - b) Moyenne profondeur
 - c) Grande profondeur
 7. Niveaux d'activité historiques et projetés dans chacune des zones d'étude pour les puits ciblant du gaz et du GNC
 - a) Tableau sur les jours de forage
 - b) Tableau sur les puits
 8. Rapport entre les raccordements annuels et le nombre de puits ciblant du gaz et du GNC forés chaque année dans chacune des zones d'étude
 9. Fraction des raccordements annuels pour le gaz selon le mois et la zone d'étude
 - a) Gaz classique – Tableaux
Graphiques pour chaque zone d'étude
 - b) GNC – Tableaux
Graphiques pour les zones du sud-est et du centre de l'Alberta

B. Analyse portant sur le rendement de la production

1. Paramètres de rendement par groupe de raccordements existants applicables aux zones d'étude dans le BSOC
 - Regroupements par année de raccordement de tous les raccordements pour le gaz effectués avant le 1^{er} janvier 2004
 - Regroupements par année de raccordement de tous les raccordements pour le GNC effectués avant le 1^{er} janvier 2004
 - Paramètres de productibilité du gaz dissous
2. Paramètres de rendement historique et projeté à l'égard des raccordements de puits de gaz moyens et des raccordements moyens pour le GNC selon l'année de raccordement et la zone d'étude

-
3. Tendance de la productivité initiale des raccordements moyens pour le gaz selon la zone d'étude
- Annexes B.3.a à B.3.l : graphiques illustrant la tendance au fil du temps de la productivité initiale dans chaque zone d'étude
 4. Graphiques de rendement (taux et production cumulative) à l'égard des raccordements moyens historiques et projetés pour le gaz dans chacune des zones d'étude
- Annexes B.4.a à B.4.l : graphiques illustrant les profils de production du raccordement moyen pour le gaz selon les années dans chaque zone d'étude

C. Analyse du gaz naturel tiré du charbon (GNC)

1. Description du processus privilégié afin de constituer la liste des raccordements pour le GNC
2. Carte des zones abritant du GNC (Horseshoe Canyon et Mannville) ainsi que des raccordements pour le GNC

