

Office national
de l'énergie



National Energy
Board

Productibilité à court terme
de **gaz naturel** au Canada

2004 - 2006

gaz

gaz

gaz

gaz

Évaluation du marché de l'énergie • Novembre 2004

Canada

Office national
de l'énergie



National Energy
Board

Productibilité à court terme
de **gaz naturel** au Canada

gaz 2004 - 2006
gaz
gaz
gaz

Évaluation du marché de l'énergie • Novembre 2004

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 2004

N° de cat. NE23-123/2004F
ISBN 0-662-78392-1

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 2004

Cat. No. NE23-123/2004E
ISBN 0-662-38704-X

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

TABLE DES MATIÈRES

Liste des figures et des tableaux	iii
Liste des sigles et abréviations, unités de mesure et facteurs de conversion	iv
Avant-propos	v
Tour d’horizon	vi
Chapitre 1 : Introduction	1
Chapitre 2 : Mise en contexte	2
2.1 BSOC – Offre de gaz classique	3
2.2 BSOC – Gaz naturel tiré du charbon (GNC)	4
2.3 Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse	5
Chapitre 3 : Méthodologie	6
3.1 BSOC – Offre de gaz classique	6
3.1.1 Raccordements de puits de gaz existants	7
3.1.2 Raccordements de puits de gaz futurs	7
3.1.2.1 Rendement des raccordements de puits de gaz futurs	8
3.1.2.2 Nombre de raccordements de puits de gaz futurs	11
3.1.3 Yukon et Territoires du Nord-Ouest	11
3.1.4 Gaz dissous	11
3.2 BSOC – GNC	12
3.3 Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse	12
Chapitre 4 : Paramètres de productibilité – Résultats	13
4.1 BSOC – Offre de gaz classique	13
4.1.1 Diminution de la production à partir des raccordements de puits de gaz existants et du gaz dissous	13
4.1.2 Raccordements de puits de gaz futurs	13
4.1.2.1 Paramètres de rendement pour les raccordements de puits de gaz moyens futurs	13
4.1.2.2 Nombre de raccordements de puits de gaz futurs	15

4.2	BSOC – GNC	16
	4.2.1 Raccordements de puits de GNC existants	16
	4.2.2 Raccordements de puits de GNC futurs	16
4.3	Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse	16
Chapitre 5 : Perspectives de productibilité		18
5.1	BSOC – Gaz classique	18
5.2	BSOC – GNC	19
5.3	Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse	19
5.4	Productibilité totale au Canada	20
Chapitre 6 : Conclusion et implications		22
Glossaire		24
Annexes		26

FIGURES

2.1	Zones de production gazière au Canada	2
2.2	Zones d'étude dans le BSOC	3
2.3	Production de gaz classique dans le BSOC par année de raccordement	4
2.4	Production gazière dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse	5
3.1	Exemple de graphique de la diminution de la production de groupe (zone frontale des piémonts de l'Alberta; année de raccordement 1999)	8
3.2	Exemple de graphique de la diminution de la production du raccordement de puits de gaz moyen (zone frontale des piémonts de l'Alberta; année de raccordement 1999)	9
3.3	BSOC – Rendement du raccordement de puits de gaz moyen	10
3.4	Exemple de productivité initiale du raccordement de puits de gaz moyen par année de raccordement (zone : sud-est de l'Alberta)	10
4.1	BSOC – Productivité initiale des raccordements de puits de gaz moyens par année de raccordement	14
4.2	Utilisation des appareils de forage présents dans l'Ouest canadien	15
5.1	Forages et productibilité de GNC	20
5.2	Perspectives de productibilité dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse	20
5.3	Perspectives de productibilité de gaz au Canada	21

TABLEAUX

4.1	Caractéristiques de production des raccordements de puits de gaz moyens par zone en 2004, 2005 et 2006	14
4.2	Raccordements de puits de gaz projetés par zone	16
5.1	Perspectives de productibilité du gaz naturel au Canada par zone	18

SIGLES ET ABRÉVIATIONS, UNITÉS DE MESURE ET FACTEURS DE CONVERSION

Sigles et abréviations

BSOC	Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
C.-B.	Colombie-Britannique
ÉME	Évaluation du marché de l'énergie
GNC	Gaz naturel tiré du charbon
ONÉ	Office national de l'énergie
PÉES	Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable

Unités de mesure

m ³	= mètre cube
kpi ³	= millier de pieds cubes
Mpi ³	= million de pieds cubes
Gpi ³	= milliard de pieds cubes
m ³ /j	= mètre cube par jour
Mm ³ /j	= million de mètres cubes par jour
kpi ³ /j	= millier de pieds cubes par jour
Mpi ³ /j	= million de pieds cubes par jour
Gpi ³ /j	= milliard de pieds cubes par jour
GJ	= Gigajoule

Facteurs de conversion

1 Mm ³ (à pression absolue de 101,325 kPa et 15 °C)	= 35,3 Mpi ³ (à pression absolue de 14,73 lb/po ² et 60 °F)
1 GJ	= 0,95 kpi ³

AVANT-PROPOS

Dans le cadre de son mandat, prévu par la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, l'Office national de l'énergie (l'ONÉ ou l'Office) étudie l'ensemble des questions ressortissant au Parlement relatives au domaine de l'énergie. Afin de s'acquitter de ces responsabilités, l'Office surveille en permanence l'offre des produits énergétiques au Canada (notamment l'électricité, le pétrole, le gaz naturel et les liquides de gaz naturel) ainsi que la demande de produits énergétiques canadiens, tant au pays que sur les marchés d'exportation. L'Office publie des rapports sur l'énergie, communément appelés Évaluation du marché de l'énergie (ÉME), qui portent sur différents aspects du marché de l'énergie au Canada. Ces rapports comprennent à la fois des évaluations à long terme de l'avenir énergétique du Canada et des documents spécifiques sur les questions actuelles ou à venir se rapportant aux marchés de l'énergie.

En plus de son mandat de surveillance des marchés énergétiques au Canada, l'Office a d'autres responsabilités spécifiques de surveillance qui découlent de ses responsabilités réglementaires. L'Office doit surveiller les marchés énergétiques au pays afin d'assurer le respect des exigences du Canada en matière d'énergie à des prix équitables.

La présente ÉME, intitulée *Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada, 2004–2006*, examine les facteurs qui influent à court terme sur l'offre de gaz naturel et établit les perspectives de productibilité d'ici 2006. Elle vise à mieux cerner la situation de l'offre de gaz naturel à court terme, en examinant les tendances récentes concernant les caractéristiques de production dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (le BSOC) et dans la zone au large de la côte Est, puis en établissant par extrapolation les perspectives de productibilité à court terme au Canada. Elle constitue en outre une mise à jour de l'ÉME publiée par l'Office en décembre 2003 et intitulée *Prévisions à court terme concernant la productibilité de gaz naturel dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, 2003–2005*.

Pendant l'élaboration du présent rapport, l'ONÉ a tenu des réunions et a eu des entretiens avec des producteurs de gaz naturel, des sociétés pipelinières et des associations de l'industrie gazière. Leurs commentaires et renseignements sont fort appréciés.

Prière d'adresser vos questions ou commentaires sur cette ÉME à l'une ou l'autre des personnes suivantes :

Ken Martin
Paul Mortensen

téléphone : (403) 299-3107, courriel : kmartin@neb-one.gc.ca
téléphone : (403) 299-2712, courriel : pmortensen@neb-one.gc.ca

TOUR D'HORIZON

Pendant la plus grande partie de la présente décennie, les marchés gaziers en Amérique du Nord ont présenté un équilibre extrêmement précaire entre l'offre et la demande. Depuis 2001, l'offre ne croît plus et la demande a été modifiée en fonction de l'expansion des marchés. Ces conditions ont poussé le marché à la limite de son élasticité, ce qui a favorisé des prix élevés et instables pour le gaz naturel. Au cours de la dernière année, la flambée des prix du pétrole a exacerbé le mouvement ascensionnel de ceux du gaz en amenuisant les possibilités de substitution de combustibles. Dans un marché où l'équilibre est aussi précaire, le rôle fondamental de l'offre de gaz au Canada prend une importance encore plus grande. L'objectif de cette évaluation est de présenter les perspectives de productibilité de gaz naturel au Canada d'ici la fin de 2006.

Une production gazière en hausse au Canada a permis de répondre à une grande partie de l'accroissement de la demande américaine pendant les années 1990 et représente, à ce jour, presque le quart du gaz consommé dans les deux pays¹. Depuis 2001, la production canadienne a atteint un plateau qu'elle n'a pu quitter en dépit des prix élevés et d'une activité de forage record.

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 provient de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan, dans des proportions respectives de plus ou moins 16 % et 4 %. Le gaz classique du BSOC continuera de représenter la plus grande partie du gaz produit au Canada pour la période visée par cette évaluation, mais l'intérêt soulevé par la mise en valeur commerciale du gaz naturel tiré du charbon (GNC)² est de plus en plus grand. 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 de répondre aux besoins des consommateurs des Maritimes et de desservir certains marchés d'exportation du Nord-Est des États-Unis. Pour cette évaluation, des calculs estimatifs de productibilité distincts sont produits pour le gaz classique du BSOC, le GNC et la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse.

L'Office prévoit que la productibilité annuelle moyenne de gaz au Canada augmentera légèrement pendant la période visée, passant de 469 Mm³/j (16,6 Gpi³/j) en 2003 à 473 Mm³/j (16,7 Gpi³/j) en 2004, puis à 477 Mm³/j (16,9 Gpi³/j) d'ici 2006. Les niveaux de productibilité de gaz classique dans le BSOC et de gaz dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse se maintiendront respectivement, pendant cette même période, autour de 456 Mm³/j (16,1 Gpi³/j) et 11 Mm³/j (0,4 Gpi³/j). La légère augmentation de la productibilité est en grande partie attribuable à la hausse prévue pour le GNC, dont la productibilité devrait passer de 3 Mm³/j (0,1 Gpi³/j) en 2004 à 11 Mm³/j (0,4 Gpi³/j) en 2006.

Compte tenu de taux de production et de diminution assez stables dans les zones de gaz classique du BSOC, il faudra remplacer la productibilité perdue chaque année par de nouveaux raccords de

-
1. Le gaz canadien répond à toutes fins utiles à l'ensemble de la demande au pays ainsi qu'à quelque 16 % de celle aux États-Unis.
 2. Également connu sous le nom de méthane des gisements houillers ou MGH.

puits. Toutefois, la productivité initiale moyenne des nouveaux raccordements dans ces zones continue d'être en baisse. Afin de neutraliser ce recul de productivité, un nombre croissant de nouveaux raccordements de puits de gaz sera requis chaque année pour que la productivité de gaz classique dans le BSOC puisse se maintenir.

Le nombre de puits de GNC à forer devrait beaucoup augmenter au cours de la période visée alors que la mise en valeur de ce gaz sort de son état embryonnaire. En outre, un autre champ devrait entrer en production dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse et s'ajouter aux quatre champs producteurs actuels.

En bref, l'augmentation modeste prévue au niveau de la productivité de gaz au Canada devrait être le fruit d'une activité de forage accrue, le nombre de puits de gaz forés devant passer de 15 100 en 2003 à 15 600 en 2004 et atteindre 17 900 en 2006. Il s'agira, pour la majeure partie, de puits forés dans les zones de gaz classique du BSOC. On prévoit que les prix du gaz naturel canadien continueront de se situer au-dessus de 4,75 \$/GJ (5,00 \$/kpi³)³ pendant la période visée, ce qui suffira à produire les flux de trésorerie voulus pour financer les travaux envisagés.

3. Dans ce rapport, tous les prix sont indiqués en dollars canadiens courants pour le carrefour AECO en Alberta.

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–États-Unis en 2003. En raison même de cette proportion considérable de l’approvisionnement du continent nord-américain, il existe un intérêt marqué au niveau des perspectives de la production gazière au Canada pour les quelques prochaines années. Le principal objectif du présent rapport est de présenter les perspectives actuelles de l’Office en matière de productibilité de gaz naturel au Canada d’ici la fin de 2006.

Les ÉMÉ précédentes portant sur la productibilité à court terme traitaient exclusivement du gaz naturel en provenance de l’Ouest canadien. Celle-ci va au-delà d’une telle analyse en examinant la productibilité dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse. Qui plus est, en raison de l’intérêt croissant suscité par le GNC et de l’évolution rapide de ce secteur, on a fait une place plus grande à ce gaz dans l’Ouest canadien. L’évaluation étudie également l’incidence de prix plus fermes et de revenus accrus, pour le secteur amont, découlant de la productibilité et du forage de puits de gaz.

Le chapitre 2 met en contexte l’offre canadienne, avec 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. Cette démarche comprend l’analyse de la diminution tendancielle de la production, par région, 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. Le calcul des flux de trésorerie estimatifs et les perspectives de forage correspondantes sont aussi présentés.

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

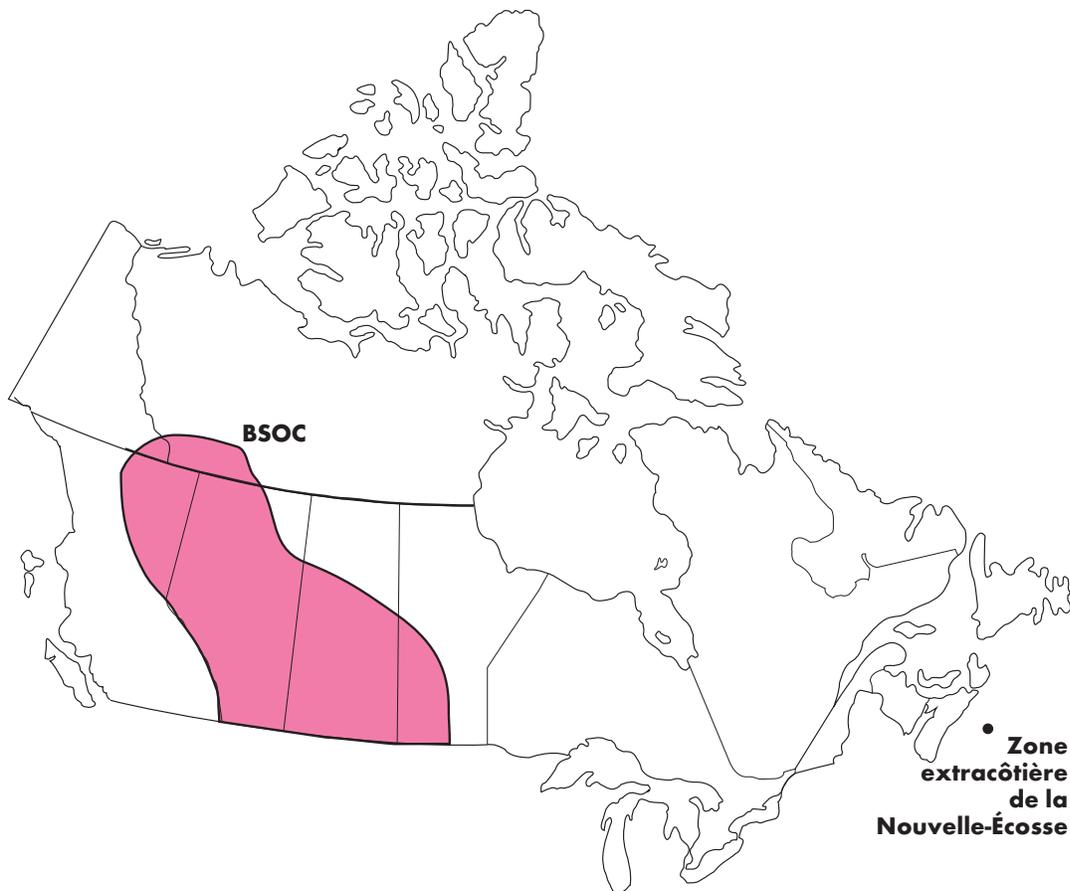
Les perspectives de productibilité de l’Office pour le gaz naturel canadien se trouvent au chapitre 5. Quant aux conclusions et implications possibles des résultats de l’évaluation, elles sont présentées au chapitre 6.

MISE EN CONTEXTE

Depuis toujours, le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (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 de ce gaz au pays⁴. L'emplacement des régions productrices de gaz est illustré à la figure 2.1. Suivent une description des principales caractéristiques des régions et un résumé de la production récente.

FIGURE 2.1

Zones de production gazière au Canada



⁴ 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 ici ne tiendra pas compte de ces faibles volumes de production.

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, 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 du Manitoba à l'heure actuelle est nul.

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 ayant des caractéristiques similaires aux fins des analyses de la diminution de la production. Pour cette évaluation, le BSOC a donc été divisé en 14 régions, dont les caractéristiques de production sont semblables et qui sont exposées à la figure 2.2.

La production gazière mensuelle dans le BSOC selon l'année de raccordement est illustrée à la figure 2.3. Depuis quelques années, la production gazière dans le BSOC est stable et se situe autour de 450 Mm³/j (16 Gpi³/j) alors que les effets d'une grande activité de forage ont été neutralisés par des taux de diminution plus marqués ainsi que par une productivité moindre des nouveaux puits. En outre, le rôle de plus en plus essentiel des nouveaux forages se précise car, en 2003, environ la moitié de la production provenait de puits forés au cours des cinq années précédentes.

FIGURE 2.2

Zones d'étude dans le BSOC

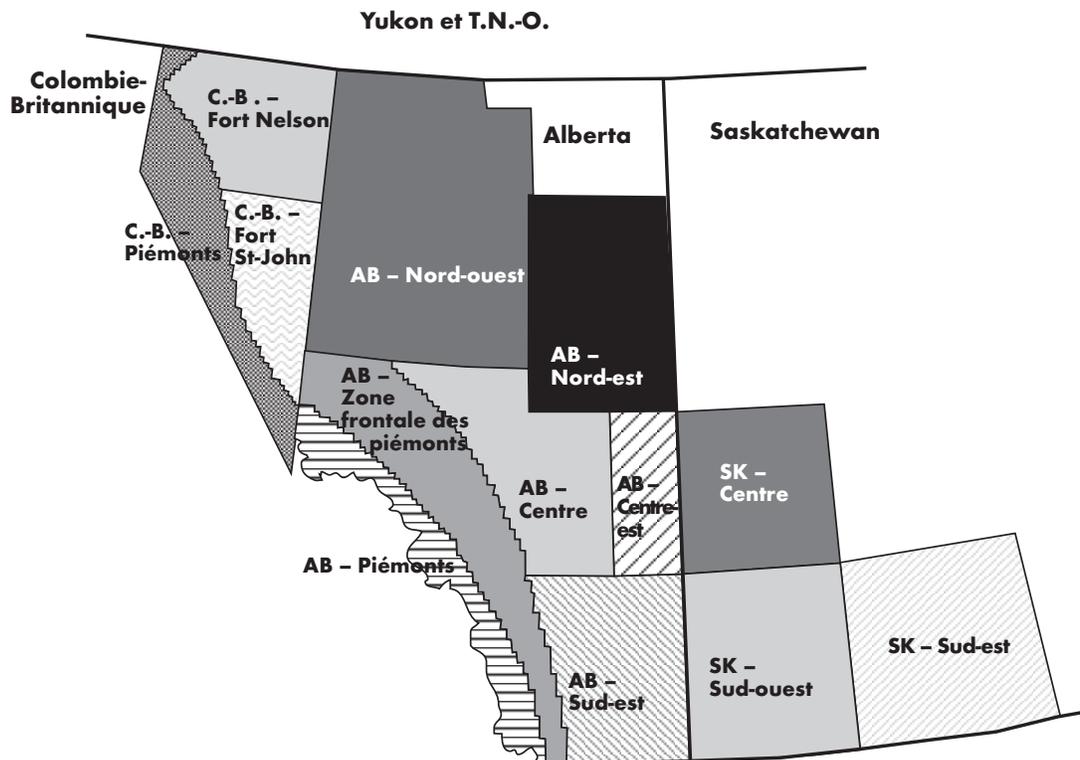
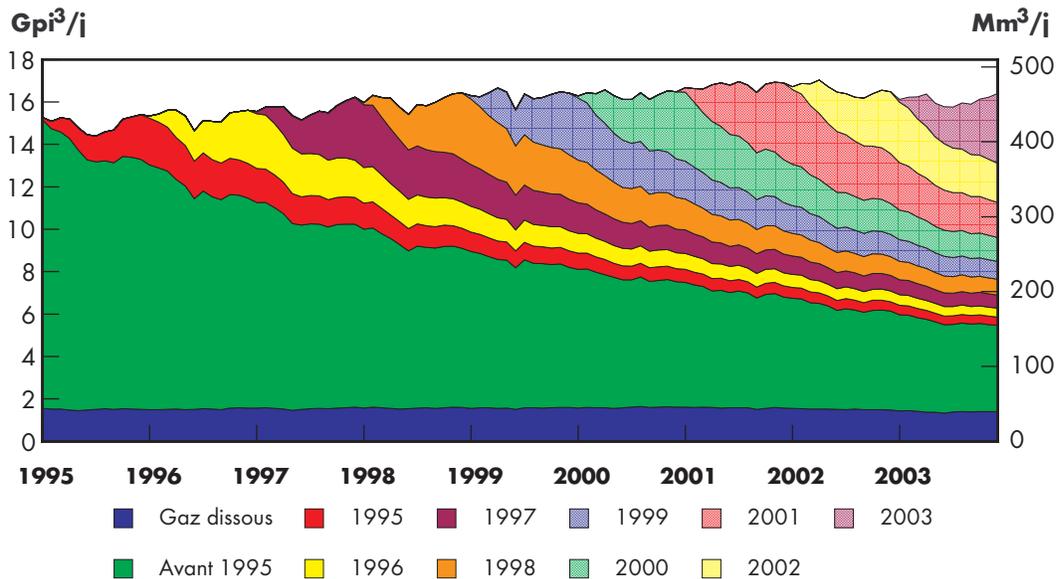


FIGURE 2.3

Production de gaz classique dans le BSOC par année de raccordement



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

2.2 BSOC – Gaz naturel tiré du charbon (GNC)

Le gaz naturel tiré du charbon est une source d’approvisionnement émergente 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 au niveau 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 Horseshoe Canyon. Actuellement, du GNC est produit à partir des gisements houillers de Horseshoe Canyon dans le centre-sud de l’Alberta. Ces derniers renferment des concentrations relativement faibles de gaz naturel, mais ils sont assez peu profonds, en plus d’être secs et plus perméables que d’autres. Les possibilités semblent plus intéressantes dans les gisements houillers profonds de Mannville, dont la mise en valeur demeure toutefois à l’étape 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 réinjecter dans des formations encore plus profondes, avant l’entrée en production. Aucune production commerciale n’est envisagée pendant la période de projection.

La production de GNC en Alberta se situait aux alentours de 2,1 Mm³/j (75 Mpi³/j) à la fin de 2003. Au milieu de 2004, ces volumes avaient atteint quelque 2,8 Mm³/j (100 Mpi³/j). Presque toute cette production provient des gisements houillers de Horseshoe Canyon. Il est à remarquer que la production tirée des puits de GNC peut également comprendre certains volumes de gaz classique, car le charbon s’intercale souvent entre des gisements de tel gaz. Contrairement aux diminutions rapides de production des puits de gaz classique peu profonds, il semble que la durée de production des puits de GNC pourrait atteindre jusqu’à 30 ans et que les diminutions seraient très graduelles.

2.3 Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse

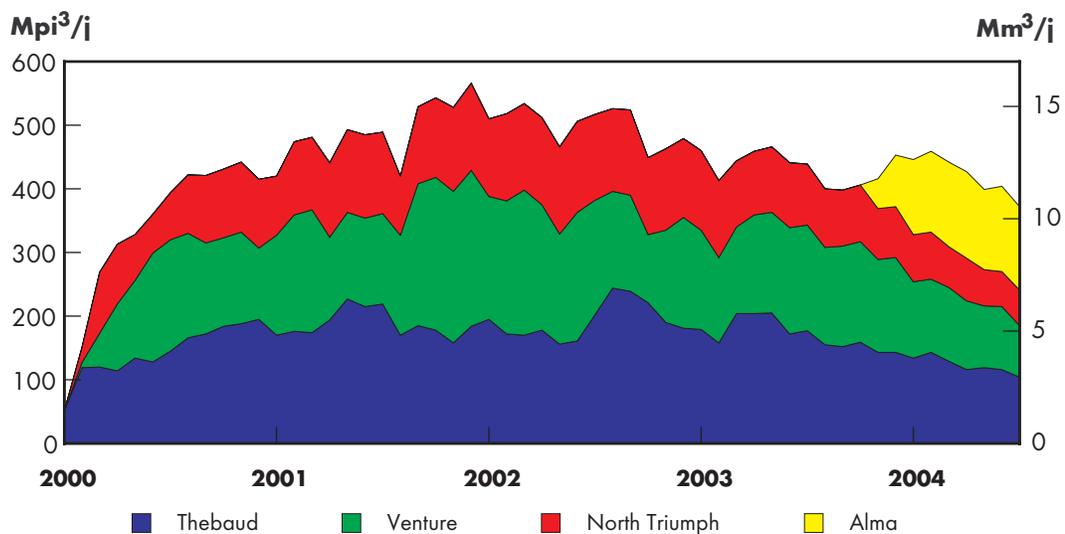
Depuis le début de la décennie, la production gazière provenant de la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse est devenue un élément vital à l'échelle régionale, permettant pour la première fois aux consommateurs des Maritimes d'avoir recours au gaz naturel. Par ailleurs, cette source d'approvisionnement a été à l'origine d'exportations de taille dans le Nord-Est des États-Unis. La production provient du Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable (PÉES). Ce projet est entré en production à la fin de 1999 et compte actuellement pour plus ou moins 2 % de la productibilité de gaz naturel au Canada, avec environ 11 Mm³/j (400 Mpi³/j).

Tel qu'indiqué à la figure 2.4, les trois champs d'origine du PÉES ont présenté des diminutions de production naturelles de 28 % à 34 % 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 (130 Mpi³/j) à la production et ainsi de neutraliser les diminutions des autres champs jusqu'en mars. Entre mars et août, la production gazière du PÉES a régressé, passant d'environ 12,5 Mm³/j à 10,8 Mm³/j (de 440 Mpi³/j à 380 Mpi³/j).

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 élevés. 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, de l'ajout d'un nouveau champ et d'une compression accrue de tous ces champs pendant la période visée.

FIGURE 2.4

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)

MÉTHODOLOGIE

La productibilité future de gaz naturel au Canada 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 dans une mesure toujours plus grande le GNC de l'Ouest canadien. 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. Pour les calculs estimatifs de la productibilité de GNC, le recours aux données sur le gaz classique dans le bassin se complique en raison d'une production éparse. Puisque les données sont limitées, l'Office a consulté des représentants de l'industrie afin de 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 sur la production passée proviennent d'un nombre restreint de puits à l'intérieur de champs clairement délimités. Cette production est tirée d'un grand projet unique et il est probable qu'un seul autre champ y sera raccordé pendant la période de projection. Les calculs estimatifs sur la productibilité de gaz dans cette zone se concentrent donc spécifiquement sur le PÉES.

3.1 BSOC – Offre de gaz classique

La méthode utilisée dans cette ÉMÉ pour calculer la productibilité gazière du BSOC peut se résumer comme suit :

$$\text{Productibilité future} = [\text{productibilité future des raccordements de puits de gaz existants}] + [\text{productibilité des raccordements de puits de gaz futurs}] + [\text{productibilité en gaz dissous}]$$

La formule ci-dessus est appliquée à chaque zone géographique 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 de puits de gaz existants* sont considérés comme étant ceux qui sont entrés en production avant le 1^{er} janvier 2004 et les *raccordements de puits de gaz futurs* sont ceux qui ont été mis en service après cette date.

Pour obtenir une estimation de la **productibilité future des raccordements de puits de gaz existants** dans chaque zone géographique, 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.

Pour évaluer la **productibilité des raccordements de puits de gaz futurs**, on a procédé à une analyse de la diminution de la production à partir des données pertinentes pour le « raccordement

de puits de gaz moyen » dans chaque zone géographique⁵. L'analyse menée sur les raccordements de puits de gaz moyens est fort semblable à celle exécutée pour les raccordements de puits de gaz 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 antérieures ont servi à établir les paramètres qui définissent la productibilité prévisible pour les raccordements futurs. Le nombre envisagé de raccordements de puits de gaz futurs est estimé et appliqué à la productivité prévue pour le raccordement de puits de gaz moyen des années à venir afin d'en arriver à la productibilité des raccordements futurs.

La **productibilité en 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 pour tous les raccordements de puits de pétrole dans chaque zone géographique et une analyse de la diminution de la production a été exécutée afin d'obtenir les paramètres qui définissent la productibilité future en gaz dissous.

Tous les raccordements qui produisent du gaz ou du pétrole ont été regroupés dans deux catégories, gaz (« raccordements de puits de gaz ») et pétrole (« raccordements de puits de pétrole »), à partir de la production cumulative et du ratio gaz/pétrole cumulatif de chaque raccordement. Le GNC est inclus dans les « raccordements de puits de gaz », mais cette ressource est évaluée séparément des raccordements effectués à partir de sources classiques.

3.1.1 Raccordements de puits de gaz existants

À l'intérieur de chacune des zones de production de l'Alberta, de la Colombie-Britannique 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 de puits de gaz selon leur année, puis on a effectué une analyse de la diminution de la production pour chaque groupe.

Pour un ensemble de raccordements de puits de gaz (regroupés par zone géographique et par année de raccordement), on a calculé la production totale de gaz commercialisable pour chaque mois civil et on a tracé un graphique du taux de production de cet ensemble en fonction de la production cumulative afin de déterminer les paramètres suivants :

- productibilité du groupe au 31 décembre 2003,
- taux anticipé(s) de diminution (courbe exponentielle).

On peut appliquer les paramètres ci-dessus pour estimer la productibilité future de chaque groupe de raccordements de puits de gaz existants. 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 1999, 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 de la droite formée par les données de production antérieures, sur le graphique du taux de production par rapport à la production cumulative. Le taux de diminution ainsi établi est le taux nominal annuel de la diminution de la production.

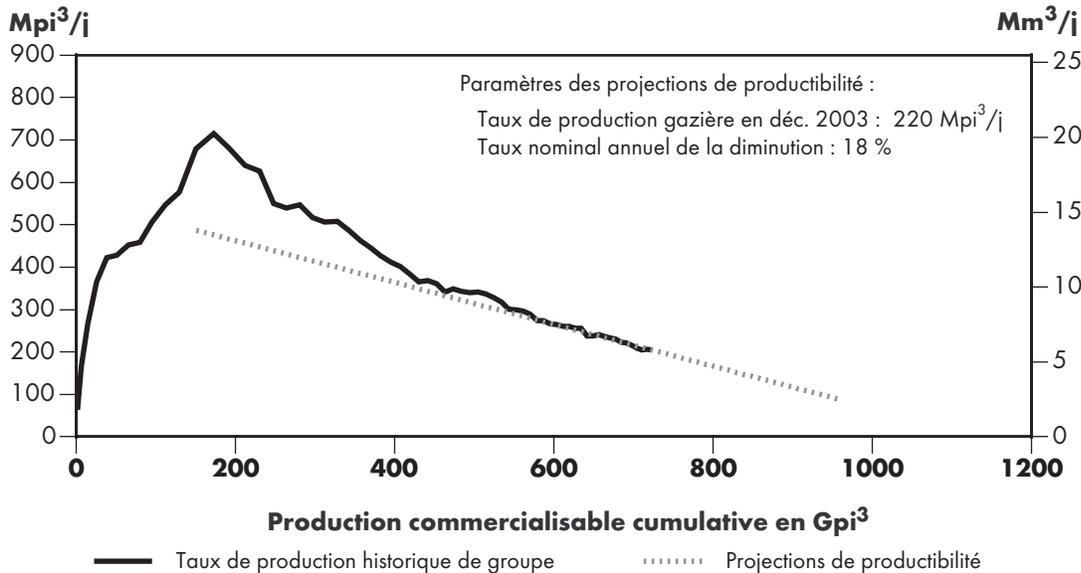
3.1.2 Raccordements de puits de gaz futurs

La productibilité des raccordements de puits de gaz futurs devrait représenter une composante importante de la productibilité de gaz pendant la période de projection. Afin d'obtenir la

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

FIGURE 3.1

**Exemple de graphique de la diminution de la production de groupe
(zone frontale des piémonts de l'Alberta; année de raccordement 1999)**



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

productivité estimative en provenance de cette source, il faut d'abord estimer le nombre de raccordements de puits de gaz futurs et les caractéristiques de la production moyenne de ces raccordements. Des deux paramètres, c'est le nombre de raccordements de puits de gaz futurs dans le BSOC qui est le plus difficile à établir. L'effort de forage n'a pas été constant dans le passé et nombreux sont les facteurs qui ont une incidence sur de tels travaux, notamment les conditions du marché, la disponibilité d'appareils de forage, les conditions météorologiques et l'apparition de nouvelles zones prometteuses. Dans cette section est décrite l'évaluation des caractéristiques de rendement de la production du raccordement de puits de gaz futur moyen, puis on y traite de la méthodologie employée dans l'ÉME pour établir le nombre de raccordements futurs.

3.1.2.1 Rendement des raccordements de puits de gaz futurs

Pour évaluer la productivité des raccordements de puits de gaz classique futurs dans le BSOC, on a procédé à une analyse de la diminution de la production à partir des données portant sur le « raccordement de puits de gaz moyen » dans chaque zone géographique.

L'analyse de la diminution de la production du raccordement de puits de gaz moyen dans chaque zone 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 présente un exemple du type de graphique généré au cours d'une analyse de la diminution de la production pour un raccordement de puits de gaz moyen. Cette figure porte sur l'analyse de la zone frontale des piémonts de l'Alberta pour les raccordements de puits de gaz mis en production en 1999. Des graphiques de ce genre ont été préparés pour toutes les zones géographiques et pour toutes les années de raccordement entre 1995 et 2003.

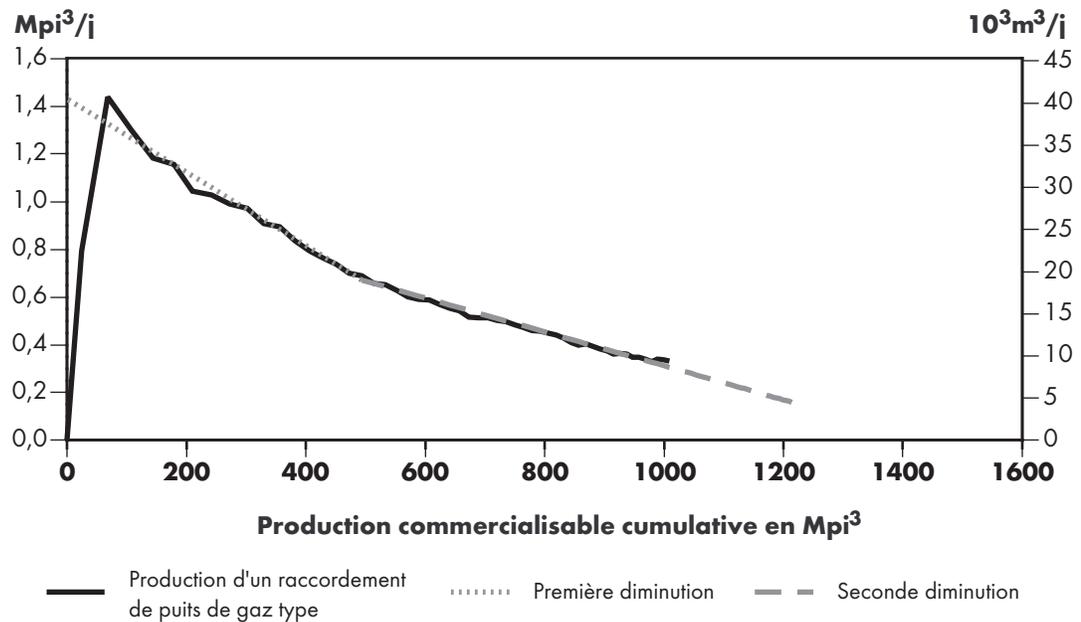
L'analyse de la diminution de la production (figure 3.2) permet d'obtenir des paramètres qui définissent la productivité des raccordements de puits de gaz moyens au cours des années antérieures. Les tendances qui ressortent clairement au niveau du rendement des puits dans les années passées ont été cernées afin d'obtenir des paramètres qui pourraient être appliqués aux raccordements de puits de gaz futurs. L'évaluation des paramètres de rendement des années antérieures permet de constater que 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 géographique, de sorte qu'il est raisonnable d'appliquer ces paramètres antérieurs aux raccordements de puits de gaz futurs dans chacune de ces zones. Cependant, la productivité initiale du puits de gaz moyen décroît habituellement d'une année à l'autre.

L'examen du rendement du raccordement de puits de gaz moyen 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 de puits de gaz moyen au cours des dernières années et celui projeté pour chaque zone géographique sont présentés à l'annexe 1.

Afin d'établir la productivité initiale des raccordements de puits de gaz moyens à l'avenir, l'Office a étudié la tendance affichée par les productivités initiales au fil des ans dans chaque région et les valeurs projetées pour les années postérieures qui correspondaient à la tendance passée. La figure 3.4

FIGURE 3.2

Exemple de graphique de la diminution de la production du raccordement de puits de gaz moyen (zone frontale des piémonts de l'Alberta; année de raccordement 1999)

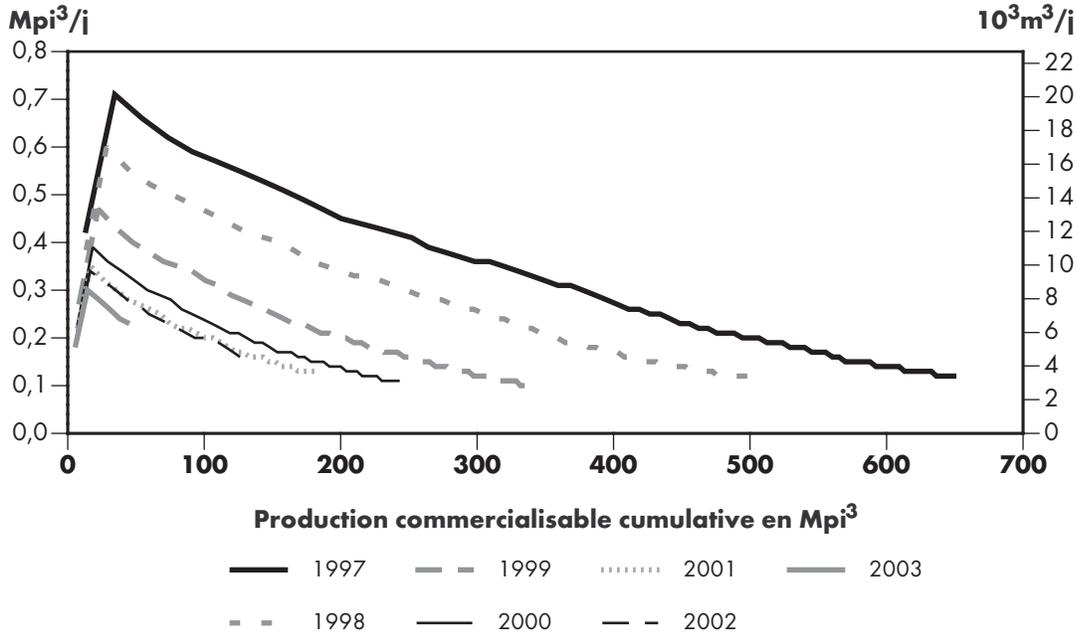


Source : Analyse par l'Office des données de production de GeoScout sur les puits

illustre la méthode employée par l'Office pour obtenir la productivité initiale des raccordements de puits de gaz en 2004, 2005 et 2006.

FIGURE 3.3

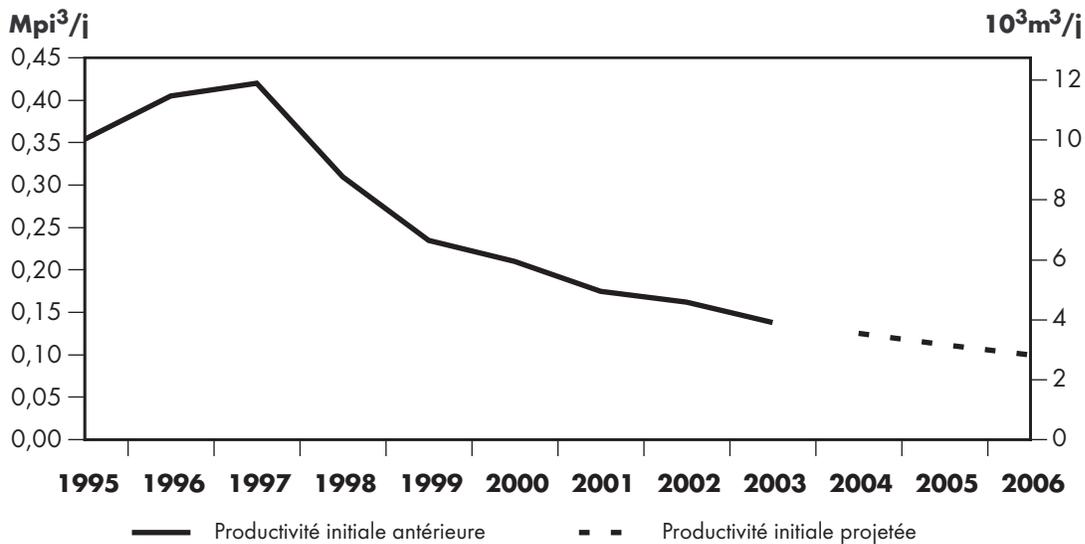
BSOC – Rendement du raccordement de puits de gaz moyen



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

FIGURE 3.4

Exemple de productivité initiale du raccordement de puits de gaz moyen par 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 de puits de gaz futurs*

À l'inverse des ÉMÉ précédentes dans cette série, qui incorporaient les perspectives de forage produites par une association industrielle, celle-ci a recours à une méthodologie indépendante fondée sur les flux de trésorerie de l'industrie et la capacité de forage pour projeter l'ampleur des travaux de forage de puits de gaz qui seront menés.

Des données antérieures ont été étudiées de façon à obtenir des corrélations entre les niveaux de forage et les prix du gaz. Des facteurs comme les taux de redevance et de réinvestissement, les frais d'exploitation, les coûts des travaux de forage et le nombre moyen de jours consacrés au forage d'un puits de gaz selon la région ont été analysés de manière à établir l'ampleur anticipée de tels travaux dans le BSOC en fonction des scénarios de prix envisagés pour le gaz. Cette méthodologie a fait l'objet de discussions avec un certain nombre de producteurs qui, en général, l'ont jugée raisonnable. On a fait remarquer que l'encaisse en main à des fins de réinvestissement n'était pas un problème pour le forage de puits de gaz dans les conditions actuelles. Cette perception a été confirmée après analyse des flux de trésorerie. Compte tenu des conditions qui prévalent sur le marché, les travaux de forage projetés en fonction des flux de trésorerie étaient supérieurs à la capacité physique de l'industrie à forer des puits de gaz dans le BSOC. L'annexe 2 illustre le calcul du nombre de jours envisagé chaque année pour le forage de puits de gaz, d'après le nombre projeté d'appareils de forage présents dans l'Ouest canadien et leur niveau d'utilisation probable tel qu'estimé par l'Office.

Les jours consacrés au forage de puits de gaz selon la zone ont été établis sur la base de données antérieures (dans le sud-est de l'Alberta, l'effort de forage a été subdivisé entre sources d'approvisionnement de gaz classique et GNC). Il a été possible d'obtenir le nombre total de puits forés en divisant le nombre total de jours de forage par le nombre moyen de jours qu'il faut pour forer un puits de gaz dans chaque zone. Ensuite, en tenant compte d'un taux type de forages fructueux dans chaque zone, il a été possible d'obtenir le nombre de puits de gaz fructueux à partir du nombre de puits forés. La dernière étape a consisté à appliquer un facteur, dans chaque région, servant à estimer le nombre de raccordements de puits de gaz au cours d'une année en fonction du nombre de puits fructueux.

3.1.3 *Yukon et Territoires du Nord-Ouest*

Au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest, le gaz provient des gisements de Kotaneelee, des collines Cameron et du plateau de la Liard (la production gazière d'Ikhil et de Norman Wells n'étant pas raccordée au réseau pipelinier, elle est exclue de cette évaluation). En raison du faible nombre de puits producteurs dans les territoires précités, un seul graphique de la diminution de la production a été produit pour l'ensemble des gisements afin de définir la productibilité future des puits existants.

Étant donné que les puits sont peu nombreux et les données de production relativement minces, au Yukon comme dans les Territoires du Nord-Ouest, une analyse statistique permettant de cerner les caractéristiques de production des raccordements moyens y est impossible. Pour cette zone, l'Office n'a fait que calculer de façon estimative des paramètres raisonnables pour les raccordements de puits de gaz futurs en fonction du rendement antérieur des puits dans cette même zone.

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 géographique 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).

3.2 BSOC – GNC

Les calculs estimatifs devant mener à l'obtention de la productibilité des puits de GNC ont recours aux mêmes rapports fondamentaux qui servent à évaluer la productibilité des sources d'approvisionnement de gaz classique (soit productibilité future = productibilité des puits existants + productibilité des puits futurs). Toutefois, étant donné que l'exploitation commerciale du GNC est toute récente, on a cherché à obtenir des renseignements auprès des producteurs actifs dans ce secteur d'exploitation de façon à compléter les données de production limitées et à aider à produire les paramètres requis en vue de l'estimation de la productibilité du GNC, des puits existants comme des puits futurs.

Les données qui existent au sujet du forage de puits de GNC ont été examinées et les producteurs actifs dans ce secteur ont été consultés de manière à obtenir une estimation du nombre de puits de gaz futurs qui seront destinés à l'exploitation du GNC. Dans le cadre d'une telle analyse, les travaux de forage destinés à l'exploitation du GNC sont intégrés à l'activité de forage prévue dans le sud-est de l'Alberta, tel que mentionné à la section 3.1.2.1. Comme c'est le cas pour les puits de gaz classique, les tendances au niveau des raccordements de puits de GNC ont été étudiées de façon à pouvoir en évaluer le nombre auquel il est possible de s'attendre en tenant compte de l'ensemble des puits de GNC forés.

3.3 Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse

Dans le cas de la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse, un taux de diminution exponentielle de 30 % a été appliqué aux puits producteurs existants. Ce taux s'appuie sur la moyenne des taux de diminution des trois champs de production d'origine. Aucun nouveau puits n'est prévu dans les champs en production, mais l'ajout de compression dans ces champs est envisagé pour 2006. Les paramètres utilisés pour l'analyse de la compression découlent de discussions avec des représentants de l'industrie.

Des travaux sont déjà en cours en vue de l'ajout d'un cinquième champ (South Venture). La productibilité prévue pour ce champ a été obtenue en tenant compte des ressources récupérables et en ayant recours à un profil de production fondé sur les autres champs en production.

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 puits de gaz existants, les puits de gaz futurs 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 de puits de gaz existants et du gaz dissous*

Une analyse de la diminution de la production a été effectuée pour chaque zone géographique et pour chaque année de raccordement, dans le cas des raccordements de puits de gaz existants, ainsi que pour chaque zone géographique pour le gaz dissous. Cette analyse a permis d'établir la productibilité à la fin de 2003 de même que les taux de diminution de la production applicables à partir desquels la productibilité future des raccordements de puits de gaz existants et du gaz dissous pouvait être calculée. Un tableau présentant tous les paramètres de la diminution de la production pour les raccordements de puits de gaz existants et le gaz dissous constitue l'annexe 3. La productibilité pouvant être envisagée à partir de ces paramètres est de 457 Mm³/j (16,1 Gpi³/j) à la fin de 2003, 362 Mm³/j (12,8 Gpi³/j) à la fin de 2004, 303 Mm³/j (10,7 Gpi³/j) à la fin de 2005 et 257 Mm³/j (9,1 Gpi³/j) à la fin de 2006.

4.1.2 *Raccordements de puits de gaz futurs*

L'analyse présentée à la section 4.1.1 amène à penser 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 pour les raccordements de puits de gaz moyens futurs*

En tenant compte de la contribution importante des raccordements récents de puits de gaz pour ce qui est de la productibilité totale dans le BSOC, le niveau de productibilité auquel on peut s'attendre pour les raccordements de puits de gaz futurs 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 pour les raccordements de puits de gaz futurs.

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

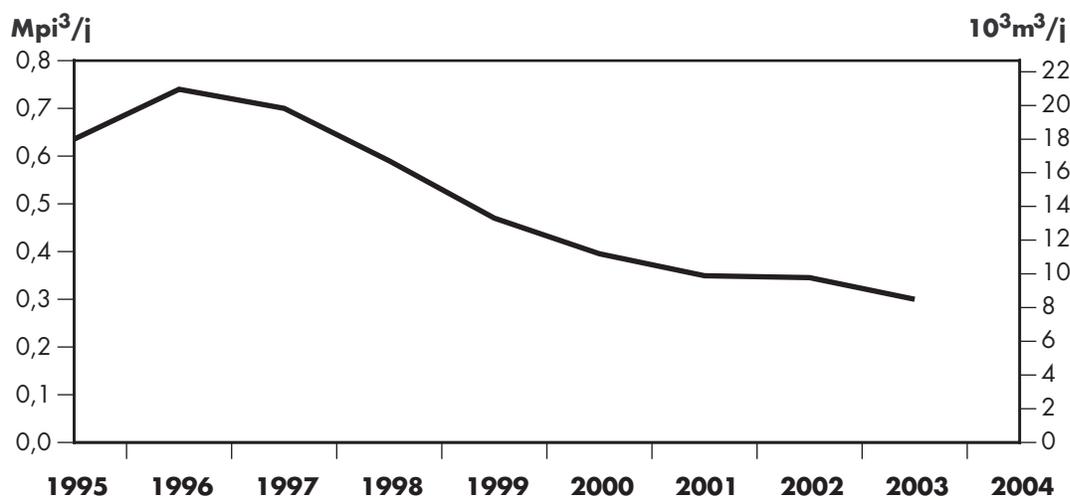
dernières années de raccordement. Par conséquent, les paramètres de rendement des puits de gaz moyens ont été appliqués aux années de raccordement à venir (voir l'annexe 4).

Dans le cas de la productivité initiale des raccordements de puits de gaz, la tendance varie considérablement d'une zone à l'autre (voir l'annexe 5). En général, la productivité initiale des raccordements de puits de gaz 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 pour les raccordements de puits de gaz futurs dans chaque zone géographique sont présentés au tableau 4.1.

FIGURE 4.1

BSOC – Productivité initiale des raccordements de puits de gaz moyens par année de raccordement



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

TAB LEAU 4.1

Caractéristiques de production des raccordements de puits de gaz moyens par zone en 2004, 2005 et 2006

Zone	Premier taux de diminution	Nombre de mois avant le second taux de diminution	Second taux de diminution	Productivité initiale					
				Raccordements de puits de gaz en 2004		Raccordements de puits de gaz en 2005		Raccordements de puits de gaz en 2006	
				10³m³/j	Mpi³/j	10³m³/j	Mpi³/j	10³m³/j	Mpi³/j
Alberta - Piémonts	0.50	12	0.20	49.6	1.75	49.6	1.75	49.6	1.75
Alberta - Zone frontale des piémonts	0.50	18	0.26	21.2	0.75	19.8	0.70	18.4	0.65
Alberta - Sud-est	0.67	15	0.30	3.5	0.13	3.2	0.11	2.8	0.10
Alberta - Centre-est	0.60	20	0.30	4.5	0.16	4.0	0.14	3.5	0.13
Alberta - Centre	0.65	18	0.35	8.2	0.29	7.5	0.27	6.8	0.24
Alberta - Nord-est	0.32	24	0.21	6.7	0.24	6.1	0.22	5.7	0.20
Alberta - Nord-ouest	0.55	20	0.32	12.7	0.45	11.9	0.42	11.0	0.39
C.-B. - Fort St-John	0.52	20	0.20	25.5	0.90	24.6	0.87	24.1	0.85
C.-B. - Fort Nelson	0.45	24	0.20	31.2	1.10	29.7	1.05	28.3	1.00
C.-B. - Piémonts	0.20	s.o.	s.o.	113.3	4.00	107.6	3.80	102.0	3.60
Saskatchewan - Centre	0.52	20	0.26	6.2	0.22	6.1	0.22	5.9	0.21
Saskatchewan - Sud-ouest	0.50	16	0.24	2.3	0.08	2.3	0.08	2.3	0.08

4.1.2.2 Nombre de raccordements de puits de gaz futurs

Les prix du gaz relativement élevés ces dernières années ont entraîné à leur suite une forte activité de forage. Sous ce rapport, le nombre d'appareils de forage dans l'Ouest canadien a pris de l'ampleur pendant ces mêmes années et on prévoit qu'il continuera de croître à un rythme constant. La figure 4.2 présente le nombre d'appareils de forage, des années antérieures et à venir, dans l'Ouest canadien et leur degré d'utilisation annuelle.

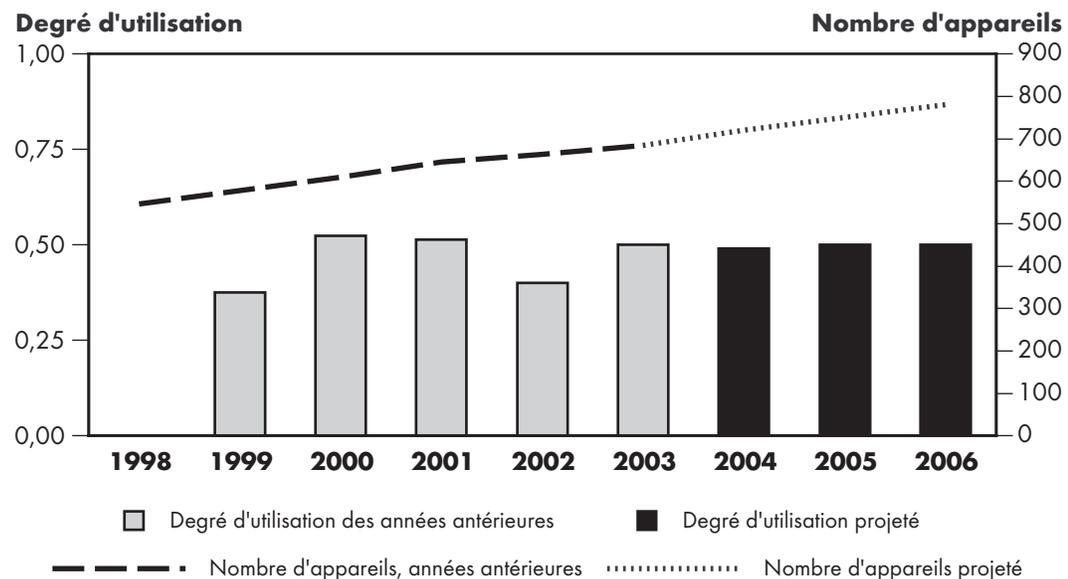
La consultation menée auprès de représentants du secteur du forage a confirmé que l'utilisation des appareils pendant la période de projection serait semblable aux niveaux atteints en 2001 et 2003, deux années où le marché était robuste. Compte tenu du nombre prévu d'appareils de forage dans l'Ouest canadien et du degré d'utilisation anticipé, l'Office est d'avis qu'environ 15 600 puits de gaz seront forés dans le BSOC en 2004, 16 900 en 2005 et 17 900 en 2006. Des graphiques sur les données de forage antérieures et projetées, par zone, sont présentés à l'annexe 7.

Tel que mentionné au chapitre 3, le nombre de puits de gaz est converti en raccordements futurs par l'application d'un facteur établi selon les rapports antérieurs entre les deux paramètres. L'annexe 6 présente un résumé des correspondances antérieures entre les raccordements de puits de gaz et les puits de gaz dans chaque zone géographique, puis précise le ratio choisi pour chacune de ces zones à l'égard de la période de projection. Compte tenu de ces facteurs, le tableau 4.2 présente les projections de l'Office sur les raccordements de puits de gaz par zone géographique. L'Office estime 15 900 raccordements de puits de gaz dans le BSOC en 2004, 17 200 en 2005 et 18 400 en 2006.

La répartition des travaux de forage dans le BSOC au cours des années antérieures a également été examinée et on a observé, pour l'ensemble du bassin, qu'un effort de forage un peu plus grand avait été déployé sur le flanc ouest, en particulier en C.-B., ces dernières années (voir l'annexe 8). En général, les projections de l'Office relatives à la répartition de l'effort en question dans les diverses zones du BSOC tiennent compte de cette évolution. Cependant, l'Office estime que les zones de Fort Nelson et de Fort St John, en C.-B., au même titre que celle des piémonts de l'Alberta,

FIGURE 4.2

Utilisation des appareils de forage présents dans l'Ouest canadien



Source : CAODC et Precision Drilling (nombre réel d'appareils de forage en fin d'année) et projections de l'Office

T A B L E A U 4 . 2

Raccordements de puits de gaz projetés par zone

Zone	Raccordements de nouveaux puits de gaz projetés		
	2004	2005	2006
Alberta - Piémonts	90	102	111
Alberta - Zone frontale des piémonts	1 378	1 551	1 709
Alberta - Sud-est	6 596	6 524	6 901
Alberta - Centre-est	952	1 032	1 094
Alberta - Centre	1 679	1 808	1 902
Alberta - Nord-est	271	257	251
Alberta - Nord-ouest	1 076	1 133	1 164
C.-B. - Fort St-John	497	540	582
C.-B. - Fort Nelson	291	310	327
C.-B. - Piémonts	24	25	26
Saskatchewan - Centre	207	224	238
Saskatchewan - Sud-ouest	2 139	2 309	2 315
Alberta - GNC	737	1 425	1 785
Total BSOC (sauf le Yukon et les T.N.-O.)	15 937	17 240	18 405

continueront d'attirer une part un peu plus importante des forages de gaz dans le bassin, tandis que l'inverse sera vrai pour les zones du nord-est et du nord-ouest de l'Alberta.

4.2 BSOC – GNC

4.2.1 Raccordements de puits de GNC existants

La productivité de GNC à la fin de 2003 s'élevait à quelque 2,1 Mm³/j (75 Mpi³/j). Tel qu'indiqué précédemment, la production de GNC diffère de celle de gaz classique en cela qu'elle diminue plus lentement. Par conséquent, une diminution zéro a été appliquée à la production existante pour la période de 12 mois se terminant le 31 décembre 2004, puis un taux de diminution annuelle de 10 % a été adopté par la suite.

4.2.2 Raccordements de puits de GNC futurs

Après consultation de représentants de l'industrie et examen des tendances affichées au niveau de la mise en valeur du GNC, le nombre envisagé de puits de GNC à forer pendant la période de projection s'établit respectivement à 1 100, 1 900 et 2 100 pour 2004, 2005 et 2006. Le nombre approximatif de raccordements de puits de GNC envisagé à partir de ceux précités est respectivement de 750, 1 400 et 1 800 en 2004, 2005 et 2006. Toujours après consultation de représentants de l'industrie et examen des données de production existantes, la productivité initiale du raccordement de puits de GNC moyen devrait normalement se situer à 2,8 10³m³/j (100 kpi³/j). L'Office ne s'attend à aucune diminution de la production des puits moyens pendant la première tranche de 24 mois de cette production, puis tient compte d'un taux nominal de diminution annuelle de 10 % par la suite.

4.3 Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse

La productivité de la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse est actuellement attribuable à quatre champs tandis qu'un cinquième devrait entrer en production au début de 2005. On considère que tous les raccordements de puits de gaz requis étaient en place dans les quatre champs producteurs à la fin de 2003. La productivité totale à la fin de cette même année 2003 s'élevait à environ 12,8 Mm³/j (450 Mpi³/j).

On pense que le nouveau champ South Venture renferme plus ou moins la même quantité de ressources récupérables que le champ Alma. Par conséquent, le profil de mise en valeur et de production de ce dernier a servi de modèle aux calculs estimatifs utilisés pour South Venture. Cela signifie que deux puits de gaz et raccords sont envisagés dans ce champ. La productivité initiale du champ South Venture est évaluée à 3,5 Mm³/j (124 Mpi³/j). Les diminutions de la production annuelle du PÉES sont estimées à 30 %, conformément à celles enregistrées pour les trois champs d'origine au cours des années passées.

PERSPECTIVES DE PRODUCTIBILITÉ

Le tableau 5.1 fait état des perspectives de productibilité de gaz naturel au Canada selon la zone géographique. La productibilité est présentée sur une base moyenne annuelle plutôt qu'en fin d'année afin de fournir une estimation plus représentative de la situation pour chaque année. Le tableau montre la production annuelle moyenne pour 2003 ainsi que la productibilité annuelle moyenne prévue dans chaque zone pour 2004, 2005 et 2006. L'Office s'attend à ce que la productibilité annuelle moyenne de gaz naturel au Canada augmente légèrement, passant de 469 Mm³/j (16,6 Gpi³/j) en 2003 à 477 Mm³/j (16,9 Gpi³/j) en 2006. La productivité moyenne des nouveaux raccordements de puits de gaz continue de diminuer, mais le taux de diminution global étant plus faible, l'intensification de l'activité de forage donne lieu à une légère augmentation de la production.

5.1 BSOC – Gaz classique

L'Office prévoit que la productibilité de gaz classique dans le BSOC demeurera relativement inchangée à environ 456 Mm³/j (16,1 Gpi³/j) au cours de la période de projection. Durant cette même période, on s'attend à ce que la productibilité de gaz classique en Alberta, province productrice la plus importante, diminue d'environ 365 Mm³/j (12,9 Gpi³/j) à 353 Mm³/j (12,4 Gpi³/j). Les

T A B L E A U 5 . 1

Perspectives de productibilité du gaz naturel au Canada par zone

Zone	Production annuelle moyenne							
	Années antérieures		Projections					
	2003		2004		2005		2006	
Mm ³ /j	Mpi ³ /j	Mm ³ /j	Mpi ³ /j	Mm ³ /j	Mpi ³ /j	Mm ³ /j	Mpi ³ /j	
Alberta - Piémonts	16,57	585	17,64	623	18,69	660	19,84	700
Alberta - Zone frontale des piémonts	124,00	4 377	125,12	4 417	123,85	4 372	123,32	4 353
Alberta - Sud-est	75,82	2 677	79,02	2 789	77,95	2 752	75,65	2 671
Alberta - Centre-est	18,27	645	18,20	642	18,07	638	17,67	624
Alberta - Centre	45,08	1 591	46,39	1 638	46,28	1 634	45,63	1 611
Alberta - Nord-est	28,64	1 011	25,24	891	22,24	785	19,64	693
Alberta - Nord-ouest	56,56	1 996	53,93	1 904	52,47	1 852	50,71	1 790
C.-B. - Fort St-John	37,53	1 325	36,17	1 277	37,74	1 332	39,72	1 402
C.-B. - Fort Nelson	21,84	771	23,72	837	25,59	903	27,15	958
C.-B. - Piémonts	10,46	369	11,20	395	11,86	419	12,37	437
Saskatchewan - Centre	4,87	172	4,98	176	5,06	178	5,12	181
Saskatchewan - Sud-ouest	12,91	456	14,39	508	15,38	543	16,30	576
Saskatchewan - Sud-est	0,83	29	0,83	29	0,82	29	0,81	29
Yukon et Territoires du Nord-Ouest	2,35	83	1,86	66	1,88	66	2,12	75
Production classique totale dans le BSOC	455,76	16 088	458,68	16 191	457,89	16 164	456,05	16 099
Alberta - GNC	1,34	47	3,26	115	6,28	222	10,64	376
Production totale dans le BSOC	457,10	16 136	461,93	16 306	464,17	16 385	466,69	16 474
Zône extracôtière de l'Est	12,25	432	11,47	405	12,08	426	11,20	395
Production totale au Canada	469,34	16 568	473,40	16 711	476,25	16 812	477,89	16 870

baisses de production devraient se produire dans le nord-est et le nord-ouest de l'Alberta où au total, la production annuelle moyenne passerait de 85 Mm³/j (3,0 Gpi³/j) en 2003 à 70 Mm³/j (2,5 Gpi³/j) en 2006. La productibilité de la zone des piémonts en Alberta devrait s'accroître légèrement, mais les fortes contributions de la zone frontale des piémonts, du sud-est et du centre de l'Alberta, devraient demeurer relativement semblables pendant la période de projection, soit environ 245 à 250 Mm³/j (8,6 à 8,8 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 69,8 Mm³/j (2,5 Gpi³/j) en 2003, la production annuelle moyenne totale de la C.-B. devrait atteindre 79,5 Mm³/j (2,8 Gpi³/j) en 2006.

La productibilité totale en Saskatchewan devrait aussi augmenter légèrement durant la période de projection, passant d'une moyenne annuelle de 18,6 Mm³/j (0,7 Gpi³/j) en 2003 à 22,3 Mm³/j (0,8 Gpi³/j) en 2006.

Au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest, on prévoit que la productibilité reculera de 20 % en 2004 et 2005, mais commencera à se redresser en 2006 avec le forage de nouveaux puits.

5.2 BSOC – GNC

Le GNC est la catégorie dont la productibilité s'accroît le plus rapidement selon notre évaluation. L'Office prévoit que la productibilité de GNC sera multipliée par 6 au cours de la période de trois ans, passant de 2,1 Mm³/j (75 Mpi³/j) au début de 2004 à 12,7 Mm³/j (450 Mpi³/j) d'ici à la fin de 2006. Toute la production devrait provenir des gisements houillers de Horseshoe Canyon, dans le centre-sud de l'Alberta.

La croissance prévue de la productibilité de GNC repose sur une forte intensification des activités de mise en valeur de la ressource. Avant 2004, seulement 700 puits de GNC avaient été raccordés dans l'Ouest canadien. En 2004, on s'attend à ce que 1 100 nouveaux puits de GNC soit forés. N'eut été du temps pluvieux, ce nombre aurait pu être plus élevé. On s'attend à ce que les niveaux d'activité dans ce secteur continuent de croître au cours des années ultérieures, donnant lieu au forage de 2 100 puits en 2006 (voir la figure 5.1, Forages et productibilité de GNC).

Malgré la croissance rapide de la productibilité de GNC, la contribution de cette ressource à la productibilité globale de gaz au Canada demeure relativement modeste d'ici à 2006, représentant plus ou moins 2,2 %.

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 à 2006 prévoit la diminution naturelle progressive des quatre champs producteurs et l'ajout du champ South Venture au début de 2005. La compression du gaz de la zone extracôtière, prévue en 2006, devrait contribuer à accroître la production des champs d'origine. La production serait ainsi maintenue à environ 11 Mm³/j (400 Mpi³/j) pendant presque toute la période, soit jusqu'au milieu de 2006. Cependant, la forte variabilité de la productibilité au cours de la période continuera de susciter des défis pour les marchés de la région.

5.4 Productivité totale au Canada

La figure 5.3 fait état des perspectives de productivité totale de gaz au Canada et montre les principales sources d’approvisionnement au cours de la période de projection. L’Office s’attend à ce que la production totale au Canada augmente légèrement pendant la période. La production de gaz classique dans le BSOC devrait être plus ou moins maintenue aux niveaux récents, la contribution du GNC de l’Alberta augmentant toutefois durant la période. 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 5.1

Forages et productivité de GNC

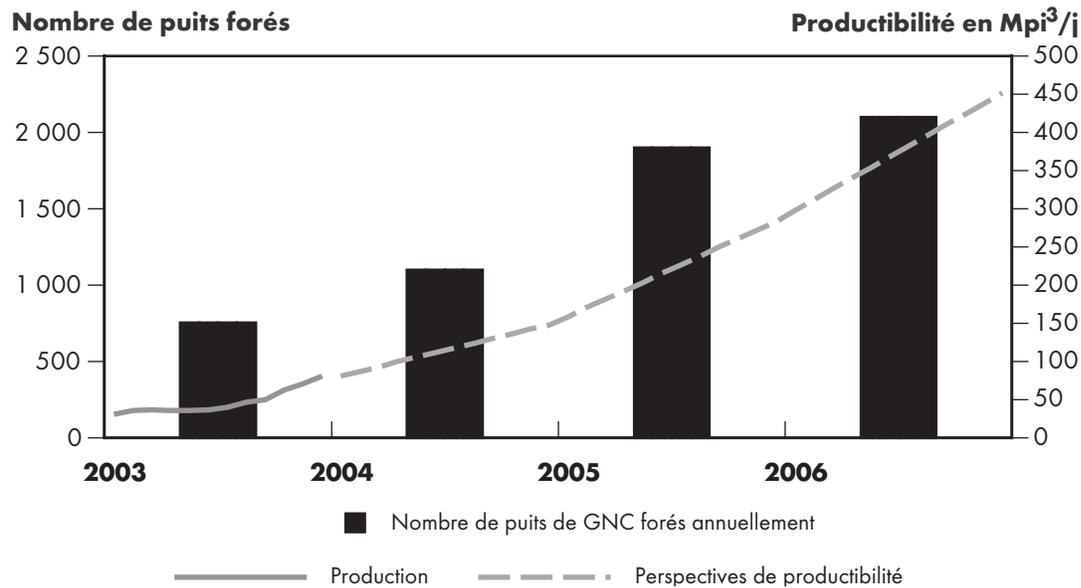


FIGURE 5.2

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

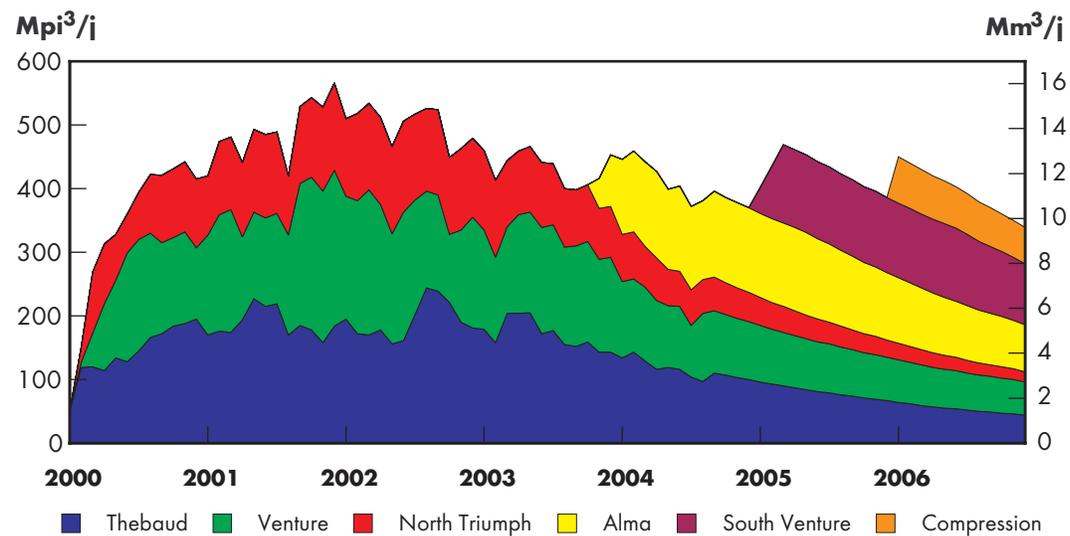
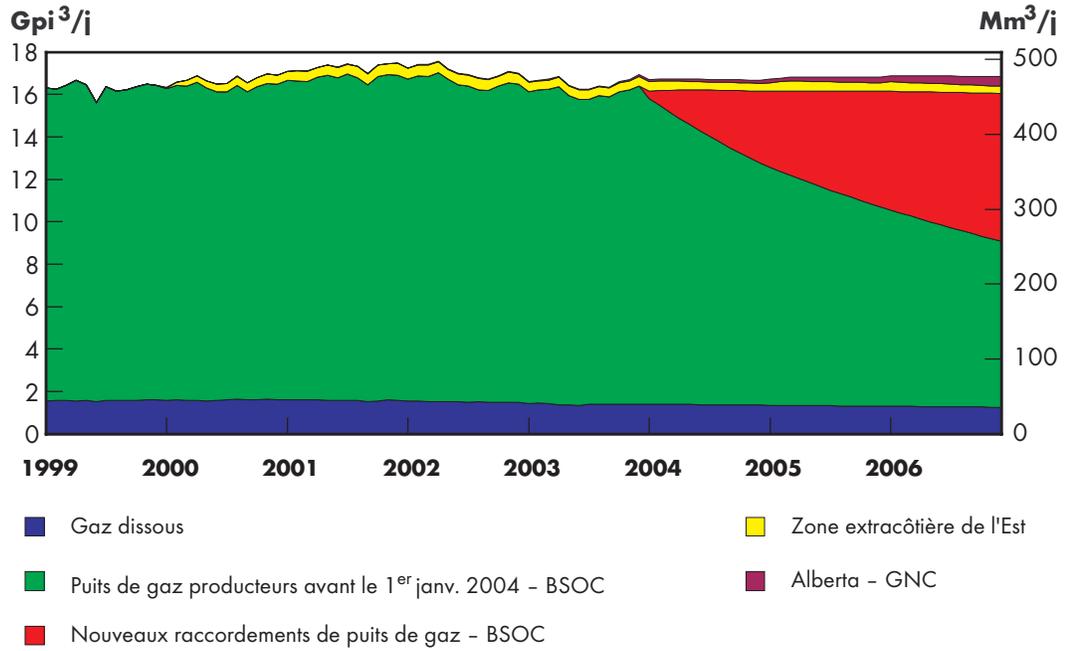


FIGURE 5.3

Perspectives de productibilité de gaz au Canada



CONCLUSION ET IMPLICATIONS

Le secteur amont de l'industrie au Canada a continué de réagir aux prix élevés du gaz naturel qui sévissent depuis 2003. Les prix du gaz ont été particulièrement forts en 2004. Se fondant sur l'activité de forage, l'Office prévoit que le nombre de puits forés augmentera de 3 % par rapport au nombre sans précédent de 2003. De plus, l'activité de forage aurait été encore plus intense en 2004 si le temps pluvieux n'avait pas entravé le déplacement des appareils.

L'Office s'attend à ce que le taux réel de diminution de la production des puits de gaz existants se maintienne autour de 21 % par année. Cela signifie que de nouveaux raccordements devront remplacer plus du 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 pour maintenir les niveaux de production actuels. L'Office estime que le nombre de puits de gaz forés devra augmenter de 15 100 en 2003 à environ 15 600 en 2004 et 17 900 d'ici à 2006 pour conserver les niveaux de production actuels.

Comme le prix du gaz naturel devrait continuer d'être supérieur à 4,75 \$/GJ (5,00 \$/kpi³), il semble qu'il y ait suffisamment de zones prometteuses exploitables de manière rentable et de flux de trésorerie pour maintenir la production de gaz au Canada. Notre analyse indique que dans de telles conditions, la productivité annuelle moyenne de gaz au Canada augmenterait légèrement, passant de 469 Mm³/j (16,6 Gpi³/j) en 2003 à 477 Mm³/j (16,9 Gpi³/j) en 2006.

L'augmentation prévue de la productivité résulte principalement de la production accrue de GNC. La productivité de gaz classique dans l'Ouest canadien devrait demeurer relativement inchangée au cours de la période de projection. Les gains de productivité de gaz classique réalisés dans la partie occidentale du bassin (les piémonts de l'Alberta et la C.-B.) conjugués à une certaine croissance dans le sud-ouest de la Saskatchewan sont annulés par le recul de la productivité dans le nord-est et le nord-ouest de l'Alberta. La productivité de gaz au Canada continue de reposer principalement sur la zone frontale des piémonts et le sud-est de l'Alberta, dont la contribution équivaut à plus ou moins 42 % de la production totale en 2006. La productivité de ces deux zones essentielles devrait rester relativement constante durant la période, tandis que celle de la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse variera quelque peu et atteindra en moyenne 11 Mm³/j (400 Mpi³/j).

L'Office projette une augmentation de 8,1 Mm³/j (0,3 Gpi³/j) de la productivité globale au Canada au cours de la période de projection de trois ans, comparativement à la diminution estimative de 14,2 Mm³/j (0,5 Gpi³/j) citée dans le rapport de décembre 2003. Le recul projeté dans l'évaluation précédente découlait principalement du fait que l'Office s'attendait à une baisse des prix du gaz qui aurait donné lieu à une activité de forage moins intense que celle projetée dans la présente EMÉ.

Implications

Le secteur amont de l'industrie devra continuer de forer davantage chaque année pour compenser la diminution de la productivité des ressources restantes. Tant que les prix du gaz seront forts, il semble que l'industrie aura suffisamment de flux de trésorerie pour effectuer les investissements nécessaires au maintien de la productivité, ou même à une modeste croissance. Les défis que devra relever l'industrie comprennent notamment le recrutement et le maintien d'une main-d'oeuvre suffisante pour opérer le nombre croissant d'appareils de forage et d'un nombre suffisant de professionnels spécialisés en géosciences et en ingénierie pour repérer des zones prometteuses additionnelles.

Si les prix du gaz naturel devaient se replier autour de 3,80 \$/GJ (4,00 \$/kpi³), la capacité de maintenir la productivité aux niveaux actuels serait compromise. Compte tenu du nombre plus restreint de zones prometteuses rentables et de fonds moindres pour la poursuite des forages, un recul soutenu des prix ferait fléchir la productivité de gaz naturel au Canada.

Une meilleure utilisation des appareils de forage, peut-être en déployant des efforts pour réduire la variabilité saisonnière de cette activité, pourrait entraîner une activité de forage plus forte que ne l'envisage la présente évaluation, ce qui contribuerait à une modeste croissance supplémentaire de la productivité. Toutefois, l'industrie doit continuer de pouvoir repérer des zones prometteuses si elle veut profiter de cette utilisation accrue.

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. À ce jour, la progression des prix du gaz a plus que compensé l'augmentation des coûts. Cependant, si les prix fléchissaient alors que les coûts continuaient d'augmenter, une partie de la productivité projetée pourrait ne pas produire un rendement suffisant pour justifier son inclusion dans notre évaluation.

La croissance potentielle de la productivité de gaz au Canada est attribuable en grande partie au GNC. La mise en valeur du GNC pourrait nécessiter le forage d'un grand nombre de puits, faisant en sorte que les propriétaires fonciers et autres parties touchés par ces activités devront continuer d'être consultés pour que cette importante ressource demeure accessible.

La variabilité prévue de la productivité de 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.

Année de raccordement	Année « d'entrée en production » d'un raccordement de puits de gaz ou de puits de pétrole. (Connection Year)
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. (Marketable Gas)
Gaz dissous	Gaz naturel produit à partir d'un raccordement de puits de pétrole. (Solution Gas)
GNC	Gaz naturel tiré du charbon. (NGC)
Jour(s) 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. (Drill day[s])
Mois de production normalisé	Pour tout raccordement de puits de gaz et pour tout mois de production, nombre de mois de production écoulés depuis le premier mois de production de ce raccordement de puits de gaz. (Normalized production month)
Niveau(x) d'utilisation d'un appareil de forage	Dans cette ÉMÉ, s'applique aux appareils de forage présents dans l'Ouest canadien. L'utilisation est calculée comme suit : [nombre total de jours de forage pour tous les puits dont le forage a été achevé pendant une année] / ([nombre estimatif d'appareils de forage que compte un parc d'appareils dans une année] * [nombre de jours dans l'année]). (Rig Utilization Level[s])
Offre de gaz classique	Gaz naturel provenant de toutes les sources d'approvisionnement du BSOC, exception faite du GNC. (Conventional Gas Supply)
Période de projection	Du 1 ^{er} janvier 2004 au 31 décembre 2006. (Projection Period)
Productibilité	Quantité de gaz naturel qui peut être extraite d'un puits, d'un réservoir (gisement), d'un réservoir de stockage ou d'un système de production au cours d'une période donnée. (Deliverability)
Puits de gaz	Trou de forage comportant un ou plusieurs horizons géologiques capables de produire du gaz naturel. (Gas Well)

Raccordement	Horizon géologique dans un puits pour lequel on a signalé la production de pétrole ou de gaz naturel. (Connection)
Raccordement de puits de gaz	Horizon géologique d'un puits de gaz pour lequel on a signalé la production de gaz naturel. Si l'on a signalé pour le raccordement du puits à la fois la production de pétrole et de gaz naturel, le rapport de la production cumulative de gaz à la production cumulative de pétrole est utilisé pour classer le raccordement dans la catégorie gaz ou pétrole. (Gas Well Connection)
Raccordement de puits de gaz moyen	Moyenne des caractéristiques de production de TOUS les raccordements de puits de gaz effectués en une année dans une zone géographique. Les données de production pour un raccordement de puits de gaz moyen dans un groupe quelconque (zone géographique/année de raccordement) sont calculées comme suit : [production totale de tous les raccordements de gaz d'un groupe, totalisée par mois de production normalisé] / [nombre total de raccordements de puits de gaz dans le groupe]. (Average gas well connection)
Raccordement de puits de pétrole	Horizon géologique d'un puits de pétrole pour lequel on a signalé la production de pétrole. Si l'on a signalé pour le raccordement du puits à la fois la production de pétrole et de gaz naturel, le rapport de la production cumulative de gaz à la production cumulative de pétrole est utilisé pour classer le raccordement dans la catégorie gaz ou pétrole. (Oil Well Connection)
Taux de diminution	<p>S'entend de la réduction du taux de production dans le temps, à mesure que la ressource s'épuise. Il 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 en degré par année).</p> <p>Le taux réel de diminution correspond à la baisse de production divisée par le premier taux de diminution. On peut le convertir en taux nominal comme suit :</p> <p>Taux nominal de diminution = $-\ln(1 - \text{taux réel de diminution})$. (Decline Rate)</p>

Consulter sur Internet au http://www.neb-one.gc.ca/energy/EnergyReports/EMAGasSTDeliverabilityCanada2004_2006_f.htm

- Annexe 1 Graphiques montrant le rendement moyen passé et projeté des puits par zone géographique
- Annexe 2 Nombre d'appareils de forage présents dans le BSOC et taux d'utilisation
- Annexe 3 Paramètres de rendement par groupe applicables à la production existante
- Annexe 4 Paramètres de rendement passé et projeté applicables aux raccordements de puits de gaz moyens par année de raccordement et zone géographique
- Annexe 5 Graphiques montrant les tendances de la productivité initiale moyenne des puits par zone géographique
- Annexe 6 Rapport passé et projeté des raccordements de puits de gaz annuels aux puits de gaz annuels
- Annexe 7 Graphiques montrant le nombre passé et projeté de puits forés par zone géographique
- Annexe 8 Nombre de puits de gaz forés par zone géographique

