

Office national
de l'énergie



National Energy
Board

Prévisions à court terme concernant
la productibilité de **gaz naturel**
dans le bassin sédimentaire
de l'Ouest canadien, 2003 - 2005

gaz
gaz
gaz

Office national
de l'énergie



National Energy
Board

Prévisions à court terme concernant
la productibilité de **gaz naturel**

gaz dans le bassin sédimentaire
de l'Ouest canadien, *2003-2005*

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2003
représentée par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE23-82/2003F
ISBN 0-662-75184-1

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

**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 2003 as
represented by the National Energy Board

Cat. No. NE23-82/2003E
ISBN 0-662-35363-3

This report is published separately in both official
languages.

Copies are available on request from:

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

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

Printed in Canada

Liste des figures et des tableaux	ii
Liste des abréviations, des unités de mesure et facteur de conversion	iii
Avant-propos	iv
Tour d’horizon	v
Chapitre 1 : Introduction	1
Chapitre 2 : Contexte	2
2.1 Bassin sédimentaire de l’Ouest canadien	2
2.2 Production historique	4
Chapitre 3 : Méthode	6
3.1 Analyse de la diminution de la production	7
3.1.1 Alberta, Colombie-Britannique et Saskatchewan	7
3.1.1.1 Raccordements de puits de gaz existants	7
3.1.1.2 Raccordements de puits de gaz futurs	7
3.1.1.3 Gaz dissous	10
3.1.2 Partie sud des Territoires	10
3.1.3 Méthane des gisements houillers	10
3.1.4 Considérations particulières	10
3.2 Activités de forage et raccordements de puits de gaz	11
3.3 Résumé de la méthode	12
Chapitre 4 : Paramètres de productibilité – Résultats	13
4.1 Diminution de la production – Raccordements de puits de gaz existants et gaz dissous	13
4.2 Raccordements de puits de gaz futurs	13
4.2.1 Paramètres de rendement des raccordements de puits de gaz types futurs	13
4.2.2 Nombre de raccordements de puits de gaz futurs	14
Chapitre 5 : Perspectives de productibilité	16
Chapitre 6 : Conclusions et implications	18
Glossaire	20
Annexes	22

Figures

2.1	Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien	2
2.2	Zones géographiques du BSOC	3
2.3	Production de gaz commercialisable dans le BSOC selon l'année de raccordement	4
3.1	Exemple de graphique de la diminution de la production de groupe	8
3.2	Exemple de graphique de la diminution de la production d'un raccordement de puits de gaz type	9
3.3	Profils de production des raccordements de puits de gaz moyens dans le BSOC au cours des dernières années	9
3.4	Forages et raccordements de puits de gaz dans le BSOC	12
5.1	Perspectives de productibilité de gaz dans le BSOC	17

Tableaux

4.1	Caractéristiques de production des raccordements de puits de gaz types - 2003, 2004 et 2005	14
4.2	Raccordements de puits de gaz prévus par zone géographique	15
5.1	Perspectives de productibilité dans le BSOC par zone géographique	16

Abréviations

BSOC	Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
C.-B.	Colombie-Britannique
C.-O.	Centre-Ouest
ÉMÉ	Évaluation du marché de l'énergie
MGH	Méthane des gisements houillers
N.-E.	Nord-Est
N.-O.	Nord-Ouest
ONÉ	Office national de l'énergie
PSAC	Petroleum Services Association of Canada
S.-E.	Sud-Est
S.-O.	Sud-Ouest

Unités de mesure

m^3	= mètre cube
10^3pi^3	= millier de pieds cubes
10^6pi^3	= million de pieds cubes
10^9pi^3	= milliard de pieds cubes
m^3/j	= mètre cube par jour
$10^3 \text{pi}^3/j$	= millier de pieds cubes par jour
$10^6 \text{pi}^3/j$	= million de pieds cubes par jour
$10^9 \text{pi}^3/j$	= milliard de pieds cubes par jour

Facteur de conversion

1 million m^3	= 35,3 millions de pieds cubes
-----------------	--------------------------------

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 les questions ressortissant au Parlement en ce qui concerne les questions relatives au domaine de l'énergie. Dans le cadre de ses 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 sur le marché intérieur 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 rapports spécifiques sur les questions actuelles et à venir se rapportant aux marchés de l'énergie.

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

La présente ÉME, intitulée *Prévisions à court terme concernant la productibilité de gaz naturel dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, 2003-2005*, examine les facteurs qui influent à court terme sur l'offre de gaz naturel et établit les perspectives de productibilité d'ici à 2005. 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 de gaz naturel dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (le BSOC) et en établissant par extrapolation les perspectives de productibilité à court terme. Elle constitue en outre une mise à jour de l'ÉME publiée par l'Office en décembre 2002 et intitulée *Prévisions à court terme concernant la productibilité de gaz naturel dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, 2002-2004* (Évaluation du marché de l'énergie - Décembre 2002).

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

TOUR D'HORIZON

Le BSOC est une source clé de gaz naturel en Amérique du Nord, et répond pratiquement à tous les besoins domestiques du Canada en matière de gaz naturel; il fournit également des volumes d'exportation qui s'élèvent à environ 15 % de la consommation totale des marchés aux États-Unis. Entre le milieu des années 1980 et la fin des années 1990, la production du BSOC a connu une hausse rapide et a plus que doublé, passant de 205 10⁶m³/j environ (7,3 10⁹pi³/j) en 1986 à un peu moins de 453 10⁶m³/j (16,0 10⁹pi³/j) en 1998. Elle n'a pas beaucoup augmenté depuis 1998. Le bassin a produit à un niveau jamais égalé auparavant en 2001, alors que son taux de production quotidien moyen s'est établi à 474 10⁶m³/j (16,7 10⁹pi³/j). En 2002, la production a légèrement diminué pour s'établir à un taux quotidien moyen de 466 10⁶m³/j (16,4 10⁹pi³/j). À cause de l'importance du BSOC à titre de source d'alimentation en gaz en Amérique du Nord, les perspectives de production présentent un intérêt considérable. Le but du présent rapport est de présenter les perspectives de productibilité dans le BSOC d'ici la fin de 2005.

Le présent rapport divise le BSOC en plusieurs zones dans lesquelles les puits possèdent généralement des caractéristiques de mise en valeur et de production semblables. La méthode suivie pour la présente ÉMÉ comprend, pour chaque zone, une estimation de la productibilité future pour ce qui est des puits déjà producteurs, fondée sur une extrapolation des tendances de production actuelles, ainsi qu'une évaluation de la productibilité et du nombre de raccordements de puits de gaz futurs auxquels on peut s'attendre pendant la période visée par les prévisions. L'analyse de la diminution de la production permet d'obtenir des fondements utiles pour les prévisions de la productibilité des puits déjà producteurs. La productivité des raccordements de puits de gaz futurs dans chaque zone est estimée avec une précision raisonnable à l'aide des tendances à la diminution évidentes concernant les puits raccordés au cours des quatre ou cinq dernières années. Le nombre de raccordements de puits de gaz futurs est estimé selon les prévisions de l'industrie pour le forage de puits de gaz dans les différentes zones.

La présente évaluation indique que le taux de diminution des puits de gaz types pour les zones du BSOC s'est stabilisé au cours des quatre dernières années. La productivité initiale d'un raccordement de puits de gaz type s'est également stabilisée après les diminutions importantes amorcées en 1996 qui ont persisté jusqu'en 2000. Toutefois, une légère tendance à la baisse dans ce secteur est prévue pour la plupart des zones du BSOC. En raison de la baisse de productivité initiale des puits de gaz types dans le BSOC depuis 1996, davantage de puits de gaz sont requis dans cet environnement afin d'atteindre les niveaux de productibilité enregistrés dans le passé pour ce qui est des nouveaux raccordements de puits de gaz.

Les conditions du marché en 2003 ont été très favorables à la mise en valeur des ressources gazières. Les associations de l'industrie prévoient que le nombre de forages de puits de gaz dans le BSOC s'élèvera à environ 13 900 en 2003, ce qui représente une hausse d'environ 4 800 par rapport à 2002. Les associations de l'industrie s'attendent également à ce que le nombre de puits de gaz qui seront forés en 2004 s'élève à environ 11 900. L'Office estime que la demande de gaz naturel continuera

d'être élevée pendant la période visée par les prévisions, et s'attend donc à ce que les activités de forage prévues pour 2004 soient semblables en 2005. Ces activités de forage devraient donner lieu à de nouveaux raccordements de puits de gaz qui totaliseront approximativement 14 400 en 2003, 13 850 en 2004 et 12 850 en 2005¹.

Compte tenu de ces tendances, l'Office prévoit que la productibilité associée aux nouveaux raccordements de puits de gaz dans le BSOC au cours de la période de prévisions, de concert avec la contribution croissante du méthane des gisements houillers, permettront de compenser la diminution de production actuelle. **L'Office prévoit que la productibilité du BSOC subira une baisse, passant de 462 10⁶m³/j (16,3 10⁹pi³/j) à la fin de 2002 à 448 10⁶m³/j (15,8 10⁹pi³/j) d'ici la fin de 2005.**

¹ Bien que l'on prévoie un même nombre de forages en 2004 et en 2005, les raccordements de 2004 devraient surpasser ceux de 2005 par suite de l'intense activité de forage observée vers la fin de 2003.

INTRODUCTION

Le BSOC est une source clé d'approvisionnement en gaz naturel en Amérique du Nord, et représentait presque le quart de la production combinée du Canada et des États-Unis (É.-U.) en 2002. Le BSOC a permis de répondre à presque toute la demande croissante aux États-Unis de 1986 à 1999, période durant laquelle les exportations de gaz en provenance du Canada ont plus que quadruplé. Toutefois, au cours des dernières années, la production s'est stabilisée et accuse même une légère baisse en 2002.

En raison de l'importance stratégique du BSOC pour ce qui est de l'approvisionnement en gaz naturel en Amérique du Nord, la prévision de la production dans le bassin au cours des prochaines années présente un intérêt considérable. Le but du présent rapport est de présenter les perspectives actuelles de l'Office concernant la productibilité de gaz naturel dans le BSOC d'ici la fin de 2005.

Dans son plus récent rapport, publié en décembre 2002, l'Office indiquait que la productibilité du BSOC connaîtrait une légère baisse pour passer de $470 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($16,6 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$) à la fin de 2001 à $461 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($16,3 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$) à la fin de 2002, et à $450 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($15,9 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$) à la fin de 2004. La productibilité actuelle du BSOC, à la fin de 2002, était d'environ $462 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($16,3 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$). La présente ÉMÉ constitue une mise à jour de l'évaluation précédente de décembre 2002 et s'appuie sur les mêmes méthodes, dans le but d'actualiser les perspectives de productibilité à court terme de l'Office.

Le chapitre 2 présente le contexte de production du BSOC, y compris une description de l'étendue géographique et de la nature du bassin, une description des zones géographiques comprises dans le bassin qui sont visées par la présente ÉMÉ, ainsi que la production historique dans le bassin. Le chapitre 3 décrit la méthode suivie dans l'analyse des tendances à la baisse de production dans le BSOC et présente les paramètres permettant de quantifier les perspectives de productibilité des puits existants, ainsi que les paramètres des caractéristiques de production auxquels on pourrait s'attendre pour les raccordements de puits de gaz futurs. On y décrit également la procédure d'évaluation des activités de mise en valeur des puits de gaz pour la période de prévisions en question. Le chapitre 4 décrit les résultats de la présente étude, de même que les aspects détaillés des caractéristiques de production estimées pour les raccordements de puits de gaz types futurs ainsi que le nombre de raccordements de puits de gaz prévus pour la période. Les perspectives de productibilité de l'Office pour le BSOC sont présentées au chapitre 5. Les conclusions et implications possibles des résultats de la présente étude sont présentées au chapitre 6.

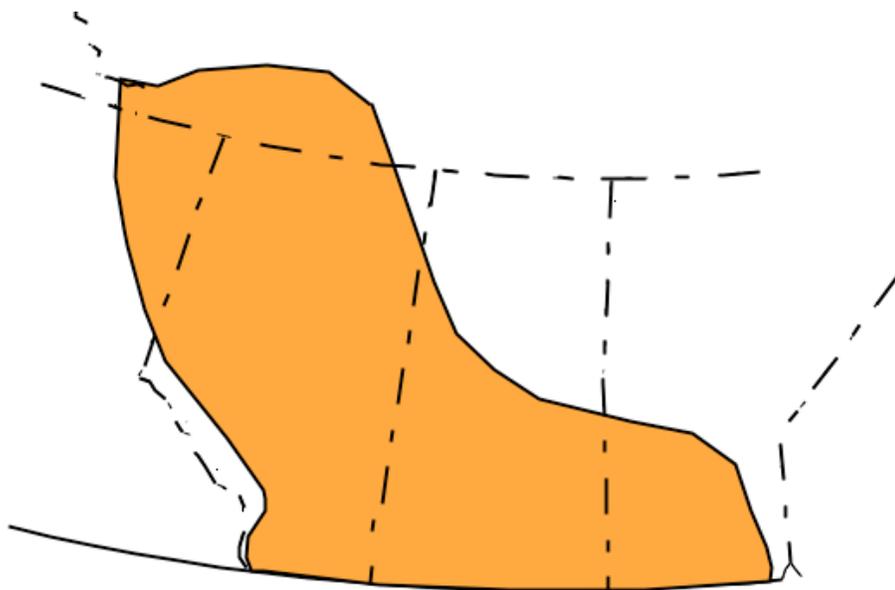
CONTEXTE

2.1 Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien

Le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) s'étend sur la majorité de l'Alberta, sur une bonne partie de la C.-B. et de la Saskatchewan ainsi que sur une partie du Manitoba, du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest (figure 2.1). La topographie et la géologie de cette vaste région varient considérablement, ce qui influe sur les stratégies d'exploration et de mise en valeur de l'industrie gazière. À titre d'exemple, l'accès aux sites de forage est pratiquement illimité dans les prairies généralement planes du sud-est du bassin, tandis qu'il est plus difficile dans l'ouest du bassin, au pied des Rocheuses. En outre, il y a généralement plus de zones à accès limité pour des raisons environnementales dans la partie ouest du bassin. Vers l'extrémité nord, le paysage est souvent dominé par le muskeg, de sorte que les forages doivent avoir lieu en hiver, lorsque le sol est gelé. Par conséquent, l'investissement nécessaire pour forer un puits varie en fonction des caractéristiques topographiques et des restrictions environnementales liées à l'emplacement considéré. En règle générale, un accès restreint, qu'il soit dû à la topographie ou à des restrictions environnementales, entraîne une hausse des coûts et une baisse du niveau des activités de forage et de mise en valeur.

FIGURE 2.1

Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien



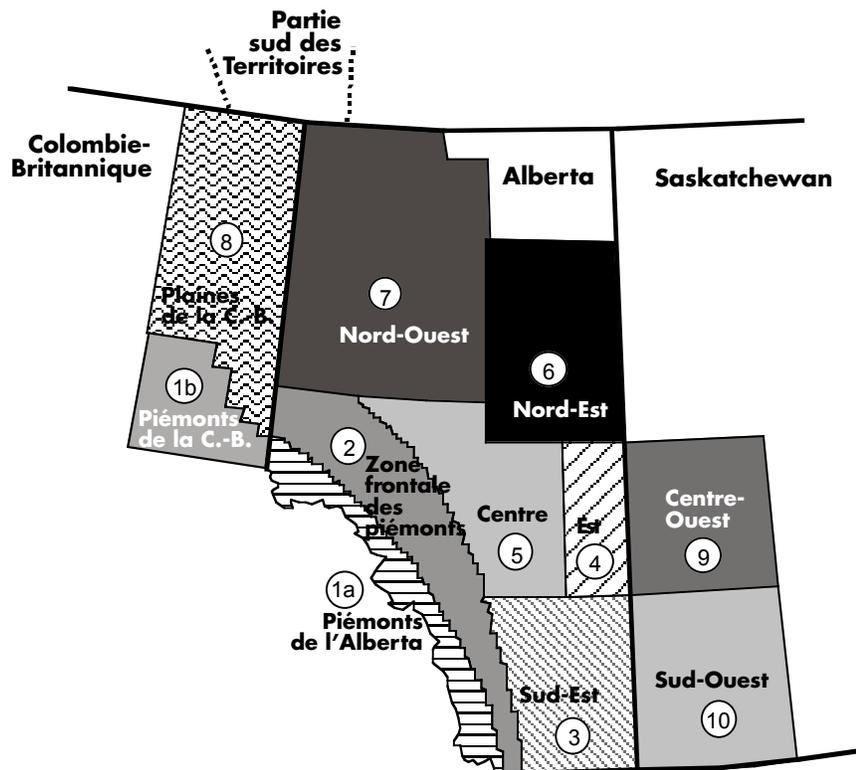
Les caractéristiques géologiques régionales peuvent également influencer considérablement sur les coûts et les activités de forage. Dans le BSOC, les formations géologiques sont orientées vers le sud-ouest de sorte que les profondeurs de forage et la complexité des opérations augmentent d'est en ouest. Ces différences d'accès et de profondeur de forage se traduisent par de très grands écarts des coûts de forage entre les différentes zones du BSOC. Ainsi, un puits peu profond foré dans le sud-est de l'Alberta ou le sud-ouest de la Saskatchewan peut coûter moins de 100 000 \$, tandis qu'un puits profond foré dans les piémonts des Rocheuses peut coûter plus de 10 millions de dollars.

La récupération du gaz et la productivité de chaque puits ont elle aussi tendance à varier selon la zone. Les taux de productivité initiale des puits peu profonds du sud-est de l'Alberta s'établissent généralement à 4 500 m³/j (0,16 10⁶pi³/j), alors que les puits types des piémonts des Rocheuses affichent un taux de productivité initiale de 225 000 m³/j (soit 8 10⁶pi³/j).

Comme les caractéristiques physiques du BSOC varient énormément d'une zone à l'autre, il convient de subdiviser le bassin en zones de moindre superficie ayant des caractéristiques similaires aux fins des analyses de diminution de la production. Pour les besoins du présent rapport, nous avons divisé le BSOC en zones de production gazière en utilisant en partie les critères établis par la Petroleum Services Association of Canada (PSAC). De plus, la zone des piémonts définie par la PSAC a été subdivisée par province (1a – Piémonts de l'Alberta et 1b – Piémonts de la C.-B.). Enfin, une douzième zone a été établie, soit la partie sud des Territoires (figure 2.2). Nous avons analysé ces zones séparément afin d'établir pour chacune les perspectives de productivité. Toute donnée présentée pour une zone plus vaste, comme l'ensemble du BSOC, correspond à la somme des résultats de toutes les zones qui en font partie.

FIGURE 2.2

Zones géographiques du BSOC



2.2 Production historique

La figure 2.3 illustre les volumes mensuels de gaz commercialisable extrait du BSOC depuis 1990, selon l'année de raccordement. Le BSOC a connu une forte hausse de la production de gaz commercialisable entre 1990 et 1998, passant d'une moyenne annuelle de 303 10⁶m³/j (10,7 10⁹pi³/j) à environ 453 10⁶m³/j (16 10⁹pi³/j). Depuis 1998, la production du bassin est demeurée relativement stable, la moyenne annuelle s'établissant à un peu plus de 453 10⁶m³/j (16 10⁹pi³/j).

La figure 2.3 nous révèle ce qui suit.

- Taux de diminution de la production des raccordements existants

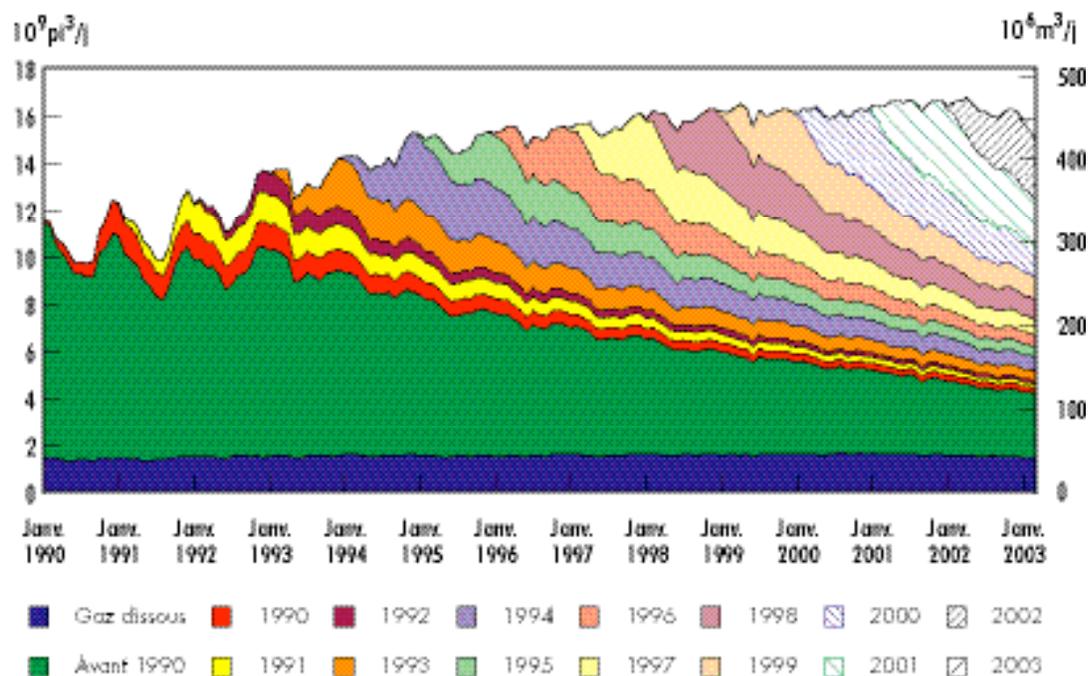
Depuis quelques années, le taux de diminution annuel de la production de tous les raccordements existants est de l'ordre de 23 %. À ce rythme, la production de gaz commercialisable dans le BSOC devrait diminuer en un an, passant de 453 10⁶m³/j (16 10⁹pi³/j) à environ 363 10⁶m³/j (12,8 10⁹pi³/j), en l'absence de gaz additionnel provenant de nouveaux raccordements.

- Forte contribution des nouveaux puits à la production actuelle

De grandes quantités de gaz commercialisable sont produites à partir des nouveaux raccordements de puits tous les ans, ce qui compense la perte due à la diminution de la production des anciens puits. Les nouveaux puits représentent maintenant une partie substantielle de la production gazière totale du BSOC, quelle que soit la période visée. De fait, environ 50 % des volumes totaux de gaz commercialisable produits au cours des dernières années proviennent de puits raccordés depuis moins de cinq ans au moment de la production. Avant 1998, les nouveaux raccordements de puits ont permis d'accroître année

FIGURE 2.3

Production de gaz commercialisable dans le BSOC selon l'année de raccordement



Source : GeoScout (données de production de puits)

après année la production globale, mais depuis 1998, la production des nouveaux puits est à peu près équivalente à la diminution de la production des puits existants. Par conséquent, la production totale du BSOC est restée relativement stable au cours de cette période.

Pour estimer la productivité future du BSOC, il faut évaluer avec précision la productivité des puits existants et la productivité des futurs raccordements. La méthode utilisée pour évaluer ces facteurs aux fins du présent rapport est examinée au chapitre 3.

MÉTHODE

La méthode générale utilisée dans la présente évaluation du marché de l'énergie (ÉME) pour estimer la productibilité du BSOC d'ici la fin de 2005 se résume 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 du présent rapport en vue d'obtenir une estimation de la productibilité à court terme du BSOC.

Pour les besoins de ce rapport, les raccordements de puits de gaz existants sont considérés comme étant ceux qui ont été mis en production avant le 1^{er} janvier 2003 et les raccordements de puits de gaz futurs sont ceux qui ont été mis en service après le 1^{er} janvier 2003.

Pour obtenir une estimation de la **productibilité future des raccordements existants** dans chaque zone géographique, on a regroupé les raccordements de puits de gaz selon l'année de raccordement et effectué une analyse de la diminution de la production afin de déterminer les paramètres qui définissent la productibilité future de ce groupe.

Pour évaluer la **productibilité des raccordements futurs**, on a procédé à une analyse de la diminution de la production à partir des données sur la production pour le « raccordement de puits de gaz type » dans chaque zone géographique. L'analyse menée sur les raccordements de puits de gaz types 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 de la production aux premiers stades de production plutôt que sur les données plus récentes sur la production. Les tendances observées dans les données historiques ont servi à établir les paramètres qui définissent la productibilité prévisible pour les raccordements futurs. Le nombre prévu de raccordements de puits de gaz futurs est estimé et appliqué à la productivité prévue pour le raccordement de puits de gaz type des années à venir pour en arriver à la productibilité des raccordements futurs.

La **productibilité en gaz dissous** est une composante mineure de la productibilité totale dans le BSOC; elle représente actuellement environ 8,5 % de la production globale du BSOC. 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 pour obtenir les paramètres qui définissent la productibilité future en gaz dissous.

3.1 Analyse de la diminution de la production

3.1.1 Alberta, Colombie-Britannique et Saskatchewan

3.1.1.1 Raccordements de puits de gaz existants

On a effectué une analyse de la diminution de la production pour les zones géographiques de l'Alberta, de la C.-B. et de la Saskatchewan afin de calculer les paramètres nécessaires à l'estimation de la productibilité future. Tous les raccordements qui ont produit du gaz et/ou du pétrole ont été regroupés dans l'une de deux catégories, soit gaz (« raccordements de puits de gaz ») ou pétrole (« raccordements de puits de pétrole ») à partir de la production cumulative et du ratio gaz/pétrole cumulatif de chaque raccordement. Les raccordements de puits de gaz dans chaque zone géographique ont été regroupés selon l'année de la mise en production (« l'année de raccordement »).

Pour chaque groupe 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 tracé un graphique du taux de production du groupe en fonction de la production cumulative afin de déterminer les paramètres suivants pour chaque groupe :

- productibilité du groupe au 31 décembre 2002,
- taux actuel de diminution (courbe exponentielle) du groupe.

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 pour la zone frontale des piémonts de l'Alberta en 1998 comme exemple de la méthode utilisée pour déterminer les paramètres de la diminution pour le groupe. Le taux de diminution (courbe exponentielle) est déterminé en fonction de la pente de la droite formée par les données sur la production historique sur le graphique du taux de production en fonction de la production cumulative. Le taux de diminution ainsi établi est le taux nominal annuel de la diminution de production.

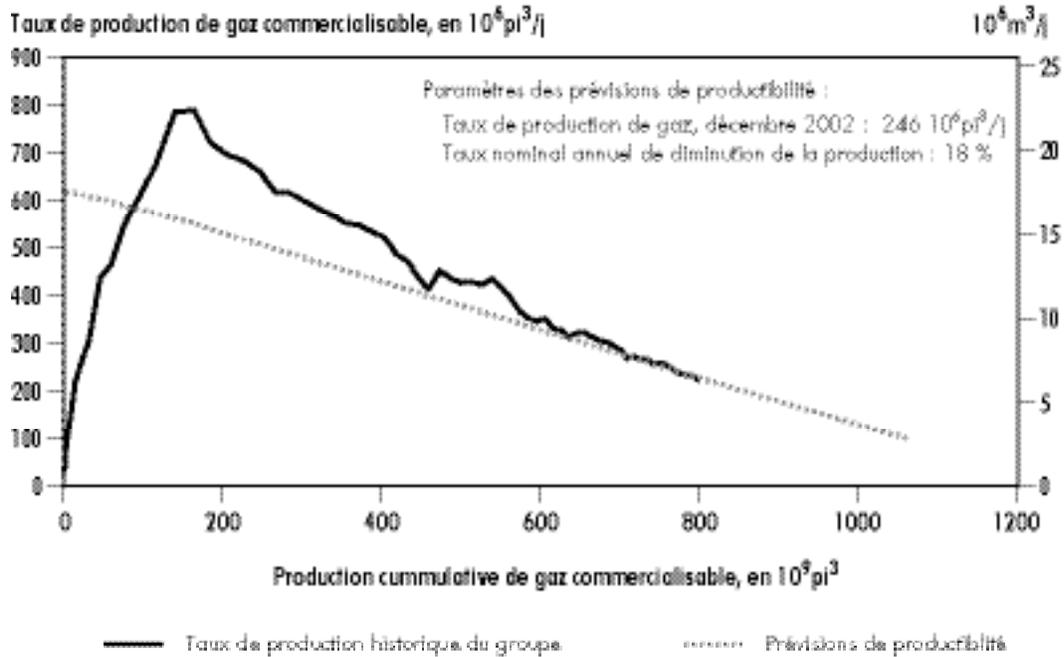
3.1.1.2 Raccordements de puits de gaz futurs

On a mené une deuxième analyse de la diminution de la production pour chaque groupe de raccordements de puits de gaz (groupés selon la zone géographique et l'année de raccordement) en vue d'évaluer le rendement du raccordement de puits type. L'évaluation du rendement des raccordements types dans les années de raccordement antérieures fournit le point de départ pour l'estimation du rendement des raccordements de puits types qui seront mis en production dans l'avenir.

Pour analyser la diminution de la production du raccordement de puits type du groupe, on a additionné les données de production historiques selon le « mois normalisé » plutôt que le mois civil. Pour la production relative à tout mois civil, le mois normalisé est le nombre de mois compris entre le mois où il y a production de gaz et le mois de mise en production de ce raccordement de puits de gaz. Le processus de normalisation permet de regrouper tous les raccordements de puits de gaz du groupe au même point de départ, ce qui est très souhaitable dans l'évaluation du rendement des puits de gaz type du groupe. On a divisé la production du groupe (total par mois normalisé) par le nombre de raccordements de puits de gaz du groupe afin d'obtenir un historique représentatif de la production pour le « raccordement de puits de gaz type » du groupe.

FIGURE 3.1

**Exemple de graphique de la diminution de la production du groupe
Zone frontale des piémonts de l'Alberta, année de raccordement 1998**



Source : GeoScout (données de production de puits)

Pour chaque zone géographique et chaque année de raccordement, on a tracé un graphique du taux de production en fonction de la production cumulée et l'on a analysé la diminution de la production pour obtenir les paramètres suivants :

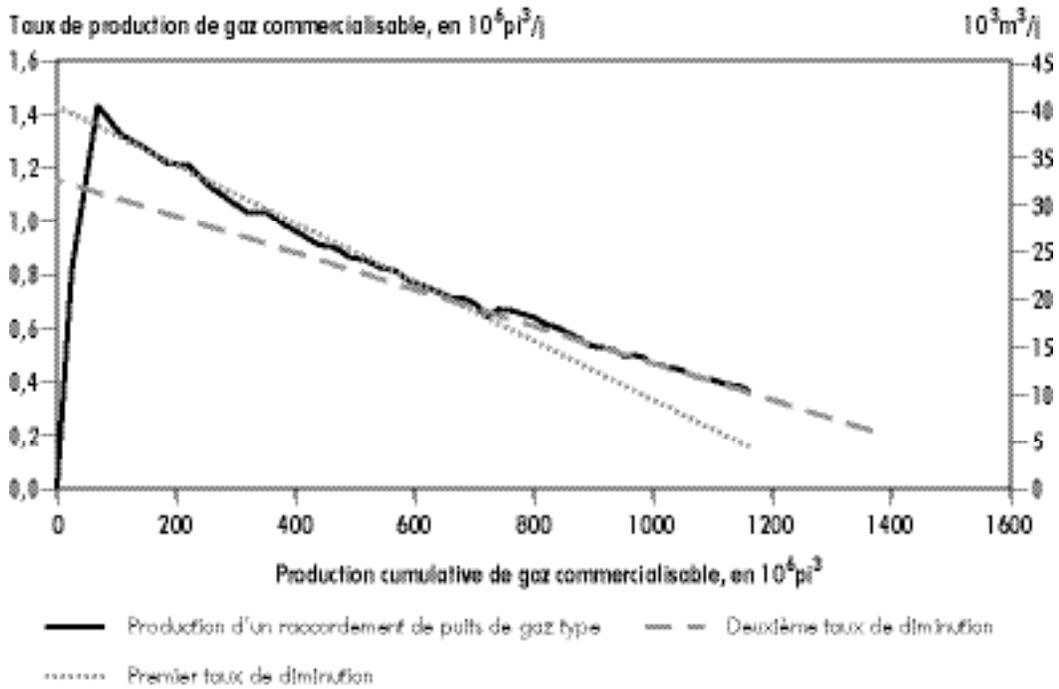
- taux de production initial,
- premier taux de diminution,
- nombre de mois avant le deuxième taux de diminution,
- deuxième taux de diminution.

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 type. La figure 3.2 porte sur la zone frontale des piémonts de l'Alberta pour les raccordements de puits de gaz mis en production en 1998. Des graphiques de ce genre ont été préparés pour toutes les zones géographiques de l'Alberta, de la C.-B. et de la Saskatchewan, et pour toutes les années de raccordement entre 1990 et 2002.

L'analyse de la diminution de la production (figure 3.2) exécutée à partir des données sur les raccordements de puits de gaz types permet d'obtenir des paramètres qui définissent la productivité des raccordements de puits de gaz types au cours des années antérieures (pour plus de détails, voir l'annexe 4). Pour examiner le rendement des puits de gaz types selon l'année de raccordement, on a préparé des graphiques comme celui de la figure 3.3 pour chaque zone géographique de l'Alberta, de la C.-B. et de la Saskatchewan (voir l'annexe 1). La figure 3.3 montre un graphique du taux de production en fonction de la production cumulée des raccordements de puits types dans le BSOC pour les six dernières années de raccordement. On a utilisé les tendances qui ressortent clairement dans ce type de graphique pour calculer la productivité initiale qui doit être appliquée aux raccordements de puits de gaz futurs dans chaque zone géographique.

FIGURE 3.2

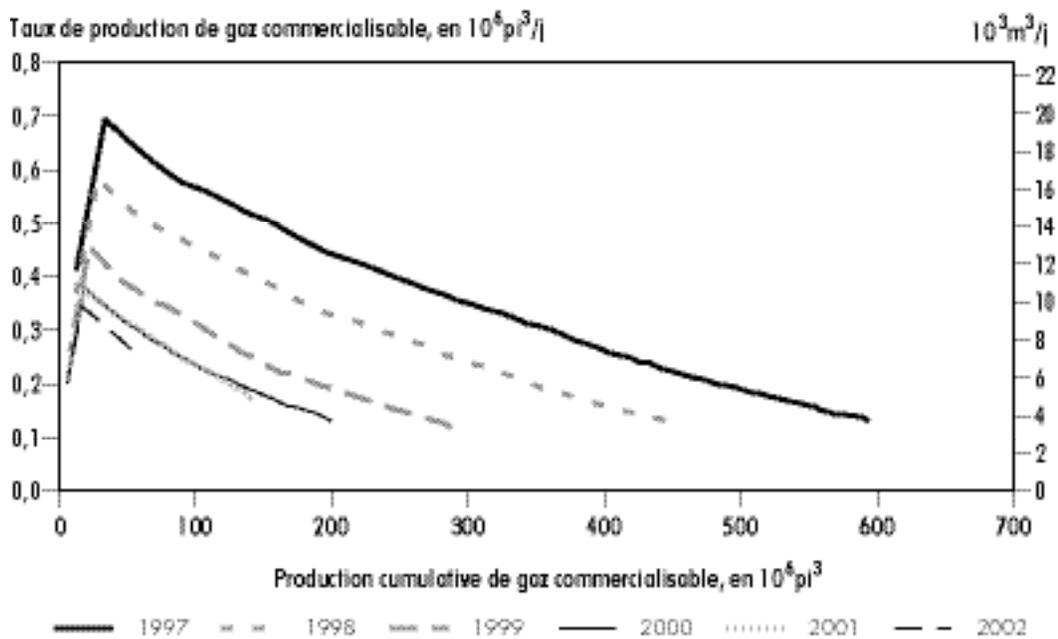
Exemple de graphique de la diminution de la production d'un raccordement de puits de gaz type
Zone frontale des piémonts de l'Alberta, année de raccordement 1998



Source : GeoScout (données de production de puits)

FIGURE 3.3

Profils de production des raccordements de puits de gaz moyens dans le BSOC au cours des dernières années



Source : GeoScout (données de production de puits)

L'analyse de la diminution de la production des raccordements du puits de gaz type dans chaque zone géographique produit donc en bout de ligne les paramètres qui définissent la productivité des raccordements de puits de gaz futurs. Pour évaluer la productivité totale de ces raccordements futurs, on doit aussi estimer le nombre de raccordements de puits de gaz futurs qui seront faits. La méthode utilisée pour évaluer le nombre de raccordements de puits futurs est décrite à la section 3.2.

3.1.1.3 Gaz dissous

Le gaz dissous est du gaz naturel produit conjointement avec la production de pétrole. Le gaz dissous représente seulement 8,5 % de la production totale du BSOC; on a donc fait une analyse moins rigoureuse pour évaluer la productivité de gaz dissous. Pour estimer la productivité future de gaz dissous, on a utilisé un graphique du taux de production en fonction de la production cumulative 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.

3.1.2 Partie sud des Territoires

La partie sud des Territoires est relativement peu développée et se prête donc mal au type d'analyse statistique effectuée dans les zones de l'Alberta, de la C.-B. et de la Saskatchewan. Elle comprend un petit nombre de zones gazéifères qui se trouvent à la fois au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest. À l'heure actuelle, cette zone produit environ $2,8 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($100 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$) de gaz commercialisable. On a procédé à l'analyse de la diminution de la production pour chaque zone gazière principale afin de déterminer la productivité future des raccordements de puits de gaz existants. La productivité escomptée pour les raccordements de puits futurs a été déterminée à l'aide des estimations de l'Office quant au nombre de raccordements futurs et aux paramètres de productivité des raccordements types applicables à la zone.

3.1.3 Méthane des gisements houillers

Au cours des dernières années, le méthane des gisements houillers (MGH) du BSOC a suscité de plus en plus d'intérêt. Un certain nombre de projets pilotes sont en cours afin de déterminer la rentabilité de l'exploitation commerciale de cette ressource. L'ONÉ s'attend à ce que quelque 350 puits de MGH soient forés en 2003 dans le cadre de divers projets menés dans le BSOC. Selon l'Office, les activités de mise en valeur du MGH menées jusqu'à maintenant dans le BSOC ne permettent pas encore de parvenir à un consensus clair sur le niveau de succès auquel on peut s'attendre dans l'exploitation de cette ressource. Toutefois, étant donné le niveau d'activité et d'intérêt actuel pour le MGH, le grand potentiel de cette ressource dans le BSOC et la production actuelle d'une certaine quantité de méthane dans le BSOC, il est normal que la présente ÉMÉ rende compte d'un certain niveau de production de cette ressource.

Selon cette ÉMÉ, on estime que l'activité liée au MGH augmentera constamment, passant d'environ 300 nouveaux puits raccordés en 2003 à 1 200 nouveaux raccordements en 2005, d'où une productivité totale en MGH de quelque $5,7 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($200 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$) d'ici la fin de 2005.

3.1.4 Considérations particulières

Ladyfern

En 2000, le prolifique champ de gaz de Ladyfern a été découvert dans la zone des plaines de la C.-B.; en 2001 et 2002, on a foré une quarantaine de puits afin d'exploiter le plein potentiel de ce nouveau

champ. Les puits de Ladyfern, très productifs, sont très différents des nouveaux raccordements de puits de gaz types de la zone des plaines de la C.-B. Étant donné le nombre de puits associés au champ de Ladyfern, leur taux de production anormalement élevé et leurs caractéristiques de forte diminution, les puits de Ladyfern ont été considérés séparément des autres champs gaziers des plaines de la C.-B. aux fins de l'analyse de la diminution de production. On a procédé à une analyse distincte de la diminution de la production pour le champ de Ladyfern, qui a été ensuite intégrée aux prévisions pour la zone des plaines de la C.-B.

Fermeture de puits du nord-est de l'Alberta pour la conservation du bitume

Au cours de l'été 2003, l'Alberta Energy and Utilities Board a dressé une liste de 938 puits de gaz situés dans le nord-est de l'Alberta dont l'exploitation continue représentait une menace potentielle pour la récupération des ressources en bitume. Les puits en cause doivent être fermés, à moins que l'on puisse démontrer que la production continue d'un puits donné ne nuira pas à la récupération du bitume. Au moment d'écrire ces lignes, le processus visant à déterminer lesquels de ces 938 puits resteront en production est en cours.

À la fin de 2002, la productibilité totale de ces 938 puits était de quelque $5,95 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($210 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$). L'Office présume qu'environ 50 % de la productibilité liée à ces 938 puits disparaîtrait d'ici la fin de 2003. Pour tenir compte de cette situation, on a appliqué un facteur de correction aux prévisions relatives à la productibilité pour la zone du nord-est de l'Alberta.

3.2 Activités de forage et raccordements de puits de gaz

Les nouveaux raccordements de puits de gaz représentent en tout temps une part importante et critique de la production gazière totale du bassin. Pour évaluer la productibilité associée aux nouveaux raccordements, on doit estimer la productivité de chaque raccordement ainsi que le nombre de raccordements qui seront effectués. La section 3.1.1.2 décrit la méthode utilisée pour déterminer les paramètres de rendement des raccordements de puits de gaz types au cours des prochaines années. Dans la présente section, on décrit la méthode utilisée pour estimer le nombre de raccordements de puits de gaz qui seront réalisés en 2003, 2004 et 2005.

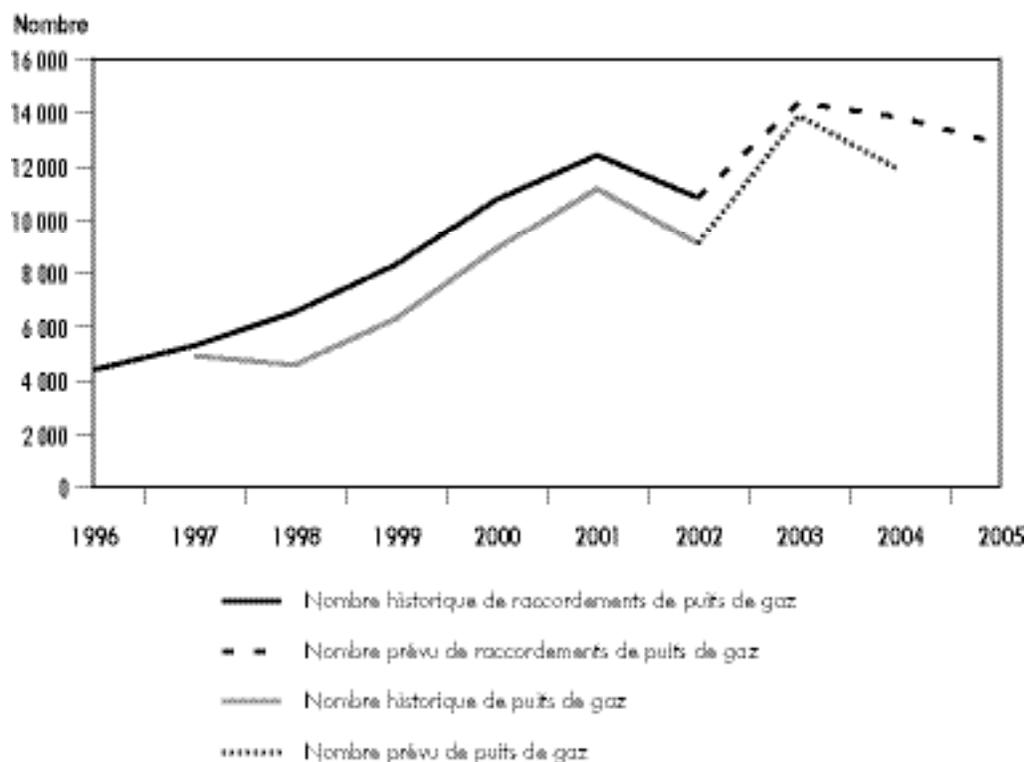
Un graphique a été préparé pour chaque zone géographique, indiquant le nombre de puits forés au cours de chacune des dernières années et le niveau estimatif des activités de forage de puits de gaz en 2003 et 2004. On s'est servi des données du document de la PSAC intitulé *2004 Canadian Drilling Activity Forecast*, qui a été publié en octobre 2003, pour estimer le niveau des activités de forage de puits de gaz en 2003 et 2004 dans chacune des zones du BSOC. Le nombre de raccordements antérieurs pour chaque année a également été porté sur un graphique. La figure 3.4 est un exemple de ce type de graphique et illustre les données pour l'ensemble du BSOC. Des graphiques semblables à celui de la figure 3.4 ont été tracés pour chaque zone géographique de l'Alberta, de la C.-B. et de la Saskatchewan (voir l'annexe 2). Il existe une corrélation logique entre le nombre de puits forés et le nombre de raccordements effectués chaque année dans les diverses zones géographiques. À partir des corrélations établies au cours des dernières années dans chaque zone géographique, on a déterminé un ratio de raccordements par puits de gaz foré, que l'on a appliqué au nombre estimatif de forages en 2003, 2004 et 2005 pour faire une projection des raccordements de puits de gaz au cours de ces années. Compte tenu du haut niveau prévu des activités de forage pendant le dernier trimestre de 2003, une partie des raccordements de puits de gaz associés aux forages effectués en 2003 a été affectée à 2004 dans la présente étude.

3.3 Résumé de la méthode

On a décrit dans le présent chapitre la méthode utilisée dans cette étude afin de déterminer la productibilité future en gaz naturel. L'analyse de la diminution de la production faite pour chaque groupe de production (par zone géographique et année de raccordement) fournit les paramètres qui peuvent servir à estimer la productibilité future des raccordements de puits de gaz existants. Les paramètres qui décrivent le rendement des raccordements futurs sont calculés à partir de l'analyse de la diminution de la production des raccordements de puits types dans chaque zone géographique. Les tendances actuelles et historiques relatives aux forages et aux raccordements sont analysées en vue d'obtenir une estimation des raccordements de puits de gaz qui seront effectués dans l'avenir. Pour déterminer la contribution des futurs puits à la productibilité, on a appliqué le nombre de raccordements futurs aux paramètres touchant le rendement escompté des raccordements de puits de gaz futurs. On obtient aussi la productibilité future en gaz dissous en extrapolant les tendances actuelles relatives à la diminution de la production de chaque zone géographique. Une estimation de la production de méthane de gisements houillers est ajoutée à la productibilité totale dans le BSOC, en supposant qu'il y aura une progression continue de la mise en valeur de cette ressource.

FIGURE 3.4

Forages et raccordements de puits de gaz dans le BSOC



Sources : *Nickle's Daily Oil Bulletin* et GeoScout (données de production de puits)

PARAMÈTRES DE PRODUCTIBILITÉ – RÉSULTATS

4.1 Diminution de la production – Raccordements de puits de gaz existants et gaz dissous

L'analyse de la diminution de la production a permis de réaliser une estimation du taux de production à la fin de 2002 et du taux de diminution actuellement applicable à cette production. Ces valeurs ont été déterminées pour chaque zone géographique et année de raccordement pour les raccordements de puits de gaz existants, ainsi que pour chaque zone géographique de production de gaz dissous. La productibilité future des raccordements de puits de gaz existants et de gaz dissous est fondée sur ces paramètres. Ces paramètres sont présentés sous forme de tableau à l'annexe 3. Les prévisions de productibilité créées à partir de ces paramètres peuvent être additionnées et résultent en un taux de diminution nominal global de 22,8 % en 2003, pour tous les raccordements de puits de gaz existants et le gaz dissous dans le BSOC.

4.2 Raccordements de puits de gaz futurs

4.2.1 Paramètres de rendement des raccordements de puits de gaz types futurs

En raison de la contribution importante des raccordements récents de puits de gaz pour ce qui est de la productibilité totale dans le BSOC à n'importe quel moment, 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 production décrite au chapitre 3 constitue le fondement de l'établissement des paramètres de rendement des raccordements de puits de gaz futurs.

De façon générale, on observe que dans chaque zone géographique, le premier taux de diminution, le deuxième taux de diminution et le nombre de mois avant le début du deuxième taux de diminution ont été assez constants au cours des dernières années. Ces paramètres de puits de gaz types, observés aux cours des dernières années de raccordements, ont été appliqués sans que des modifications aient été apportées aux années de raccordement à venir.

Pour ce qui est de la productibilité initiale, une tendance vers le bas était évidente au cours de la période de 1997 à 2002 dans la plupart des zones géographiques. Cependant, de façon générale, la diminution année après année de la productivité initiale a accusé une baisse considérable au cours des dernières années et dans certaines zones, la productivité initiale semble s'être stabilisée. Des graphiques du rendement des raccordements de puits de gaz types au cours des dernières années pour chaque zone géographique sont présentés à l'annexe 1.

Les paramètres de rendement des raccordements de puits de gaz futurs établis pour chaque zone géographique sont indiqués au tableau 4.1.

4.2.2 Nombre de raccordements de puits de gaz futurs

Le nombre de nouveaux raccordements de puits de gaz en fonction des paramètres de rendement du tableau 4.1 nous donne la productibilité des raccordements de puits de gaz futurs. Le nombre prévu de nouveaux raccordements de puits de gaz est obtenu par l'analyse des prévisions de l'industrie pour les activités de forage de puits de gaz dans le BSOC.

Tel qu'indiqué au chapitre 3, on a utilisé le document intitulé *Prévisions des activités de forage au Canada en 2004* de la PSAC pour obtenir des estimations des niveaux de forage de puits de gaz en 2003 et 2004. Dans la présente ÉMÉ, l'activité de forage des puits de gaz en 2005 devrait être la même que celle qui avait été prévue pour 2004 dans le rapport de la PSAC. Les 13 900 puits de gaz estimés par la PSAC pour 2003 représentent une forte augmentation par rapport aux 9 100 puits de gaz qui ont été forés en 2002. Cette augmentation prévue de l'activité s'étend à l'ensemble du BSOC, à l'exception des zones du nord-est et de l'est de l'Alberta, qui ne connaissent actuellement que de faibles augmentations marginales dans les forages de puits de gaz. Les activités de forage de 2003 estimées pour les plaines de la C.-B. et le sud-est de l'Alberta ont été particulièrement élevées, et représentent des augmentations de 90 % et 70 % pour ce qui est du nombre de puits forés respectivement, comparativement à 2002. Pour 2004, le rapport de la PSAC estime que 11 900 puits de gaz seront forés dans le BSOC, ce qui, en dépit d'une diminution par rapport à 2003, représente néanmoins un niveau d'activité très élevé par rapport aux niveaux antérieurs en ce qui a trait au forage. Selon le rapport de la PSAC, les diminutions les plus importantes pour ce qui est des activités de forage entre 2003 et 2004 devraient survenir dans l'est du BSOC. Dans le sud-est, l'est, le nord-est et le centre de l'Alberta, ainsi que dans le sud-ouest et le centre-ouest de la Saskatchewan, considérés dans leur ensemble, le nombre de puits forés en 2004 devrait être inférieur de 1 800 environ au nombre de puits forés en 2003. Pour ce qui est des zones à gisements de gaz peu profonds du sud-est de l'Alberta et du sud-ouest de la Saskatchewan, en dépit de la diminution des activités de forage de puits de gaz en 2004 comparativement aux niveaux très élevés de 2003, les niveaux de forage prévus pour 2004 demeurent toujours élevés par rapport aux niveaux antérieurs. Les activités de forage en

T A B L E A U 4 . 1

Caractéristiques de production des raccordements de puits de gaz types - 2003, 2004 et 2005

Prov.	Zone	Premier taux de diminution	Nombre de mois avant le début de la deuxième diminution	Deuxième taux de diminution	Productivité initiale					
					Raccordements de puits de gaz en 2003		Raccordements de puits de gaz en 2004		Raccordements de puits de gaz en 2005	
					10 ³ m ³ /j	10 ³ pi ³ /j	10 ³ m ³ /j	10 ³ pi ³ /j	10 ³ m ³ /j	10 ³ pi ³ /j
Alberta	Piémonts	0,50	12	0,20	56,63	2,000	56,63	2,000	56,63	2,000
	Z.f. piémonts	0,50	20	0,25	23,22	0,820	22,65	0,800	22,09	0,780
	S.-E.	0,60	18	0,30	4,39	0,155	4,25	0,150	4,11	0,145
	Est	0,60	20	0,30	7,93	0,280	7,65	0,270	7,36	0,260
	Centre	0,63	24	0,31	9,49	0,335	9,20	0,325	8,92	0,315
C.-B.	N.-E.	0,33	27	0,22	7,65	0,270	7,36	0,260	7,08	0,250
	N.-O.	0,55	24	0,32	15,57	0,550	14,87	0,525	14,16	0,500
	Plaines	0,40	24	0,20	25,49	0,900	24,64	0,870	24,07	0,850
Sask.	Piémonts	0,20	s/o	s/o	226,54	8,000	226,54	8,000	226,54	8,000
	C.-O.	0,55	18	0,20	6,80	0,240	6,23	0,220	5,66	0,200
	S.-O.	0,46	24	0,24	1,81	0,064	1,76	0,062	1,70	0,060

2004 dans les zones de l'ouest du bassin devraient être soutenues à des niveaux semblables à ceux de 2003, avec une légère augmentation des niveaux de forage de puits de gaz dans les plaines de la C.-B. par rapport à 2003.

Lors de l'examen de la diminution du nombre total prévu de puits de gaz forés en 2004 par rapport à 2003, l'Office a observé que les activités de forage sont de plus en plus intenses dans le nord et l'ouest du BSOC, et particulièrement dans les plaines de la C.-B. L'Office constate également que le rapport de la PSAC prévoit des activités de forage moins importantes en 2004 qu'en 2003 dans l'est du BSOC. De façon générale, les puits forés dans le nord et l'ouest sont plus profonds, plus coûteux et plus productifs que les puits forés dans l'est et le sud du bassin. Ainsi, la diminution du nombre total de puits de gaz qui devraient être forés en 2004 en comparaison de 2003 est partiellement due aux activités de forage accrues dans le nord et l'ouest du BSOC. Le niveau d'activités de forage prévu pour 2004 est également tempéré par certaines préoccupations à l'effet que les niveaux de prix de 2004 n'atteindraient pas ceux de 2003, ce qui donnerait lieu à une baisse des rentrées nettes de l'industrie.

Dans la présente ÉMÉ, le nombre de raccordements de puits de gaz pour chaque année et pour chaque zone est estimé principalement d'après les prévisions de forage de puits de gaz conjuguées aux tendances historiques du rapport du nombre de raccordements de puits de gaz au nombre de puits forés. Étant donné les niveaux élevés de puits de gaz forés au cours de la dernière moitié de 2003, et le délai prévu qui s'écoule entre l'achèvement des travaux et la date d'entrée en production des puits de gaz, une partie des raccordements attribuables aux puits de gaz forés en 2003 ont été considérés en 2004 dans la présente ÉMÉ. Compte tenu de ces facteurs, le tableau 4.2 présente les prévisions de l'Office sur les raccordements de puits de gaz par zone géographique.

T A B L E A U 4 . 2

Raccordements de puits de gaz prévus par zone géographique

Province	Zone	Raccordements de puits de gaz prévus		
		2003	2004	2005
Alberta	Piémonts	77	77	77
	Z.f. piémonts	1 273	1 274	1 202
	S.-E.	6 475	6 019	5 739
	Est	576	580	480
	Centre	1 346	1 250	1 036
	N.-E.	480	350	330
C.-B.	N.-O.	1 024	1 018	963
	Plaines	750	870	825
	Piémonts	9	9	9
Sask.	C.-O.	218	194	155
	S.-O.	2 170	2 215	2 041
Total BSOC		14 398	13 856	12 857

PERSPECTIVES DE PRODUCTIBILITÉ

Compte tenu des raccordements de puits de gaz futurs et des prévisions de leur rendement, ainsi que de la diminution des puits producteurs existants, l'Office présente des estimations de la productibilité pour chaque zone au tableau 5.1.

La productibilité des zones d'approvisionnement clés de l'Alberta, soit la zone frontale des piémonts et le sud-est de l'Alberta, qui représentent à elles seules presque 43 % de la production dans le BSOC, devrait demeurer relativement stable pendant la période des prévisions. La légère diminution prévue dans la zone frontale des piémonts de l'Alberta est à peu près compensée par la faible augmentation de la productibilité dans le sud-est de l'Alberta. La productibilité des deux zones de la Saskatchewan devrait également demeurer stable pour cette période. Les zones des piémonts de l'Alberta et de la C.-B. devraient connaître une productibilité accrue pour la période de prévisions en raison de l'accroissement de l'intensité des activités de forage et des taux de production élevés des puits auxquels on s'attend pour ces deux zones. De même, dans la zone des plaines de la C.-B., le niveau accru des activités de forage de puits de gaz prévu pour cette zone devrait résulter en une productibilité accrue d'ici la fin de 2005. Toutefois, l'accroissement de productibilité dans ces trois zones sera plus que compensé par les zones du nord-est, de l'est, du nord-ouest et du centre de

T A B L E A U 5 . 1

Perspectives de productibilité dans le BSOC par zone géographique

Province	Zone	Production Décembre 2002		Productibilité prévue à la fin de l'année					
				2003		2004		2005	
		10 ⁶ m ³ /j	10 ⁶ pi ³ /j	10 ⁶ m ³ /j	10 ⁶ pi ³ /j	10 ⁶ m ³ /j	10 ⁶ pi ³ /j	10 ⁶ m ³ /j	10 ⁶ pi ³ /j
Alberta	Piémonts	15,1	533	16,5	583	17,3	612	17,9	633
	Z.F. des piémonts	119,8	4 229	119,3	4 211	117,8	4 157	114,2	4 030
	S.-E.	78,5	2 771	83,3	2 939	82,7	2 918	80,4	2 839
	Est	19,3	680	18,3	645	17,7	625	16,7	588
	Centre	46,4	1 638	45,3	1 600	43,2	1 524	40,0	1 410
	N.-E.	34,5	1 218	29,4	1 037	26,0	918	23,4	827
	N.-O.	59,8	2 112	57,3	2 023	55,3	1 954	52,4	1 850
C.-B.	Plaines	59,9	2 113	60,3	2 129	64,6	2 280	66,5	2 348
	Piémonts	8,2	291	8,3	293	8,7	306	9,0	318
Sask.	C.-O.	5,0	178	5,3	188	5,2	185	5,0	177
	S.-O. *	13,1	463	13,7	484	13,9	491	13,7	483
Partie sud des Terr.	Terr.	2,6	92	2,3	83	3,4	119	2,9	104
Méthane des gisements houillers dans le BSOC		0,2	6	1,0	35	2,6	92	5,7	202
Total BSOC		462,4	16 324	460,3	16 250	458,4	16 182	447,9	15 810

* Nota : Les perspectives de productibilité pour le sud-ouest de la Sask. comprennent les volumes de gaz dissous produits dans le sud-est de la Sask.

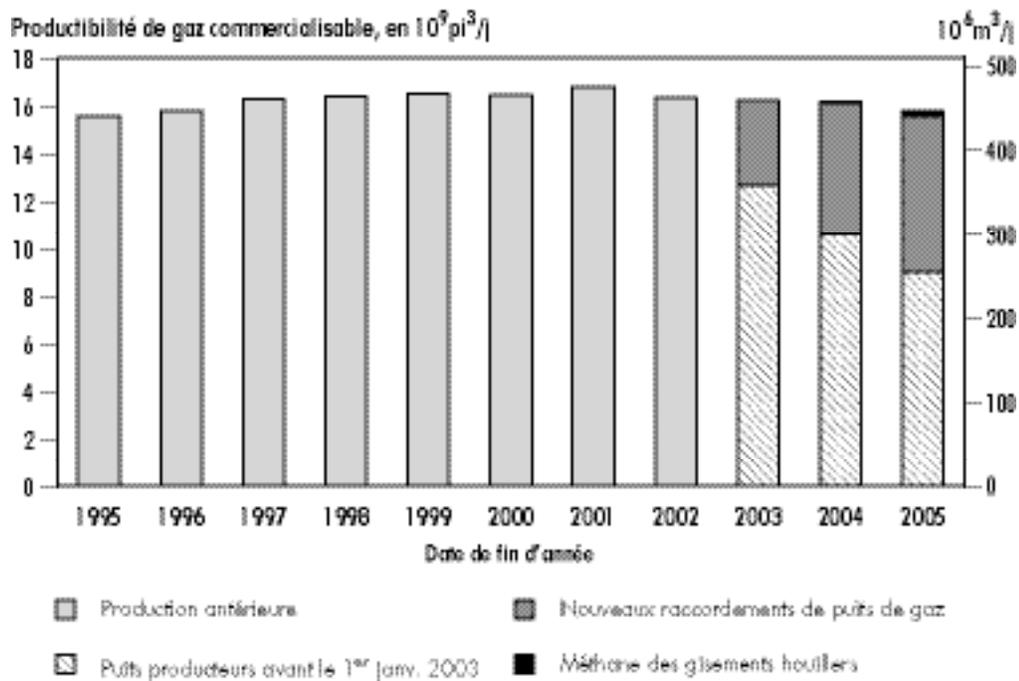
l'Alberta dont la productibilité devrait diminuer de manière stable au cours de la période de prévisions.

La production du gisement Ladyfern dans la zone des plaines de la C.-B. a eu une incidence marquée sur la productibilité dans le BSOC au cours des trois dernières années. Les découvertes de cette nature sont plutôt rares dans cet environnement et, par conséquent, l'Office ne prévoit pas d'autres découvertes importantes de ce type pour la période visée par l'étude.

Le cumul des valeurs de la productibilité prévue permet d'établir les perspectives de l'Office pour le BSOC, tel que le présente la figure 5.1. Ces perspectives montrent que la productibilité totale pour le BSOC diminuera légèrement pendant la période de prévisions en passant de 462 10⁶m³/j (16,3 10⁹pi³/j) à la fin de 2002, à 448 10⁶m³/j (15,8 10⁹pi³/j) d'ici la fin de 2005, et que la majeure partie de la diminution se produira en 2005.

FIGURE 5.1

Perspectives de productibilité de gaz dans le BSOC



CONCLUSIONS ET IMPLICATIONS

Dans son ÉMÉ de décembre 2002, l'Office a estimé que la productibilité du BSOC connaîtrait une diminution en passant de $470 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($16,6 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$) à la fin de 2001, à $450,5 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($15,9 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$) à la fin de 2004, ce qui représente un recul de 4,3 % sur cette période de trois ans. Dans la présente ÉMÉ, on a examiné les facteurs ayant une incidence sur la productibilité dans le BSOC, ce qui permet à l'Office de mettre à jour ses perspectives à court terme de la productibilité par rapport à l'ÉMÉ de décembre 2002.

Le taux de diminution global des raccordements actuellement producteurs est un des facteurs clés pour ce qui est des perspectives de productibilité dans le bassin. Le taux de diminution nominal annuel global de la production de gaz pour tous les raccordements producteurs à la fin de 2002 est estimé à 22,8 % sur l'ensemble de 2003. Ce taux de diminution dans les raccordements actuellement producteurs a été sensiblement le même pour chacune des quatre dernières années. À ce niveau de diminution, et pour un niveau de production commercialisable d'environ $455 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($16,0 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$), la diminution de la productibilité due à la baisse de production des raccordements actuellement producteurs pour une année est d'environ $94 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($3,3 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$).

La productibilité associée aux nouveaux raccordements de puits de gaz permet de compenser la diminution de productibilité des raccordements actuellement producteurs. Au cours des dernières années, les ajouts de productibilité dus aux nouveaux raccordements de puits de gaz ont été sensiblement égaux à la diminution de productibilité des anciens raccordements de puits de gaz, ce qui a donné lieu à un profil de production relativement neutre pour le BSOC depuis 1998. Cependant, un nombre croissant de raccordements ont été nécessaires pour maintenir ce profil régulier. L'Office estime maintenant que le nombre de nouveaux raccordements de puits de gaz en 2003 s'élèvera à 14 400, ce qui représente une hausse considérable par rapport aux niveaux prévus dans l'ÉMÉ de décembre 2002. Le nombre de raccordements de puits de gaz en 2004 et 2005 devrait être de 13 850 et de 12 850 respectivement. La productivité initiale des nouveaux raccordements de puits de gaz en 2003 est légèrement plus faible que la productivité prévue dans l'ÉMÉ de décembre 2002 et devrait diminuer légèrement dans la plupart des zones du BSOC entre 2003 et 2005.

Suite à l'observation de ces tendances récentes, l'Office prévoit maintenant que la productibilité dans le BSOC connaîtra une diminution, passant de $462 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($16,3 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$) à la fin de 2002 à $448 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ($15,8 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$) d'ici la fin de 2005. Cela représente une diminution d'environ 3 % de la production de gaz commercialisable au cours de cette période de trois ans. L'importante contribution à la productibilité offerte par les nouveaux raccordements de puits de gaz devrait se poursuivre pendant la période de prévision, sans toutefois compenser entièrement la diminution de la productibilité des puits de gaz déjà producteurs.

Implications

L'Office estime que les perspectives de productibilité pour le BSOC, dans un contexte où la demande de gaz naturel est forte, contribueront au maintien des prix élevés du gaz. Le prix relativement élevé du gaz naturel aura une incidence sur le secteur amont. Par exemple, les prix élevés favorisent l'exploitation des ressources de gaz naturel dans le BSOC qui n'ont pas été considérées dans le passé, et favorisent également des niveaux élevés de forage.

On croit qu'il existe une quantité appréciable de petits gisements de gaz non exploités dans le BSOC. Les prix élevés du gaz, conjugués à l'application d'une technologie améliorée, rendront plus attrayante la mise en valeur des gisements de gaz de petite taille.

Encore plus peut-être que les petits gisements de gaz, les ressources contenues dans des gisements non classiques du BSOC feront l'objet d'activités de mise en valeur. On sait depuis des années qu'il existe de grandes accumulations de gaz naturel contenues dans des formations de faible qualité, mais les prix moins élevés du produit de base ainsi que l'expérience et les compétences techniques moindres dans ce domaine par les années passées n'ont pas favorisé leur exploitation à grande échelle. En raison des prix relativement élevés du gaz naturel, et des améliorations continues dans les technologies, l'exploitation à grande échelle de ce type de ressources gazières commence. Le méthane des gisements houillers est une ressource gazière non classique très abondante dans le BSOC. La situation actuelle en matière d'offre et de demande a favorisé des efforts récents visant à exploiter une partie du potentiel de cette ressource.

En résumé, par suite du taux de diminution suivant lequel près du quart de la production actuelle doit être remplacée chaque année en raison de la faible productivité initiale des nouveaux puits, le secteur amont doit forer à fond de train simplement pour maintenir les niveaux de production. Compte tenu des tendances concernant l'exploitation de gisements de plus en plus petits, l'Office prévoit une diminution de 3 % de la productibilité dans le BSOC au cours de la période de prévision, en supposant que les conditions du marché demeurent semblables. Si ces conditions changent et les prix du gaz se mettent à baisser, on assistera à une diminution des activités de mise en valeur des ressources gazières dans le BSOC. Les projets qui auraient été mis en valeur dans un contexte de prix plus élevés ne seront pas lancés, et la productibilité du gaz dans le BSOC connaîtra une diminution plus rapide que celle prévue dans le présent rapport.

GLOSSAIRE

Année de raccordement	Année « d'entrée en production » d'un raccordement de puits de gaz ou de puits de pétrole.
ÉMÉ 2002	Rapport de l'ONÉ publié en décembre 2002, intitulé <i>Évaluation du marché de l'énergie – Prévisions à court terme concernant la productibilité de gaz naturel dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, 2002 – 2004.</i>
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.
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.
Puits de gaz	Trou de forage comportant un ou plusieurs horizons géologiques capables de produire du gaz naturel.
Raccordement	Horizon géologique dans un puits pour lequel on a signalé la production de pétrole ou de gaz naturel.
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.
Raccordement de puits de pétrole	Horizon géologique d'un puits 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.

Taux de diminution

Terme utilisé pour exprimer la diminution du taux de production dans le temps, à mesure que la ressource s'épuise. Il est habituellement exprimé en pourcentage par année. Les acceptions les plus courantes sont le taux nominal de diminution, soit la pente d'une courbe exponentielle du taux de production en fonction de la production cumulative. Dans une relation linéaire du taux de production en fonction de la production cumulative, la diminution est appelée diminution exponentielle.

ANNEXES

Consulter sur Internet au

http://www.neb-one.gc.ca/energy/EnergyReports/EMAGasSTDdeliverabilityWCSB2003_2005_f.htm

- Annexe 1- Rendement des raccordements de puits de gaz types au cours des dernières années**
- Annexe 2- Activités de forage et raccordements de puits de gaz par région géographique**
- Annexe 3- Paramètres de rendement par groupe applicables à la production existante**
- Annexe 4- Paramètres de rendement historiques des raccordements de puits de gaz types**

