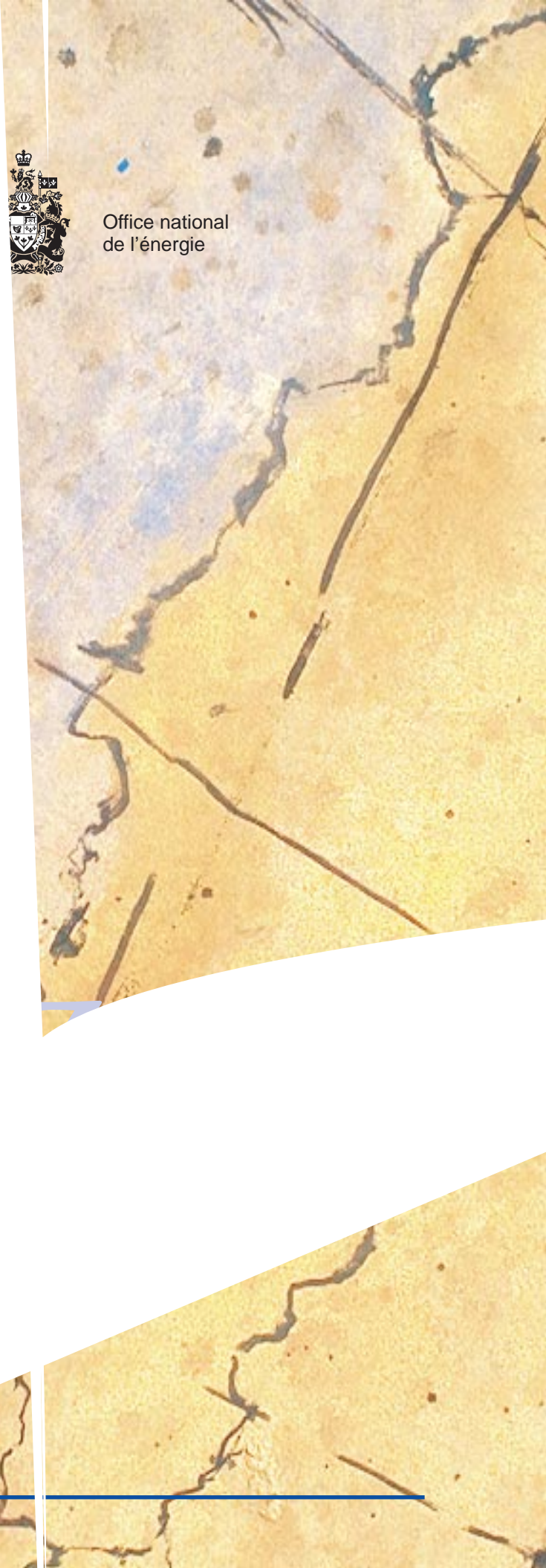




Office national  
de l'énergie



National Energy  
Board



Office national  
de l'énergie

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

---

**gaz** *dans* le bassin sédimentaire  
de l'Ouest canadien, **1998-2001**

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 1999  
représenté par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE23-82/1999F  
ISBN 0-662-84006-2

Ce rapport est publié séparément dans les deux  
langues officielles.

**Exemplaires disponibles sur demande auprès du:**

Coordonnateur des publications  
Office national de l'énergie  
444, Septième Avenue S.-O.  
Calgary (Alberta)  
T2P 0X8  
Télécopieur: (403) 292-5503  
Téléphone: (403) 299-3562  
Internet: [www.neb.gc.ca](http://www.neb.gc.ca)

**En personne, au bureau de l'Office:**

Bibliothèque  
Rez-de-chaussée

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 1999 as  
represented by the National Energy Board

Cat. No. NE23-82/1999E  
ISBN 0-662-28161-6

This report is published separately in both official  
languages.

**Copies are available on request from:**

Publications Coordinator  
National Energy Board  
444 Seventh Avenue S.W.  
Calgary, Alberta  
T2P 0X8  
Fax: (403) 292-5503  
Phone: (403) 299-3562  
Internet: [www.neb.gc.ca](http://www.neb.gc.ca)

**For pick-up at the NEB office:**

Library  
Ground Floor

Printed in Canada



*Publication imprimée sur du papier recyclé, contenant 20 % de déchets.*

<b>Liste des tableaux et figures</b>	ii
<b>Liste des abréviations et unités de mesure</b>	iii
<b>Avant-propos</b>	iv
<b>Chapitre 1 : Introduction</b>	1
<b>Chapitre 2 : Aperçu des marchés du gaz naturel</b>	
2.1 Marché intérieur	3
2.2 Marché d'exportation	4
2.3 Demande future de gaz naturel du BSOC	4
<b>Chapitre 3 : Facteurs influant sur l'offre de gaz à court terme</b>	
3.1 Zones gazières du BSOC	7
3.2 Taux de production et réserves historiques	8
3.3 Activités de forage	10
3.4 Rôle du stockage	12
3.5 Caractéristiques de production	13
<b>Chapitre 4 : Prévisions concernant la productibilité</b>	
4.1 Productibilité de base	17
4.2 Sensibilité aux paramètres d'entrée	18
4.3 Tendances de la productibilité à ce jour (1999)	20
<b>Chapitre 5 : Sommaire et conclusions</b>	21
<b>Glossaire</b>	23
<b>Annexe I : Production de gaz brut par région</b>	25
<b>Annexe II : Complétions de puits de gaz par région</b>	31
<b>Annexe III : Ventes de gaz intra-BSOC et transport extra-BSOC par gazoduc</b>	37

**Figures**

2.1	Principaux gazoducs du Canada	3
3.1	Zones gazières de l'Ouest canadien	7
3.2	Taux de production et RR/P dans le BSOC	8
3.3	Production de gaz brut dans le BSOC, selon l'année de raccordement	9
3.4	Complétions de puits de gaz dans le BSOC	11
3.5	Dépenses de forage de puits de gaz dans le BSOC	11
3.6	Volumes de gaz produit et commercialisé dans le BSOC	12
3.7	Destination du gaz du BSOC	13
4.1	Prévisions du nombre de puits de gaz raccordés dans le BSOC	18
4.2	Prévisions de productibilité dans le BSOC	19
4.3	Variabilité de la productibilité du BSOC	19
4.4	Volumes de gaz naturel stockés dans l'Ouest canadien	20

**Tableaux**

2.1	Capacité estimative future des gazoducs et demande intra-BSOC en 2001 (en $10^9 \text{pi}^3/\text{j}$ )	5
3.1	Répartition régionale de la production de gaz brut dans le BSOC (en %)	10
3.2	Taux de diminution de la production des puits raccordés, selon l'année de raccordement	14
3.3	Caractéristiques de production estimatives des puits de gaz récemment raccordés	15

### Abréviations

ANG	Alberta Natural Gaz
C.-B.	Colombie-Britannique
ÉMÉ	Évaluation du marché de l'énergie
Foothills	Foothills Pipe Lines Ltd.
L'ONÉ/l'Office	Office national de l'énergie
ÉMGN	Évaluation du marché du gaz naturel
N.-O.	Nord-Ouest
RR/P	Réserves restantes/production
S.-E.	Sud-Est
S.-O.	Sud-Ouest
TCPL/TransCanada	TransCanada PipeLines
É.-U.	États-Unis
BSOC	Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
WEI	Westcoast Energy Inc

### Unités de mesure

Préfixe	Facteur de multiplication	Symbole
kilo-	10 <sup>3</sup>	k
mega-	10 <sup>6</sup>	M
giga-	10 <sup>9</sup>	G
tera-	10 <sup>12</sup>	T
peta-	10 <sup>15</sup>	P
exa-	10 <sup>18</sup>	E
m <sup>3</sup> /j	= mètres cubes par jour	
10 <sup>3</sup> pi <sup>3</sup>	= millier de pieds cubes	
10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup>	= million de pieds cubes	
10 <sup>12</sup> pi <sup>3</sup>	= billion de pieds cubes	
10 <sup>3</sup> pi <sup>3</sup> /j	= millier de pieds cubes par jour	
10 <sup>6</sup> pi <sup>3</sup> /j	= million de pieds cubes par jour	
10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> /j	= milliard de pieds cubes par jour	
Gj	= gigajoules (10 <sup>9</sup> joules)	

---

# AVANT-PROPOS

L'Office national de l'énergie (« l'ONÉ » ou « l'Office ») assure une surveillance constante de la situation globale de l'énergie au Canada, en suivant l'évolution à court et à long terme de l'offre et de la demande.

Par suite de l'intégration des marchés de l'énergie, l'Office a mis en oeuvre un programme d'Évaluations du marché de l'énergie (« ÉMÉ »), qui se penche sur les tendances à court terme et les perspectives à long terme du marché. Le programme ÉMÉ a pour rôle de produire des analyses concernant les principaux produits énergétiques, considérés individuellement ou, dans certains cas, intégrés dans une étude globale. Ce que l'on désignait autrefois *Évaluations du marché du gaz naturel (ÉMGN)* est donc passé sous la coupe du programme ÉMÉ et le présent rapport aurait constitué, selon l'ancienne terminologie, une ÉMGN.

En ce qui a trait précisément au marché du gaz naturel, l'Office suit l'évolution des tendances sous-jacentes et en fait état périodiquement dans ses rapports ÉMÉ. Ceux-ci exposent en outre les enjeux qui influent de façon particulière sur le fonctionnement du marché du gaz et sur les caractéristiques des ressources disponibles.

Le présent rapport ÉMÉ, intitulé *Prévisions à court terme concernant la productibilité de gaz naturel dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, 1998 -2001*, examine les facteurs qui influent sur l'offre de gaz naturel à court terme et donne un aperçu de la productibilité jusqu'en 2001. Il 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 (« BSOC ») et en extrapolant celles-ci pour obtenir un aperçu de la productibilité à court terme du BSOC.

Pour une analyse des perspectives à long terme de l'offre et de la demande de tous les produits énergétiques, on peut consulter les rapports *L'Énergie au Canada - Offre et demande*<sup>1</sup>, publiés périodiquement par l'ONÉ, qui sont partie intégrante du programme ÉMÉ. Le chapitre consacré au gaz naturel propose des perspectives à long terme de l'offre et de la demande de gaz, y compris un aperçu des réserves, de la capacité de production, des prix, de la demande et de la substitution de combustible, dans le cadre global des produits énergétiques canadiens.

---

<sup>1</sup> L'Énergie au Canada - Offre et demande jusqu'en 2025, publié en juin 1999, est le plus récent de ces rapports.

## INTRODUCTION

De 1996 à 1998, les producteurs de gaz naturel ont dû composer avec une limitation de la capacité d'acheminement des gazoducs du BSOC. La production moyenne de gaz naturel au cours de cette période est demeurée stable à environ  $15,4 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$  ( $435 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ), et les exportations ont très peu augmenté, ce qui contrastait avec la croissance moyenne à deux chiffres enregistrée au cours des cinq années précédentes. Les contraintes reliées à la capacité d'acheminement du gaz du BSOC ont mené à une situation d'offre excédentaire dans l'Ouest du Canada, laquelle a entraîné à son tour une chute des prix du gaz naturel au Canada. Ces prix sont demeurés faibles par rapport à ceux pratiqués sur d'autres marchés, notamment celui du Midwest américain, jusqu'à l'annonce de projets visant à accroître la capacité des gazoducs.

Les producteurs ont également subi les contre-coups de la faiblesse des prix du pétrole brut au cours des deux dernières années. Les rentrées de fonds, au sein de l'industrie, s'en sont trouvées passablement réduites et les activités de forage ont subi un plongeon, le nombre de puits creusés passant de plus de 16 000 en 1997 à moins de 10 000 en 1998. Le ralentissement des activités de forage s'est surtout fait sentir dans le sous-secteur du pétrole, le nombre de complétions de puits de gaz n'ayant que légèrement diminué.

Vers la fin de 1998, l'agrandissement des réseaux de TransCanada PipeLines Limited (« TransCanada ») et de Foothills Pipe Lines Ltd. (« Foothills ») se sont traduits par une augmentation de  $1,1 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$  ( $31 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ) de la capacité d'acheminement. L'Office a également autorisé une demande de TransCanada en vue de la mise en service, en novembre 1999, de canalisations qui augmenteront de  $109 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$  ( $310^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ) la capacité de ce réseau, ainsi qu'une demande d'Alliance Pipeline Ltd. visant la construction d'un gazoduc qui pourra transporter  $1,3 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$  ( $37 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ) de gaz naturel extrait du BSOC, d'ici la seconde moitié de 2000.

À l'automne 1998, diverses conjectures ont été exprimées quant à la capacité des producteurs d'intensifier leur production de gaz pour profiter de la plus grande capacité des gazoducs, surtout dans le contexte de la réduction marquée de leurs rentrées de fonds.

Les augmentations récente et prévue de la capacité d'acheminement des gazoducs créent un meilleur équilibre entre l'offre de gaz du BSOC et la capacité de le transporter vers les marchés, ce qui favorise l'intégration du marché gazier à l'échelle de l'Amérique du Nord. Cette mutation du marché de l'énergie constitue la toile de fond du présent rapport ÉMÉ.

Le chapitre 2 fait un rappel historique de la demande de gaz naturel et expose les hypothèses concernant la demande sur lesquelles sont fondées les prévisions de productibilité. Le chapitre 3 présente les principaux facteurs influant sur l'offre de gaz à court terme. Le chapitre 4 expose les perspectives élaborées par l'Office concernant la productibilité de gaz naturel à court terme, et enfin, le chapitre 5 fait le résumé des grandes conclusions tirées de l'étude.



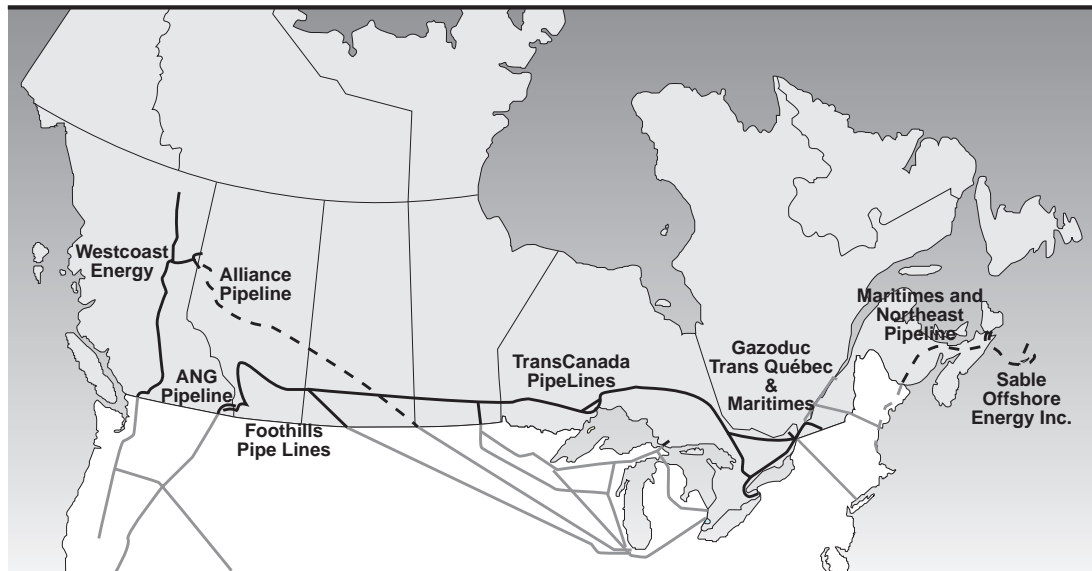


## APERÇU DES MARCHÉS DU GAZ NATUREL

Plusieurs réseaux de gazoducs (figure 2.1) assurent le transport de la production canadienne de gaz naturel vers le marché intérieur et les marchés d'exportation. Depuis la déréglementation du gaz naturel en 1985, une part croissante de la production est destinée à l'exportation. Ainsi, au cours des cinq dernières années, les expéditions de gaz naturel canadien vers les marchés d'exportation ont dépassé celles destinées aux consommateurs canadiens. En 1998, quelque  $8,6 \cdot 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$  ( $244 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ) en moyenne, ou 55 % de la production canadienne de gaz, étaient exportés. Toujours en 1998, la consommation intérieure se situait en moyenne à  $6,8 \cdot 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$  ( $193 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ).

FIGURE 2.1

### Principaux gazoducs du Canada



### 2.1 Marché intérieur

D'après la capacité d'acheminement des gazoducs, on peut diviser le marché intérieur du gaz naturel en deux catégories : le marché intra-BSOC (Colombie-Britannique, Alberta et Saskatchewan) et le marché extra-BSOC (Manitoba, Ontario et Québec). Dans l'ensemble, la consommation de gaz naturel a été légèrement supérieure sur le marché intra-BSOC, où dominent les clients du secteur industriel, comme les usines pétrochimiques et les utilisateurs finals associés à l'industrie énergétique, tels que ceux qui participent à la récupération assistée du pétrole. L'Alberta est le plus gros consommateur de gaz naturel sur le marché intra-BSOC : en 1998, cette province a compté pour plus de 30 % de la

---

demande intérieure de gaz. Quant au marché extra-BSOC, il est dominé par l'Ontario, dont la consommation de gaz naturel est à peu près équivalente à celle de l'Alberta.

La demande intérieure de gaz extrait du BOSC peut varier de jusqu'à  $3 \cdot 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$  ( $85 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ) selon la saison. Étant donné que les gazoducs partant du BSOC sont exploités à des facteurs de charge élevés, ce n'est qu'une faible part de cette variation saisonnière, soit environ  $0,5 \cdot 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$  ( $14 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ) qui peut être attribuée au marché extra-BSOC (la variation au sein du marché extra-BOSC se situe en réalité autour de  $2,5 \cdot 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$  ( $71 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ), mais elle est compensée en grande partie par le recours au stockage de gaz dans le sud-ouest de l'Ontario). Ainsi, le reste de la variation saisonnière, soit  $2,5 \cdot 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$  ( $71 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ), peut être attribué au marché intra-BOSC. Cette demande additionnelle est satisfaite principalement grâce à des réservoirs de stockage de gaz situés dans l'Ouest canadien. La question du stockage est examinée plus à fond à la section 3.4.

La faiblesse récente des prix du pétrole a entraîné un rétrécissement de la part de marché du gaz naturel à l'extérieur du territoire du BSOC, au cours des deux dernières années. On s'attend toutefois que la remontée des prix du pétrole permette au gaz naturel de recouvrer sa part de marché. D'ici 2001, une croissance modérée de la demande intérieure de gaz est prévue, attribuable en majeure partie au secteur de la production d'électricité. La demande de ce secteur demeure toutefois incertaine, particulièrement en Ontario, où elle est tributaire du nombre de fermetures de centrales nucléaires.

## 2.2 Marché d'exportation

Les exportations de gaz naturel canadien visent quatre principaux marchés aux États-Unis : le Midwest, le Nord-Est (États de la Nouvelle-Angleterre et du centre du littoral atlantique), la Californie et les États du Nord-Ouest en bordure du Pacifique. Le Midwest est depuis toujours le plus gros marché d'exportation du Canada, comptant, en 1998, pour quelque 35 % des exportations de gaz. La Californie et le Nord-Est ont importé chacun quelque 25 % des exportations canadiennes, le reste allant aux États du Nord-Ouest en bordure du Pacifique.

Comme nous l'avons mentionné à la section 2.1, la demande intérieure de gaz peut présenter des variations saisonnières. Étant donné que les gazoducs desservant le marché d'exportation sont exploités à des facteurs de charge élevés à longueur d'année, la demande de gaz en vue d'approvisionner ce marché a tendance à rester stable pendant toute l'année.

Les agrandissements de gazoducs réalisés en 1998 et la construction de nouvelles canalisations entraîneront une augmentation totale de  $2 \cdot 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$  ( $57 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ) de la capacité d'exportation vers le Midwest, et de quelque  $397 \cdot 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$  ( $11 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ) vers le marché du Nord-Est, d'ici la seconde moitié de l'an 2000.

## 2.3 Demande future de gaz naturel du BSOC

Pour les besoins du présent rapport, la limite supérieure de la demande de gaz naturel correspond à la somme des ventes intra-BSOC et de la capacité totale des gazoducs desservant les marchés extra-BSOC prévue pour 2001. En supposant que la consommation intra-BSOC demeurera à son niveau actuel au cours des deux prochaines années, et que la capacité des gazoducs demeurera elle aussi constante, la limite supérieure de la demande de gaz naturel s'établira à  $18,8 \cdot 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$  ( $530 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ) en 2001 (tableau 2.1). Mais il va de soi que les gazoducs ne fonctionneront pas à 100 % de leur facteur de charge, ou, en d'autres mots, à la limite supérieure de la demande. À toutes fins utiles, les gazoducs sont considérés comme étant utilisés à leur pleine capacité lorsque le facteur de charge annuel moyen est supérieur à 90 %.

Le présent rapport reprend les données sur la prévision de la demande établies dans le rapport de l'ONÉ, L'Énergie au Canada - Offre et demande jusqu'en 2025, publié en 1999, et plus précisément le scénario de la demande à efficacité accélérée. Selon ce scénario, la demande de gaz naturel s'établirait à 17,1 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup>/j (485 10<sup>6</sup>m<sup>3</sup>/j) en 2001, ce qui équivaut à peu près à un facteur de charge de 91 %, selon la définition posée ci-dessus de la limite supérieure de la demande de gaz naturel.

**T A B L E A U 2 . 1**

**Capacité estimative future des gazoducs et demande intra-BSOC en 2001  
(en 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup>/j)**

Gazoduc	Marché	Capacité théorique moyenne, hiver et été (en 10 <sup>9</sup> pi <sup>3</sup> /j)
ANG	Californie	2,5
Foothills	Midwest	2,4
TransCanada	Est du Canada, Midwest, Nord-Est des É.-U.	7,6
Westcoast <sup>2</sup>	États du Nord-Ouest en bordure du Pacifique	1,3
<b>Total partiel : capacité des gazoducs</b>		<b>13,8</b>
	Ventes intra-BSOC <sup>3</sup>	3,6
<b>Total partiel : demande actuelle</b>		<b>17,4</b>
TransCanada (nov. 1999)	Est du Canada, Nord-Est des É.-U	0,1
Alliance (nov. 2000)	Midwest	1,3
<b>Limite supérieure de la demande en 2001</b>		<b>18,8</b>

<sup>2</sup> La capacité à Huntingdon (C.-B.) est constituée d'une capacité de réception de 1,18 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup>/j de la Northwest Pipeline Company (le principal réseau de transport par gazoduc reliant le Nord-Ouest en bordure du Pacifique) et d'une capacité de 0,1 10<sup>9</sup>pi<sup>3</sup>/j pour les exportations transitant par d'autres réseaux.

<sup>3</sup> Demande moyenne en 1998.



## FACTEURS INFLUANT SUR L'OFFRE DE GAZ À COURT TERME

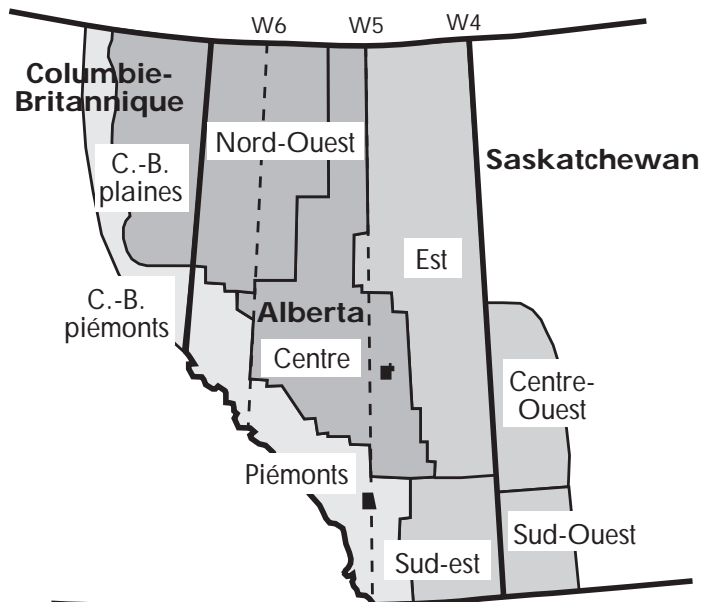
Plusieurs facteurs influenceront sur la productibilité du BSOC au cours des trois prochaines années. Certains de ces facteurs sont reliés à la capacité de produire du gaz à longueur d'année, tandis que d'autres ont trait à la capacité de répondre à la demande supplémentaire associée aux besoins de chauffage en hiver. Ce chapitre expose ces différents facteurs, de même que des données historiques démontrant les effets de ces facteurs sur la productibilité.

### 3.1 Zones gazières du BSOC

La topographie et la géologie du BSOC varient d'une région à l'autre et cela influence les stratégies d'exploration et de mise en valeur de l'industrie gazière. Le BSOC peut être subdivisé en neuf zones géographiques, délimitées par des caractéristiques topographiques et géologiques différentes (figure 3.1).

FIGURE 3.1

#### Zones gazières de l'Ouest canadien



Ces neuf zones ont été utilisées aux fins d'analyses détaillées des caractéristiques de production afin de dégager les caractéristiques d'un puits type. Toutefois, il suffit de trois regroupements pour représenter des puits ayant des coûts de forage similaires.

Le regroupement correspondant au faible coût comprend les quatre zones de l'est du BSOC, soit le Sud-Ouest de la Saskatchewan, le Centre-Ouest de la Saskatchewan, le Sud-Est de l'Alberta et l'Est de l'Alberta. Dans ces zones, les puits de gaz sont peu profonds et il est facile de s'y rendre; par conséquent, les coûts d'exploration et de mise en valeur sont relativement faibles. Ce regroupement comprend nombre des puits qui ont été forés au cours de la dernière décennie. Le coût moyen d'un puits dans ces zones s'établit entre 75 000 \$ et 1 million \$.

Le Centre de l'Alberta, le Nord-Ouest de l'Alberta et les plaines de la C.-B. composent la catégorie des puits à coût moyen. Même si le Centre de l'Alberta est facilement accessible, les coûts de forage y sont relativement élevés, en raison de la plus grande profondeur des gisements. À l'inverse, les gisements du Nord-Ouest de l'Alberta et des plaines de la C.-B. sont généralement peu profonds, mais les coûts de forage y sont élevés, en raison de leur difficulté d'accès. Les coûts de forage d'un puits de cette catégorie varient de 500 000 \$ à 2 millions \$.

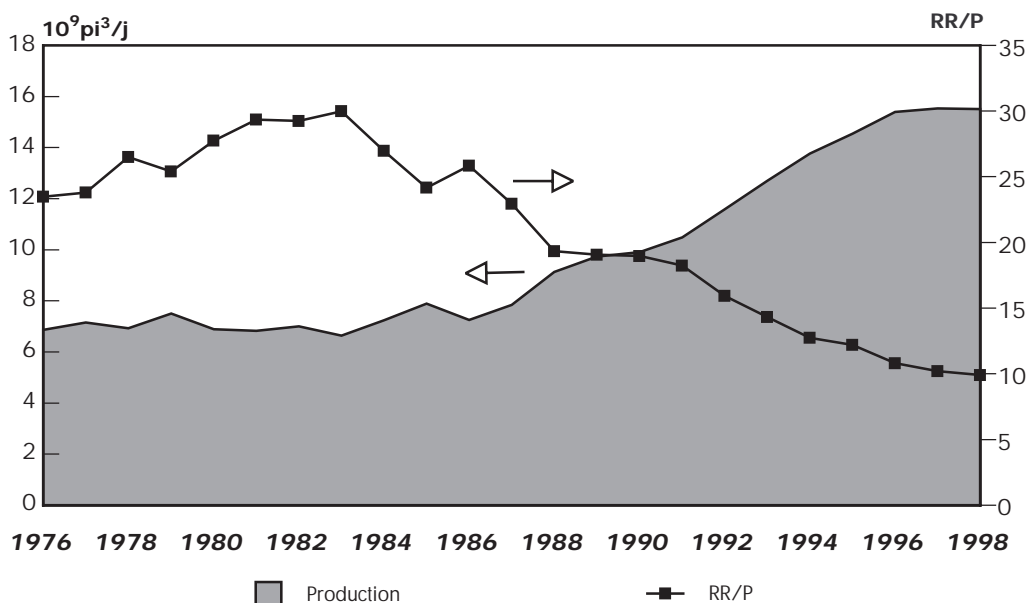
Les régions des piémonts (Foothills) de l'Alberta et de la C.-B. composent la catégorie des puits à coût élevé. Les coûts d'exploration et de mise en valeur y sont élevés pour les raisons suivantes : difficulté d'accès, rareté des infrastructures, contraintes environnementales, et teneur élevée des dépôts en gaz sulfureux, qui nécessite des étapes de traitement supplémentaires. Le coût d'un puits de gaz de cette catégorie va de 1 million \$ à 10 millions \$.

### 3.2 Taux de production et réserves historiques

La production commercialisable de gaz naturel dans le BSOC est passée de quelque  $7 \times 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$  ( $198 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ) en 1985 à plus de  $15 \times 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$  ( $425 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ) présentement. L'augmentation des taux de production combinée à un taux de renouvellement des réserves inférieur à 100 % a conduit à une diminution des ratios réserves restantes/production (« RR/P ») (figure 3.2). Ces faibles ratios indiquent que la production actuelle de l'industrie est puisée à même des stocks moindres et soulignent la nécessité de mettre en valeur de nouveaux puits et de constituer de nouvelles réserves pour maintenir la productibilité future du BSOC.

FIGURE 3.2

Taux de production et RR/P dans le BSOC



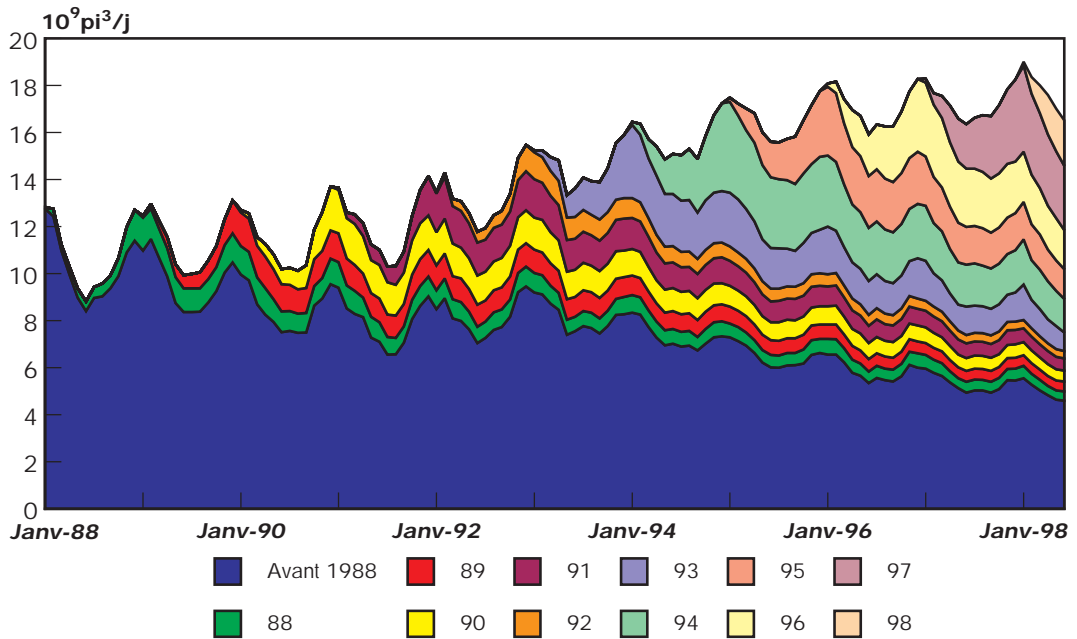
Les données regroupées selon le mois révèlent en outre que 50 % de la production de janvier 1998 provenait de puits raccordés en 1994 ou plus tard, ce qui met en évidence le rôle important des activités récentes de forage dans la productivité actuelle. L'élévation croissante des courbes révèle une diminution rapide du taux de production des puits récemment raccordés et fait craindre un épuisement accéléré de ces puits.

Les tableaux de la production de gaz brut selon la région révèlent que toutes les régions dépendent de leurs puits récemment raccordés pour maintenir leur productivité (annexe I). Ils indiquent également une atténuation des fluctuations saisonnières de la production au cours de la dernière décennie, dans toutes les régions sauf le Sud-Est de l'Alberta et les plaines de la C.-B.

La production a augmenté dans toutes les régions, mais ce sont le Nord-Ouest de l'Alberta et les piémonts de la C.-B. qui ont connu la hausse la plus prononcée. Toutefois, ces régions ne contribuent que pour 14 % à la production globale du BSOC; d'autres régions, comme le Centre et les piémonts de l'Alberta, pèsent plus lourd dans les taux globaux de production (tableau 3.1). À noter toutefois l'apport des piémonts de l'Alberta qui, bien qu'il demeure important, est passé de 25 % en 1988 à 19 % en 1998. Pendant la même période, les zones à coût faible et à coût moyen ont enregistré des augmentations de 28 % et de 50 %, respectivement, de leur production de gaz brut, conséquence de l'intense activité de forage dans ces régions.

**FIGURE 3.3**

**Production de gaz brut dans le BSOC, selon l'année de raccordement**





T A B L E A U 3 . 1

**Répartition régionale de la production de gaz brut dans le BSOC (en %)**

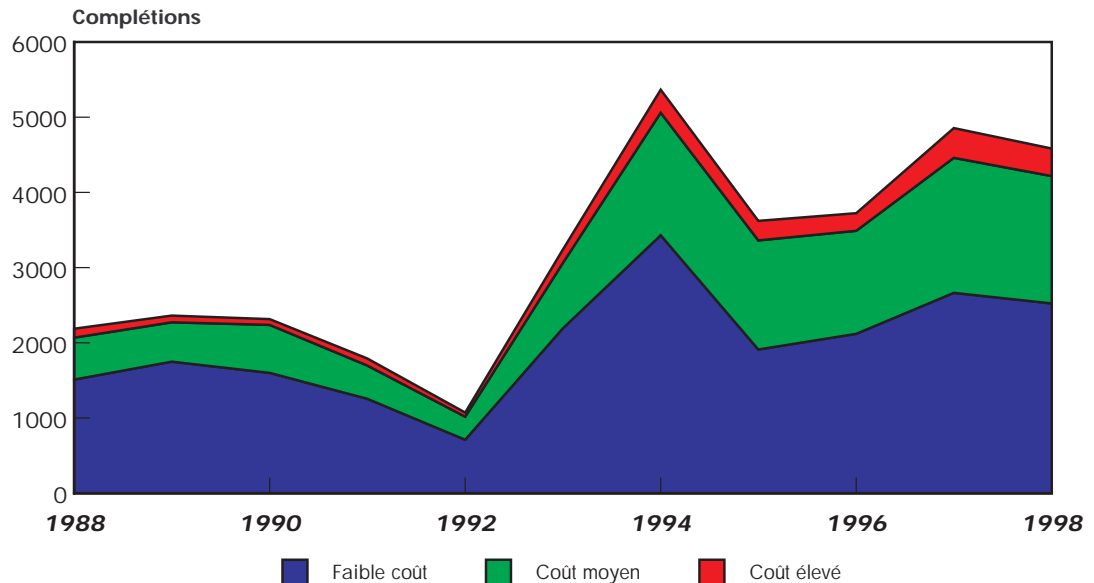
Région	Janvier 1988	Janvier 1993	Janvier 1998
S.-O. de la Saskatchewan	2,2	2,4	1,7
C.-O. de la Saskatchewan	0,5	1,8	1,5
S.-E. de l'Alberta	10,9	9,6	11,5
Est de l'Alberta	12,4	14,6	13,6
<b>Puits à faible coût</b>	26	28,4	28,3
Centre de l'Alberta	32,3	31,1	29,5
N.-O. de l'Alberta	5,7	7,9	10,9
Plaines de la C.-B.	9,8	10,2	9,4
<b>Puits à coût moyen</b>	47,8	49,2	49,8
Piémonts de l'Alberta	24,5	19,2	18,6
Piémonts de la C.-B.	1,7	3,2	3,3
<b>Puits à coût élevé</b>	26,2	22,4	21,9

### 3.3 Activités de forage

Le nombre de puits de gaz forés est souvent considéré comme un indicateur de la capacité de production. Selon certains analystes, il faudra forer jusqu'à 8 000 puits par année pour répondre aux besoins de productibilité au cours des cinq prochaines années. Cela représente une augmentation marquée par rapport au rythme actuel des complétions et au nombre record de 5 400 puits complétés en 1994. Cependant, la prévision établie plus loin dans le présent rapport donne à penser qu'il suffira de moins de 5 000 raccordements par année, soit un nombre équivalent aux chiffres actuels, pour satisfaire à la demande. Comme la productivité des puits varie considérablement d'une région à l'autre, les producteurs peuvent influencer sur le nombre de nouveaux puits nécessaires en se déplaçant d'une région à une autre. Ainsi, au cours des cinq dernières années, environ la moitié des puits forés étaient situés dans les zones à faible coût de l'Est de l'Alberta et de l'Ouest de la Saskatchewan, et moins de 10 %, dans les piémonts de l'Alberta et de la C.-B., où on doit creuser à de grandes profondeurs (figure 3.4). Les puits profonds coûtent plus cher mais sont généralement plus productifs, chaque puits permettant la récupération de réserves plus abondantes.

FIGURE 3.4

**Complétions de puits de gaz dans le BSOC**

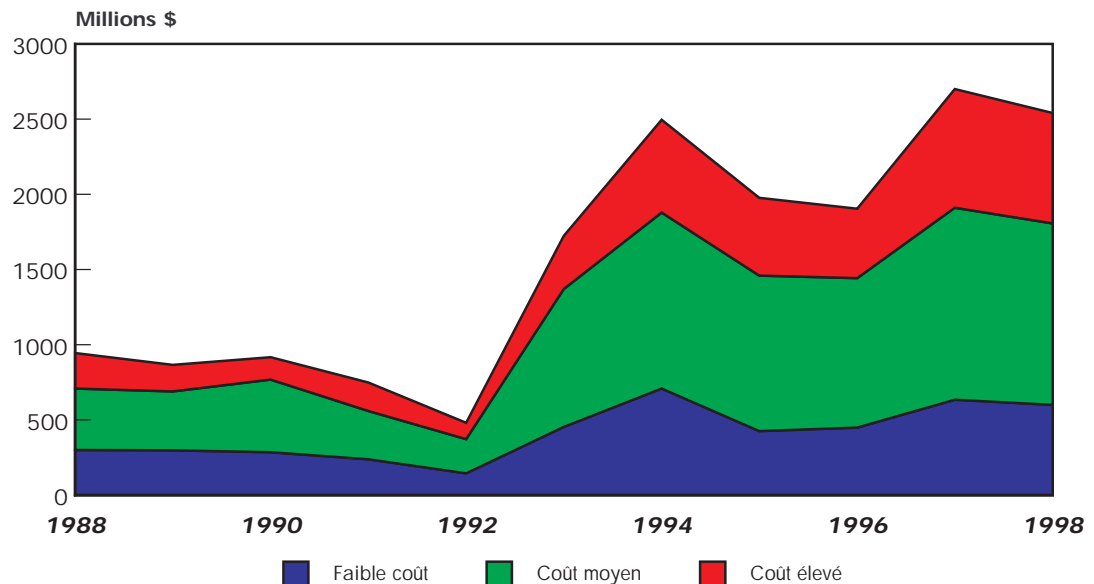


L'examen du nombre de puits par région révèle en outre que la majorité des puits sont des puits de développement (annexe II). De nombreux puits de développement sont des puits d'extension forcés dans une formation productive, et ils ajoutent tant à la productibilité qu'aux réserves; toutefois, certains puits de développement sont des puits intercalaires et ne contribuent qu'à la productibilité.

En établissant le rapport entre les nombres de puits forés et les dépenses de forage, on constate que davantage d'argent a été dépensé dans les zones dites à coût moyen, ce qui cadre mieux avec les données sur l'accroissement régional de la productibilité (figure 3.5).

FIGURE 3.5

**Dépenses de forage de puits de gaz dans le BSOC**



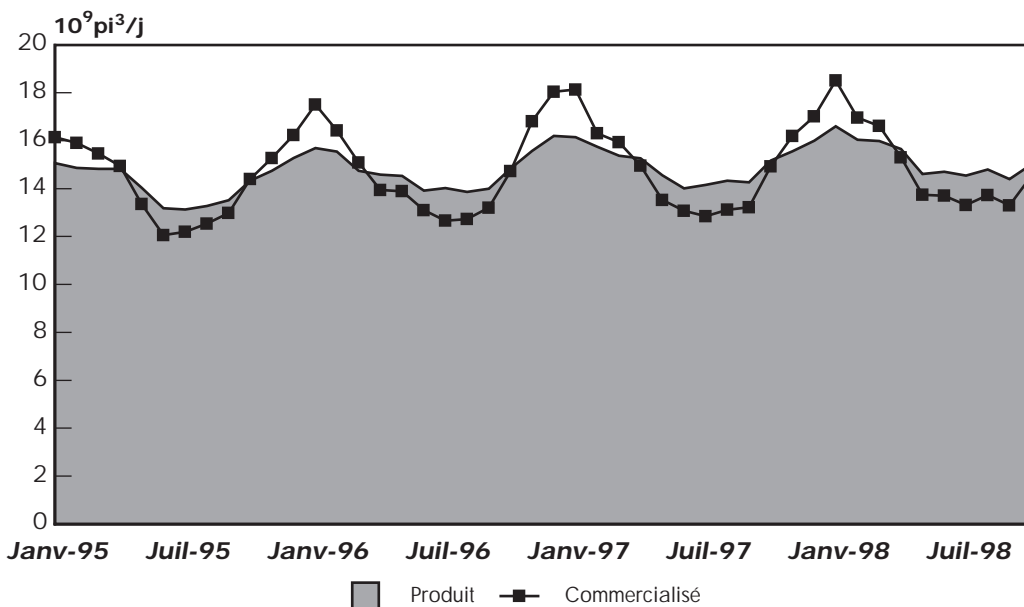
### 3.4 Rôle du stockage

Les expéditions moyennes de gaz extrait du BSOC au cours des hivers 1997 et 1998 ont dépassé de 30 % celles des mois d'été des mêmes années. Mais le recours au gaz stocké dans le BSOC a limité à environ 13 % l'écart de la production commercialisable des puits productifs entre l'été et l'hiver.

Les effets du stockage ressortent clairement de la comparaison des volumes de gaz produits et des volumes commercialisés (figure 3.6). Le soutirage de gaz stocké a lieu surtout pendant les cinq mois compris entre novembre et mars, avec une pointe en janvier, à environ  $2 \times 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$  ( $56,7 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ). Les opérations d'injection sont réparties au cours des sept autres mois, avec une pointe en juillet, à environ  $1,25 \times 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$  ( $35,4 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ). En général, les volumes totaux de gaz soutiré au cours d'une année équivalent aux volumes totaux de gaz injecté.

FIGURE 3.6

Volumes de gaz produit et commercialisé dans le BSOC

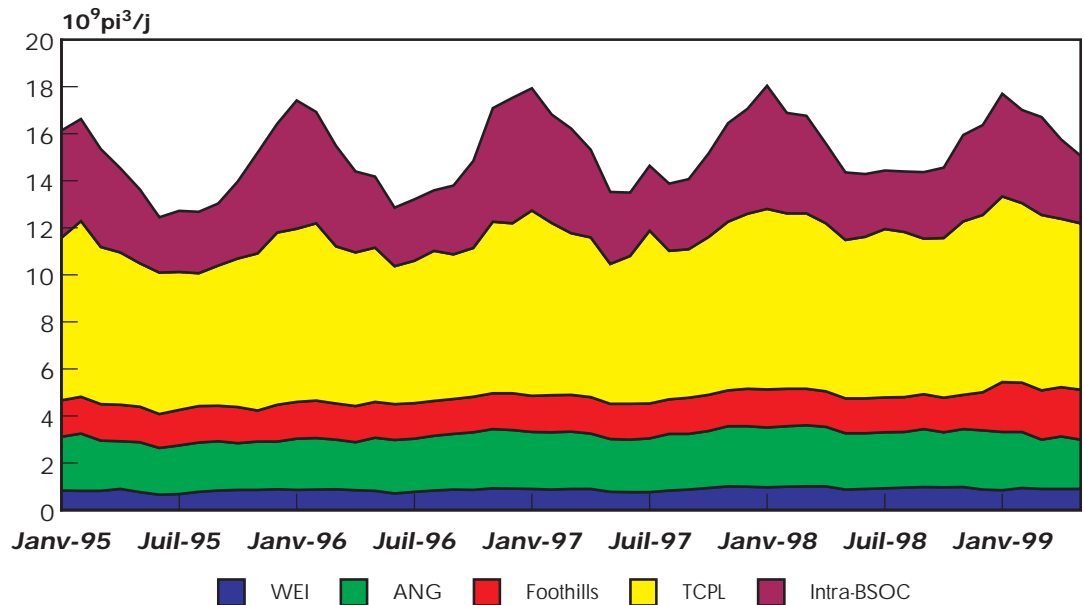


La figure 3.6 illustre les fluctuations saisonnières du marché du gaz, mais ne fournit aucune explication de ces fluctuations. Pour mieux comprendre ces variations, on doit examiner chacun des secteurs de la demande de gaz du BSOC.

Environ 20 % de la production du BSOC est consommée à l'intérieur même du BSOC et le reste est expédié vers les marchés de l'Est du Canada et des É.-U., par quatre grands gazoducs (figure 3.7). Les gazoducs qui desservent les marchés extra-BSOC sont exploités à la quasi-limite de leur capacité, tant en été qu'en hiver; les variations saisonnières sont faibles, équivalant, à toutes fins utiles, aux variations de capacité dues à des facteurs physiques reliés aux fluctuations de température ambiante. Même si les ventes intra-BSOC ne représentent qu'une faible proportion de la demande globale, elles exercent une influence prépondérante sur la variabilité saisonnière. Une partie du gaz consommé sur le marché intra-BSOC est consacré au chauffage des immeubles résidentiels et commerciaux, et cette consommation varie en fonction de la température.

FIGURE 3.7

Destination du gaz du BSOC



On peut prévoir que la nouvelle demande de gaz du BSOC résultera en majeure partie de l'accroissement de la capacité des principaux gazoducs aboutissant à l'extérieur du BSOC, ou de la croissance du secteur industriel intra-BSOC. Cette nouvelle demande sera peu sensible aux fluctuations saisonnières et entraînera vraisemblablement une atténuation de la variabilité de la demande globale du gaz du BSOC.

### 3.5 Caractéristiques de production

On a vu, à la figure 3.3, que les puits raccordés depuis 1994 comptent pour environ 50 % de la production actuelle du BSOC. On a vu également que la production des puits récemment raccordés fléchit plus rapidement, avec le temps, que celle des puits plus anciens. L'analyse des courbes du taux de production en fonction du temps et du taux de production en fonction de la production cumulative (absentes du présent rapport), se rapportant à des puits regroupés selon leur année de raccordement et de mise en production, a permis de mieux quantifier les caractéristiques de production de puits de différents âges. Le tableau 3.2 montre la contribution de chaque groupe à la production de décembre 1997 de l'Alberta et de la C.-B. Le tableau indique également, pour chaque année de raccordement, le taux de diminution de la production, depuis l'année de raccordement jusqu'à la fin de 1997. Ce taux est la valeur nominale utilisée dans l'analyse de décroissance exponentielle de la production et est exprimé en pourcentage de décroissance par année.

**T A B L E A U 3 . 2**

**Taux de diminution de la production des puits raccordés, selon l'année de raccordement**

Année de mise en production	Diminution annuelle de la production, Alberta (%)	Part de la production, 1997 (%)	Diminution annuelle de la production, C.-B. (%)	Part de la production, 1997 (%)
Avant 1986	6,3	27,0	8,5	24,8
1986	6,0	3,1	13,0	1,0
1987	13,9	1,8	12,4	2,9
1988	9,4	2,7	9,2	2,7
1989	13,9	2,6	16,8	2,8
1990	18,6	3,1	15,2	4,3
1991	22,3	3,5	21,5	4,9
1992	24,3	2,1	14,5	3,3
1993	21,1	7,0	28,8	6,3
1994	33,8	10,0	18,5	14,7
1995	43,3	10,2	5,9	9,1
1996	30*	15,4	20*	13,7
1997	30*	11,5	20*	9,4

\* taux estimatif

Le tableau 3.2 montre l'évolution des caractéristiques de production avec le temps, mais ne donne aucune précision sur les changements attribuables à l'emplacement géographique des puits, évoqués à la section 3.1. On peut s'attendre que les puits qui seront forés dans un proche avenir auront des caractéristiques de production qui ressembleront davantage à celles des puits forés au cours des cinq dernières années qu'à celles des puits forés antérieurement. C'est dans ce contexte qu'a été réalisée une analyse détaillée des caractéristiques de production, axée principalement sur les rendements récents, et qui tenait compte des écarts régionaux.

T A B L E A U 3 . 3

**Caractéristiques de production estimatives des puits de gaz récemment raccordés**

Catégorie	Productivité initiale $10^6 \text{pi}^3/\text{j}$	Réserves par puits $10^9 \text{pi}^3$	Taux nominal de diminution annuelle - %
<b>Faible coût</b>			
Puits peu profonds - Sask. (S.-O.)	0,5	0,5	35
Puits peu profonds - Alberta (Est)	0,5	0,5	33
<b>Coût moyen</b>			
Alberta (Centre et N.-O.)	1,2	1,2	35
C.-B. (plaines)	2	4	18
<b>Coût élevé</b>			
Puits profonds - Alberta (contreforts)	2,5	3,9	23
Puits profonds - C.-B. (piémonts)	5	7,3	25

Les puits raccordés depuis 1988 ont été regroupés selon l'année de leur raccordement et selon les zones géographiques décrites à la section 3.1. Les taux de production initiaux par puits et le taux annuel de diminution de la production ont été déterminés à partir de la courbe du taux de production en fonction de la production cumulative de chaque groupe. Les résultats de ces calculs (qui ne figurent pas dans ce rapport) peuvent être résumés pour les trois groupes de coût également décrits à la section 3.1 (tableau 3.3). Comme on pouvait s'y attendre, les taux de production initiaux par puits varient considérablement d'une zone à l'autre, les puits profonds de l'ouest du BSOC enregistrant des taux dix fois supérieurs à ceux des puits peu profonds de l'est. Les taux de diminution de la production sont toutefois plus uniformes, à l'intérieur d'une même zone, et la production de la plupart des puits diminue généralement de quelque 35 % par année.



## PRÉVISIONS CONCERNANT LA PRODUCTIBILITÉ

Ce chapitre contient une prévision de la productibilité jusqu'en 2001, ainsi que des estimations du nombre de puits qui devront être forés pour que la demande annuelle attendue de gaz naturel du BSOC puisse être satisfaite. Cette prévision touche essentiellement les données de productibilité, sans tenir compte des fluctuations saisonnières, auxquelles permet normalement de parer le soutirage de gaz stocké. Elle est assortie d'une gamme de scénarios de productibilité, fondés sur la modification des paramètres d'entrée.

### 4.1 Productibilité de base

Les prévisions concernant la productibilité de gaz présentées dans le présent rapport se fondent sur une hypothèse de base, à savoir que les puits présentement raccordés produiront essentiellement au même rythme que par le passé. Il a en outre été supposé que les puits forés d'ici à 2001 présenteront les mêmes caractéristiques de production que les puits récemment raccordés. À partir de ces caractéristiques de production, on a déterminé le nombre de nouveaux puits nécessaires pour satisfaire à une augmentation globale de la demande, laquelle devrait passer du taux actuel de  $15,3 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$  ( $430 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ) à  $17,1 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$  ( $485 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ). Une fois ces hypothèses posées, on a établi la productibilité future des 45 000 puits présentement en production, en extrapolant les taux actuels de diminution de la production se rapportant à chaque groupe, à partir de leurs taux de production de 1997 (tableau 3.2).

Plus de 7 000 puits en Alberta et quelque 380 puits en C.-B. ont été désignés « réserves », mais n'ont pas encore été mis en production. C'est pourquoi ces puits ont été rangés dans la catégorie des puits non raccordés. Mais on peut penser que la hausse de la demande et la mise en place de nouvelles infrastructures apporteront des arguments économiques de poids qui favoriseront le raccordement graduel de ces puits. Aux fins des présentes prévisions, on a supposé que 1 % des puits présentement en réserve seraient raccordés en 2000, et 2 %, en 2001. On a attribué aux puits non raccordés situés en Alberta un taux de production initial de  $1 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$  ( $28,3 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ) et un taux annuel de diminution de la production de 33 %, et à ceux situés en C.-B., un taux de production initial de  $1,9 \text{ } 10^6 \text{ pi}^3/\text{j}$  ( $53,8 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ) et un taux de diminution de la production de 17 %.

On s'attend que la production des puits en exploitation diminuera à un taux approximatif de 19 % par année; cette diminution de la production devra être compensée par le forage de nouveaux puits. De nouveaux puits devront aussi être forés pour répondre à l'accroissement prévu de la demande. Le présent rapport prévoit que la productibilité du BSOC et la demande s'équilibreront, à la faveur de l'ajout d'un nombre variable de puits chaque année, d'ici 2001. Les caractéristiques de production des nouveaux puits sont tenues pour équivalentes à celles présentées au tableau 3.3.

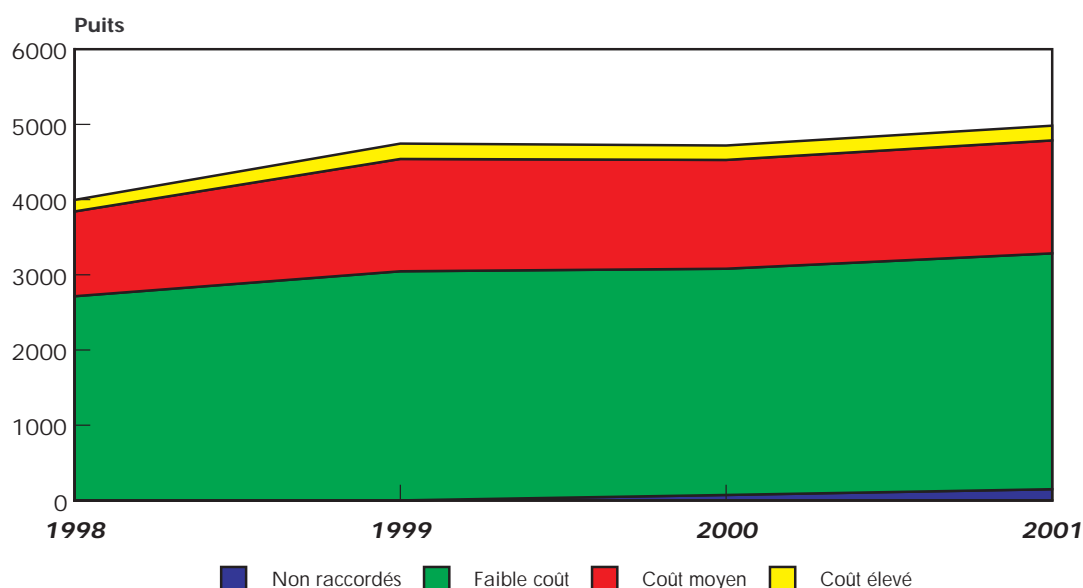
Les figures 4.1 et 4.2 offrent des prévisions en ce qui concerne, d'une part, le nombre de puits nécessaires et, d'autre part, la productibilité de chaque catégorie de puits. Selon ces prévisions, environ



4 000 nouveaux puits auraient dû être raccordés en 1998 pour maintenir la production annuelle moyenne au niveau de  $15,3 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$  ( $430 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ). Dans les faits, environ 4 600 puits ont été forés en 1998 et selon les données disponibles, qu'il reste à confirmer, le nombre de puits raccordés serait conforme aux prévisions. Pour porter la productivité à  $17,1 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$  ( $485 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ), le nombre annuel de puits raccordés devra être accru de quelque 8 % pour atteindre environ 5 000 en 2001. D'après les données sur le forage jusqu'à la fin de mai 1999, il semble que le nombre de puits de gaz forés en 1999 sera équivalent à celui des deux dernières années. Ceci corrobore les prévisions de la Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors et de la Petroleum Services Association of Canada, selon lesquelles environ 5 000 puits de gaz seront forés en 1999. Mais le nombre de nouveaux puits nécessaires pour répondre à la demande sera à la mesure inverse de la tendance des producteurs à délaisser les puits peu coûteux et peu productifs de l'Est de l'Alberta au profit de puits plus coûteux des zones plus prolifiques de l'ouest du BSOC.

FIGURE 4.1

### Prévisions du nombre de puits de gaz raccordés dans le BSOC



Selon ces prévisions, les taux de production des puits présentement raccordés passeront de  $15,3 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$  ( $430 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ) en 1997, à environ  $8,0 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$  ( $225 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ) en 2001, et cette production comptera pour moins de la moitié de la productivité totale du BSOC en 2001. Autrement dit, les puits non encore en production joueront un rôle prépondérant dans la productivité globale et toute prévision en matière de productivité est fortement tributaire des caractéristiques attribuées à ces nouveaux puits.

## 4.2 Sensibilité aux paramètres d'entrée

L'analyse de la sensibilité des prévisions de productivité à la modification des paramètres d'entrée a consisté à faire varier tour à tour chacun des paramètres pour ensuite observer la variation de productivité globale à court terme. Les résultats de cette analyse révèlent, comme prévu, que la productivité initiale des puits et le nombre de puits raccordés sont les principaux facteurs influant sur la productivité à court terme (figure 4.3).

Une diminution de 20 % du nombre de nouveaux puits raccordés, ou, en chiffres absolus, d'une moyenne de 4 600 puits par année à une moyenne de 3 700 puits par année, fait en sorte que la productivité demeure constante, aux taux actuels, plutôt que d'augmenter, comme le prévoit le

FIGURE 4.2

Prévisions de productibilité dans le BSOC

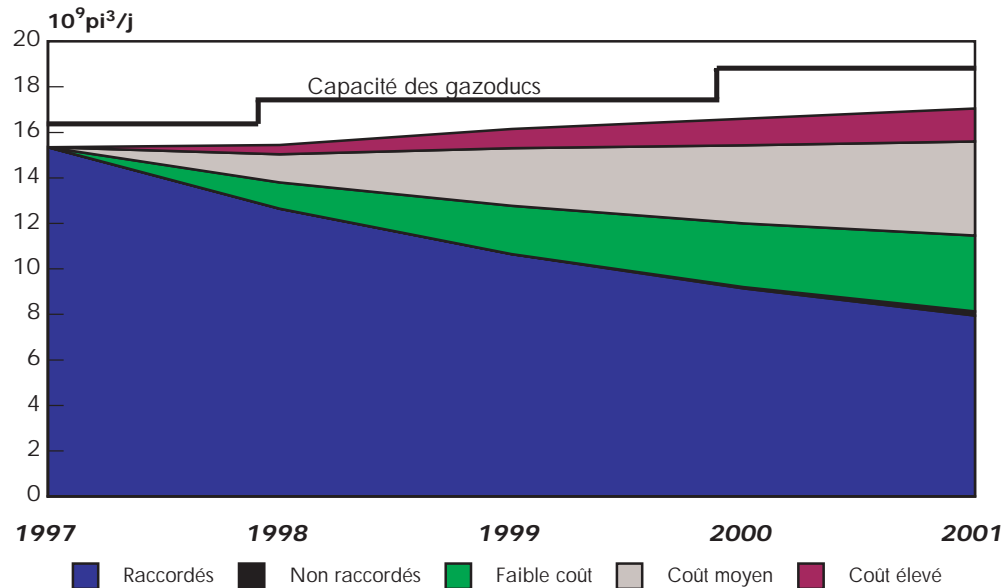
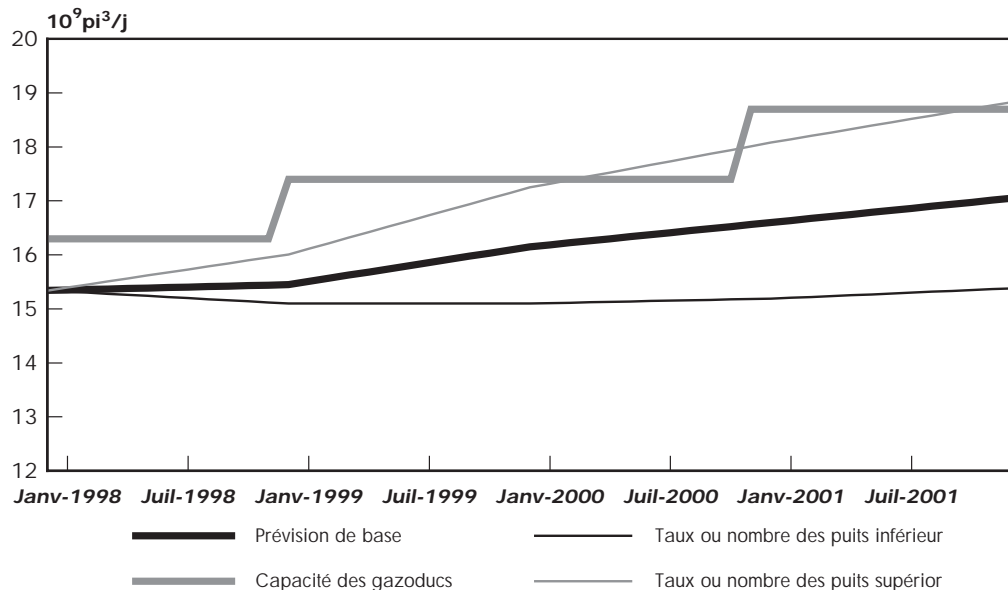


FIGURE 4.3

Variabilité de la productibilité du BSOC



scénario de base. Une diminution de 20 % du taux de productivité initial des nouveaux puits types produit les mêmes résultats que la réduction du nombre de nouveaux puits. À l'inverse, une augmentation de 20 % du nombre de puits raccordés, ou de 4 600 puits par année, en moyenne, à 5 400, se traduit par une productibilité qui dépasse la capacité prévue des gazoducs. Là encore, l'accroissement de la productivité initiale des puits types a le même effet sur la productibilité que l'augmentation du nombre de puits. Quant aux hypothèses concernant les activités de forage, elles produisent de larges écarts dans les prévisions de productibilité en 2001, mais elles sont conformes aux niveaux d'activité de l'industrie. Par exemple, l'industrie a complété 5 400 puits de gaz en 1994, 3 700 en 1995 et 1996, 4 800 en 1997 et 4 600 en 1998. Les taux de production initiale moyens par puits ont varié en fonction de l'année de raccordement, mais dans la plupart des zones, les écarts étaient inférieurs à 20 %.

Les effets de la variation d'autres paramètres d'entrée, comme, par exemple, les taux de diminution de la production, ont également été analysés. Les résultats, absents du présent rapport, révèlent que ces paramètres influent davantage sur la productibilité à long terme que sur la productibilité à court terme. Il s'ensuit que, même si certains analystes estimeraient utile d'utiliser des taux différents de diminution de la production pour établir les prévisions de productibilité, il reste que ce paramètre semble avoir peu d'effet sur la productibilité à court terme.

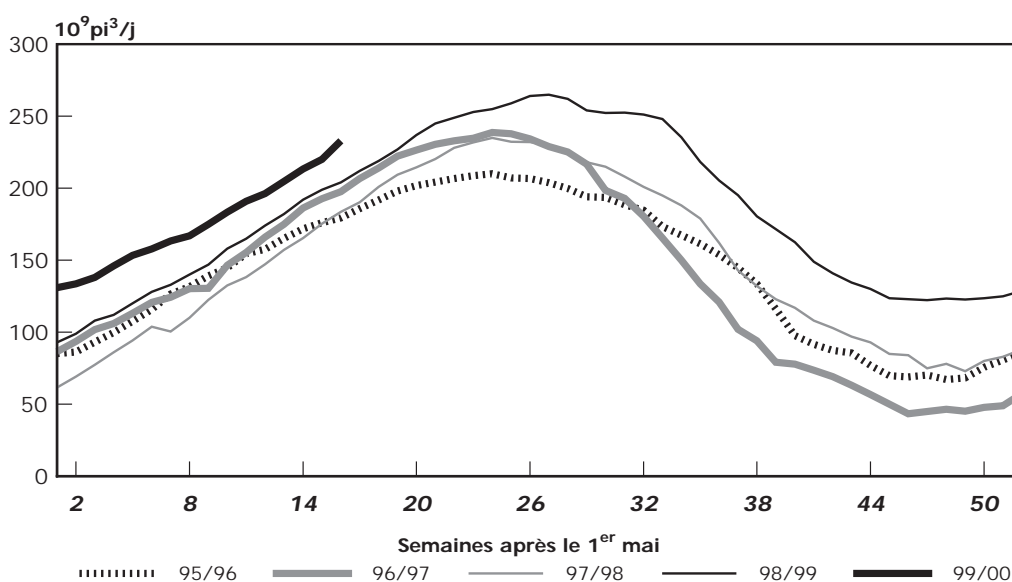
### 4.3 Tendances de la productibilité à ce jour (1999)

La capacité des gazoducs destinés à l'acheminement de gaz à l'extérieur du BSOC a été augmentée de  $1,1 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$  ( $31 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ) en décembre 1998 et elle est pleinement utilisée depuis, comme le montrent les tableaux de débit des gazoducs (annexe III). D'où on peut penser que la productibilité en 1999 sera de  $1,1 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$  ( $31 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ) supérieure à celle de la période correspondante en 1998, si les ventes de gaz intra-BSOC demeurent aux niveaux habituels. Toutefois, les températures douces enregistrées au début de 1999 ont fait fléchir les ventes de gaz intra-BSOC et il n'est donc pas sûr que les expéditions totales aient augmenté au même rythme que la capacité de transport.

La méthode qui permet l'analyse la plus précise de la productibilité à court terme consiste à additionner la capacité de production et le soutirage de gaz stocké, comme le montre la figure 3.6. Mais comme les chiffres de production concernant le début de 1999 ne sont pas encore publiés, cette analyse s'avère impossible. Le volume des stocks considéré indépendamment de la capacité de production constitue un autre indicateur de la productibilité. Les dernières données disponibles concernant les stocks de gaz dans le BSOC révèlent, pour 1999, des taux d'injection équivalents à ceux des années antérieures, ce qui indique que la nouvelle capacité d'acheminement est comblée par du gaz provenant de puits plutôt que de réservoirs de stockage (figure 4.4). Si les taux actuels d'injection devaient être maintenus, on peut s'attendre à des volumes stockés supérieurs aux volumes habituels, ce qui entraînerait une productibilité supérieure en hiver et permettrait de mieux répondre à la demande accrue de gaz sur le marché intra-BSOC que susciterait le retour d'hivers plus rigoureux.

FIGURE 4.4

#### Volumes de gaz naturel stockés dans l'Ouest canadien



Source : Energy ERA Corporation

## SOMMAIRE ET CONCLUSIONS

À court terme, la limite supérieure de la demande de gaz du BSOC équivaudra à la somme de la capacité des gazoducs extra-BSOC et de la demande intra-BSOC. En 2001, la limite supérieure de la demande, fondée sur une utilisation maximale de la capacité des gazoducs, pourrait atteindre  $18,8 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$  ( $530 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ) en moyenne, mais on prévoit plutôt une demande d'environ  $17,1 \text{ } 10^9 \text{ pi}^3/\text{j}$  ( $485 \text{ } 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ ). Les fluctuations saisonnières des ventes sur le marché intra-BSOC expliquent la plus grande part des fluctuations saisonnières de la demande totale, et rien ne laisse prévoir une modification de cet état des choses.

Les tendances concernant les caractéristiques de la production du BSOC, comme les ratios RR/P, les taux de diminution de la production et la productivité des nouveaux puits, révèlent qu'en 2001, environ la moitié du gaz produit proviendra de puits forés ou raccordés après janvier 1998. Il y a donc tout lieu d'intensifier les activités de forage, afin d'être en mesure de répondre à la demande future. Mais le nombre de nouveaux puits nécessaires sera à la mesure inverse de la tendance des producteurs à délaisser les zones à faible coût et peu productives de l'Est de l'Alberta au profit des zones à coût élevé et plus prolifiques de l'ouest du BSOC. Le raccordement annuel d'environ 5 000 puits situés dans ces zones devrait suffire à répondre à la demande prévue jusqu'en 2001.

Un double défi se pose aux producteurs de gaz naturel : répondre à la demande du marché intra-BSOC et alimenter les gazoducs desservant les marchés extra-BSOC de façon qu'ils soient considérés comme étant pleinement utilisés. Et leurs rentrées de fonds actuellement réduites accentueront ce défi. Néanmoins, tout porte à croire que les producteurs seront à la hauteur. De plus, il n'auront probablement pas à déployer des efforts exceptionnels au chapitre du forage, comme le prévoyaient certains analystes de l'industrie; il leur suffira plutôt d'accélérer graduellement la cadence, pour atteindre une productivité compatible avec la demande moyenne prévue. Bien sûr, la demande continuera de fluctuer, en raison surtout des variations saisonnières de température. Mais le stockage de gaz et/ou le forage de puits en supplément de ceux nécessaires pour répondre à la demande moyenne devraient permettre de réagir à ces pointes.



<b>Année de raccordement</b>	Année pendant laquelle un puits a été rattaché à un réseau de collecte et de traitement et a commencé à produire.
<b>Capacité d'acheminement</b>	Capacité d'un réseau de gazoducs d'acheminer le gaz du bassin de production au marché.
<b>Capacité théorique d'un gazoduc</b>	Quantité de gaz pouvant être transportée par un gazoduc dans un temps donné et dans certaines conditions. Comme la température ambiante influe sur la capacité du gazoduc, celle-ci n'est pas la même en hiver et en été. La capacité moyenne d'un gazoduc est la valeur numérique moyenne des capacités théoriques définies pour la saison chaude et la saison froide
<b>Extra-BSOC</b>	À l'extérieur de la zone du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien.
<b>Gaz brut</b>	Gaz naturel tel qu'il est extrait des gisements.
<b>Gaz commercialisable</b>	Gaz naturel qui a subi un traitement destiné à en extraire les impuretés et les liquides, et qui répond aux normes d'utilisation finale.
<b>Gisement (réservoir)</b>	Formation rocheuse souterraine, poreuse et perméable, renfermant un dépôt naturel de pétrole brut, de gaz naturel et de substances connexes délimité par des roches imperméables ou une nappe d'eau.
<b>Injection</b>	Opération qui consiste à introduire du gaz naturel dans un réservoir de stockage.
<b>Intra-BSOC</b>	À l'intérieur de la zone du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien.
<b>Marché industriel</b>	Région dans laquelle la capacité des canalisations de gaz naturel est suffisante pour permettre la transmission des signaux de prix des zones consommatrices aux zones productrices.
<b>Marchés résidentiel et commercial</b>	Segment du marché du gaz naturel composé des immeubles résidentiels, des bureaux et des entrepôts. Ces marchés utilisent généralement le gaz naturel à des fins de chauffage et la demande a tendance à fluctuer en fonction de la température ambiante.
<b>Niveau de stockage</b>	Quantité de gaz naturel contenue dans une installation ou un réservoir de stockage.
<b>Prévisions à court terme</b>	Prévisions couvrant la période jusqu'en 2001, inclusivement.
<b>Prévisions à long terme</b>	Prévisions couvrant la période au delà de 2001.

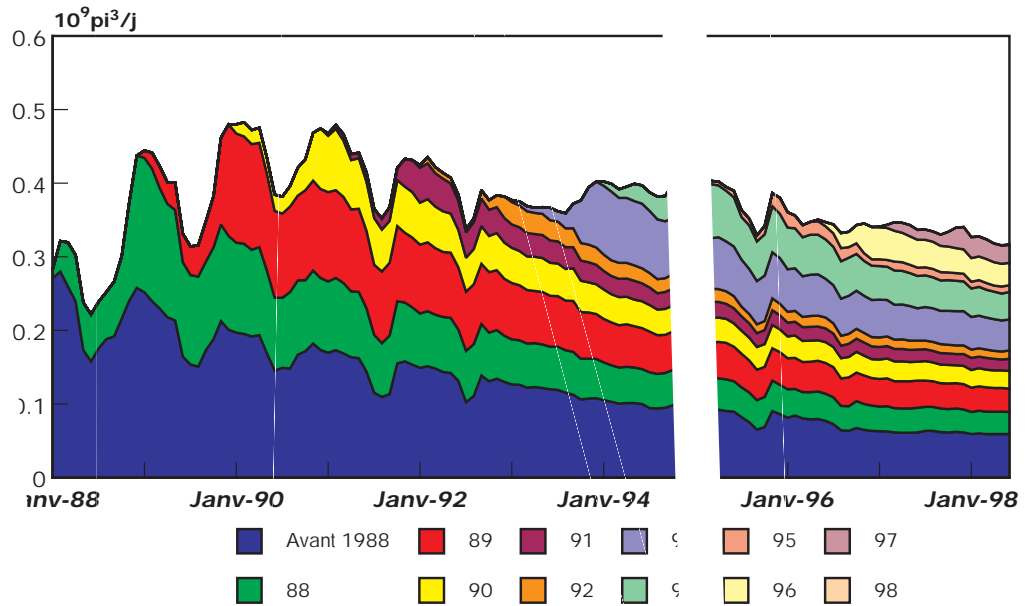
---

<b>Productibilité</b>	Quantité de gaz naturel qui peut être extraite d'un puits, d'un réservoir, d'un réservoir de stockage, d'un champ ou d'un système de production à l'intérieur d'une période donnée.
<b>Productivité d'un puits</b>	Quantité de gaz naturel produite par un puits de gaz, dans des conditions normales de production, pendant une période donnée. Le taux est normalement exprimé en milliers (10 <sup>3</sup> ) ou en millions (10 <sup>6</sup> ) de pieds cubes par jour.
<b>Puits de gaz complété</b>	Puits ayant subi un essai de pompage et dans lequel a été inséré un tubage, qui est presque prêt à produire mais qui n'a pas encore été rattaché à un réseau de collecte et de traitement.
<b>Puits de gaz raccordé</b>	Puits de gaz qui a été rattaché à un réseau de collecte et de traitement et qui de ce fait est en production ou prêt à l'être.
<b>Ratio réserves restantes/production</b>	Quotient des réserves restantes par la production annuelle.
<b>Réserves restantes</b>	Différence entre les réserves initiales établies et la production cumulative.
<b>Soutirage</b>	Quantité de gaz naturel extraite d'un réservoir de stockage. Une valeur positive indique que le gaz est soutiré et une valeur négative, que le gaz est injecté.
<b>Stockage</b>	Installation ou réservoir dans lequel est emmagasiné le gaz naturel pendant les périodes de faible demande et dont est soutiré le gaz pendant les périodes de forte demande.
<b>Taux de diminution de la production</b>	Terme utilisé pour exprimer la diminution du taux de production dans le temps, 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, ou le taux de diminution effectif, qui est le complément du ratio du taux de production à la fin d'une année donnée au taux de production au début de la même année.
<b>Taux d'utilisation des installations de forage</b>	Nombre d'installations de forage en exploitation exprimé en pourcentage du nombre total des installations disponibles.

### Production de gaz brut par région

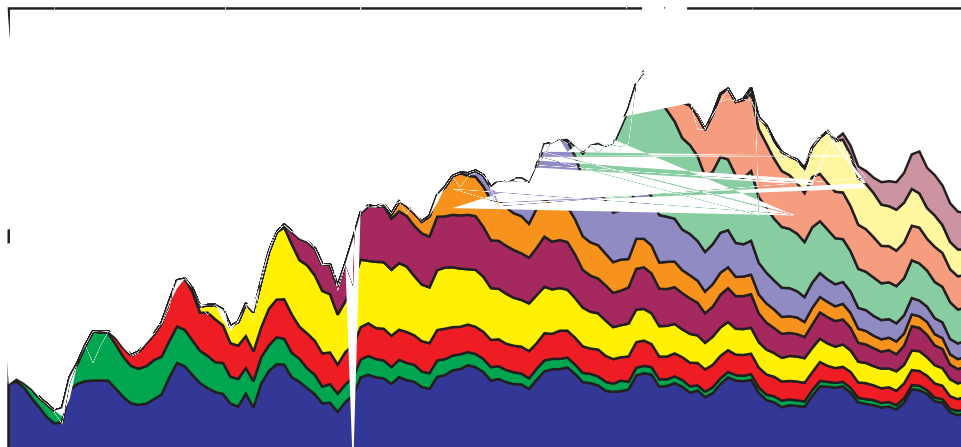
#### S.-O. SASK. PRODUCTION DE GAZ BRUT

Selon l'année de raccordement



#### C.-O. SASK. PRODUCTION DE GAZ BRUT

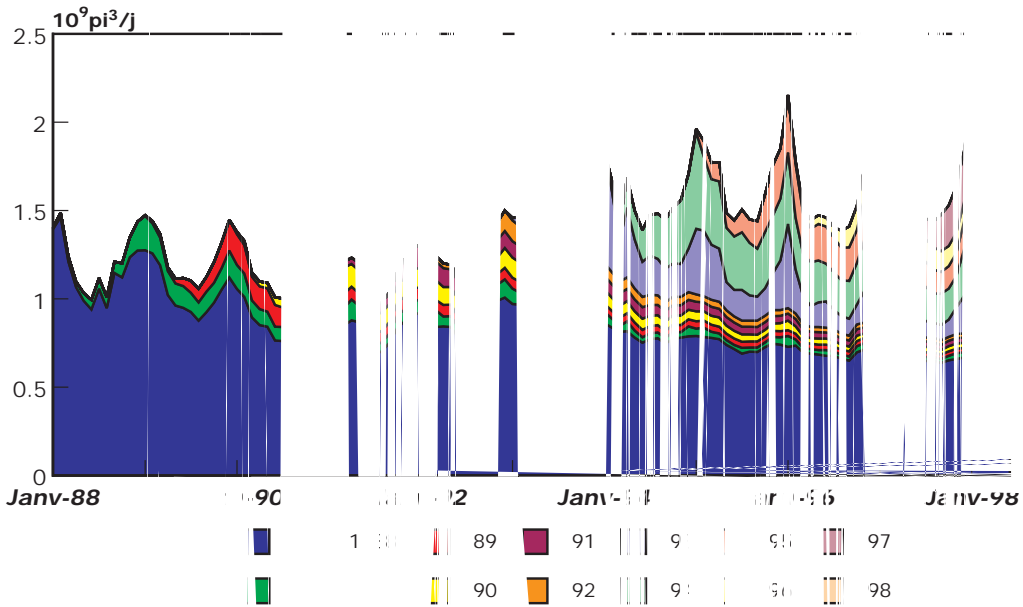
Selon l'année de raccordement





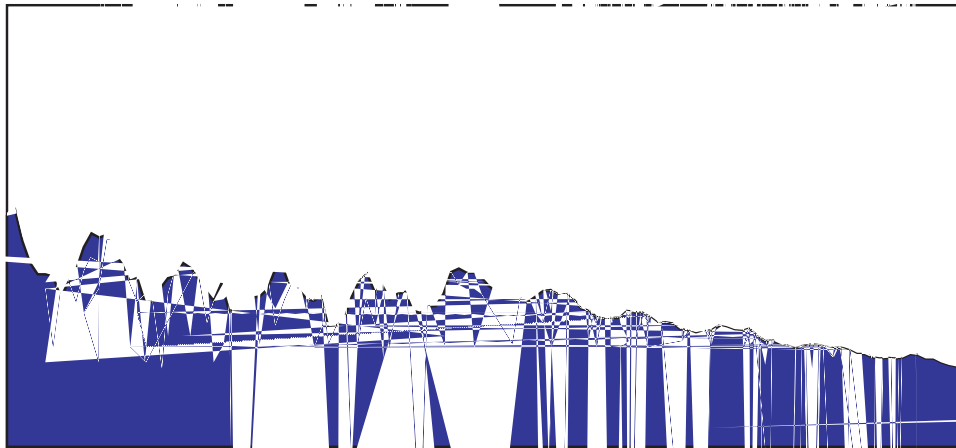
# S. E. ALBERTA PRODUCTION DE GAZ BRUT

Selon l'année de racc...



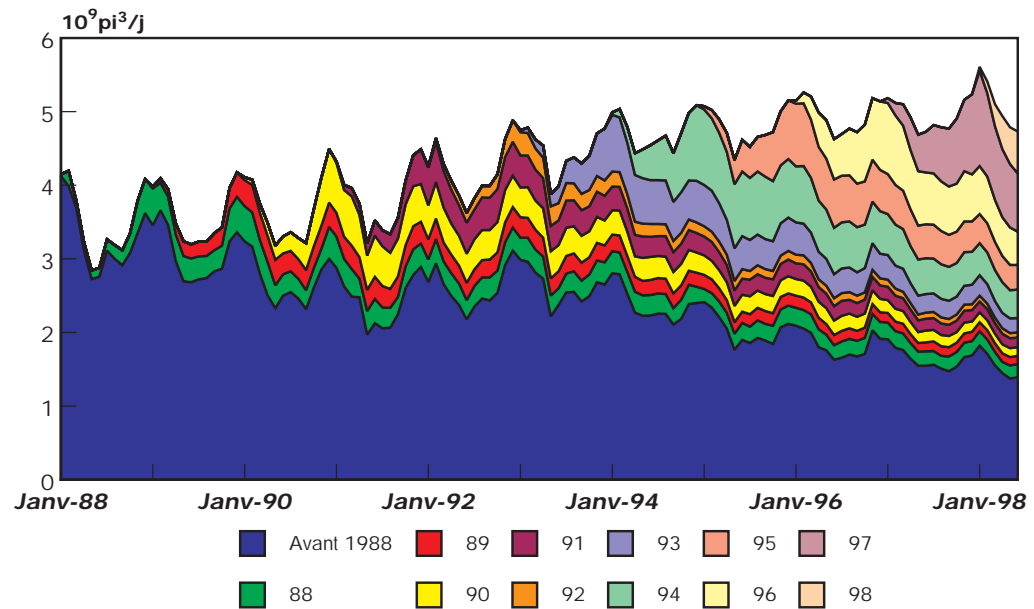
# EST ALBERTA PRODUCTION DE GAZ BRUT

Selon l'année de racc...



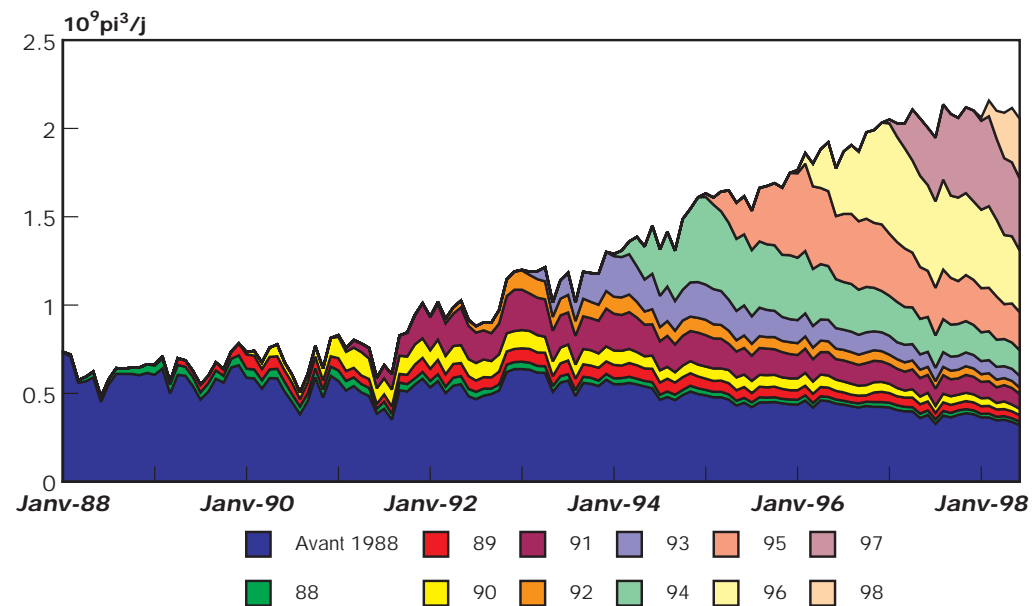
## CENTRE ALBERTA PRODUCTION DE GAZ BRUT

Selon l'année de raccordement



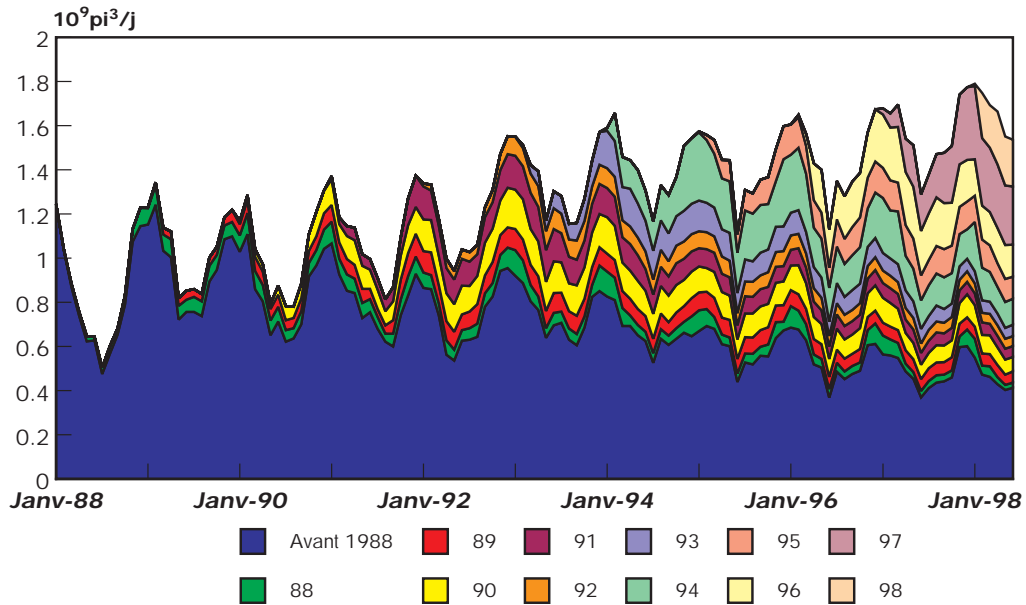
## N.-O. ALBERTA PRODUCTION DE GAZ BRUT

Selon l'année de raccordement



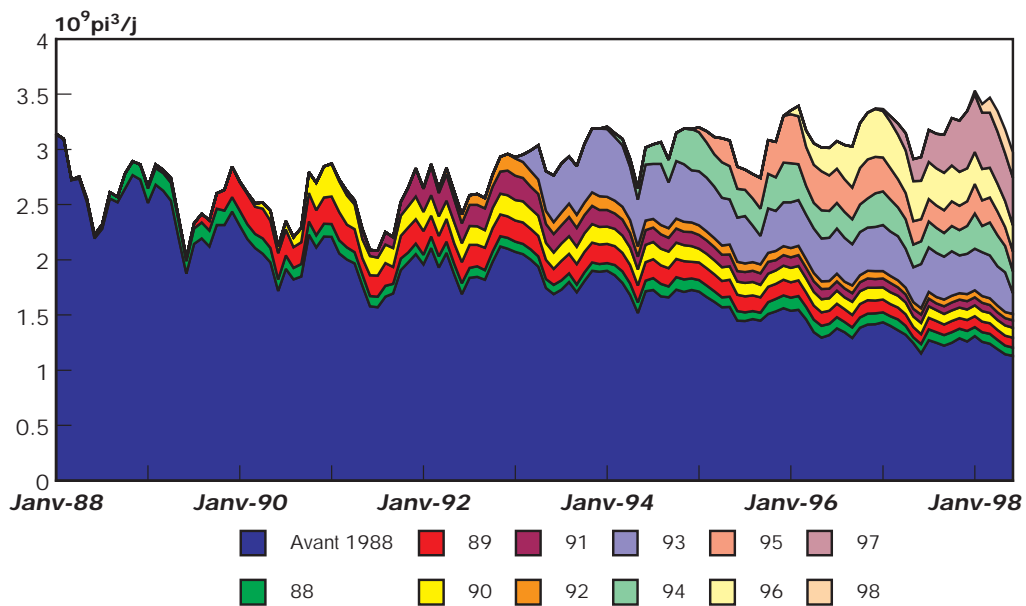
## PLAINES C.-B. PRODUCTION DE GAZ BRUT

Selon l'année de raccordement



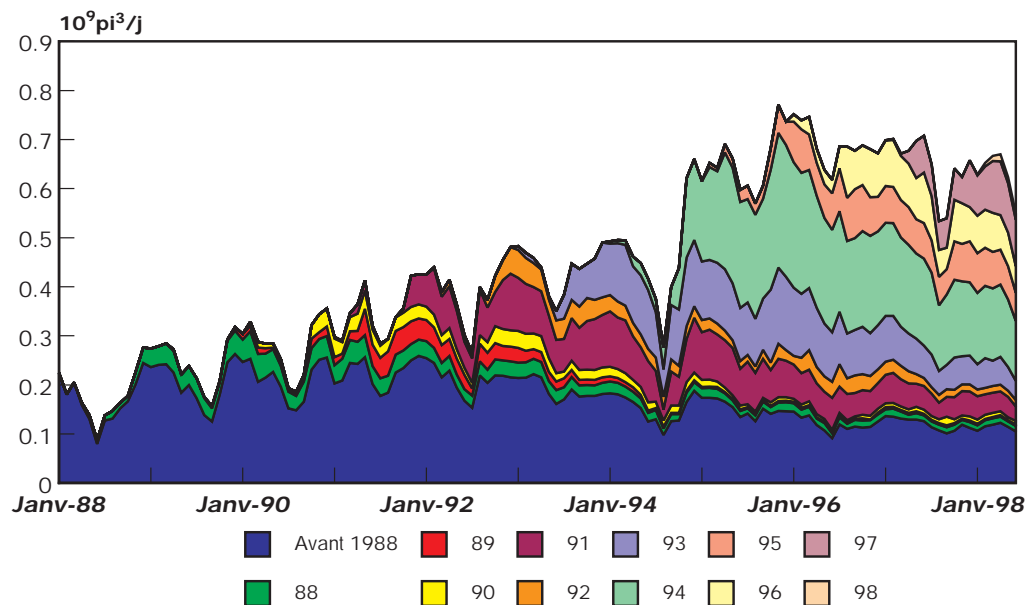
## PIÉMONTS ALBERTA PRODUCTION DE GAZ BRUT

Selon l'année de raccordement



PIÉMONTS C.-B. PRODUCTION DE GAZ BRUT

Selon l'année de raccordement

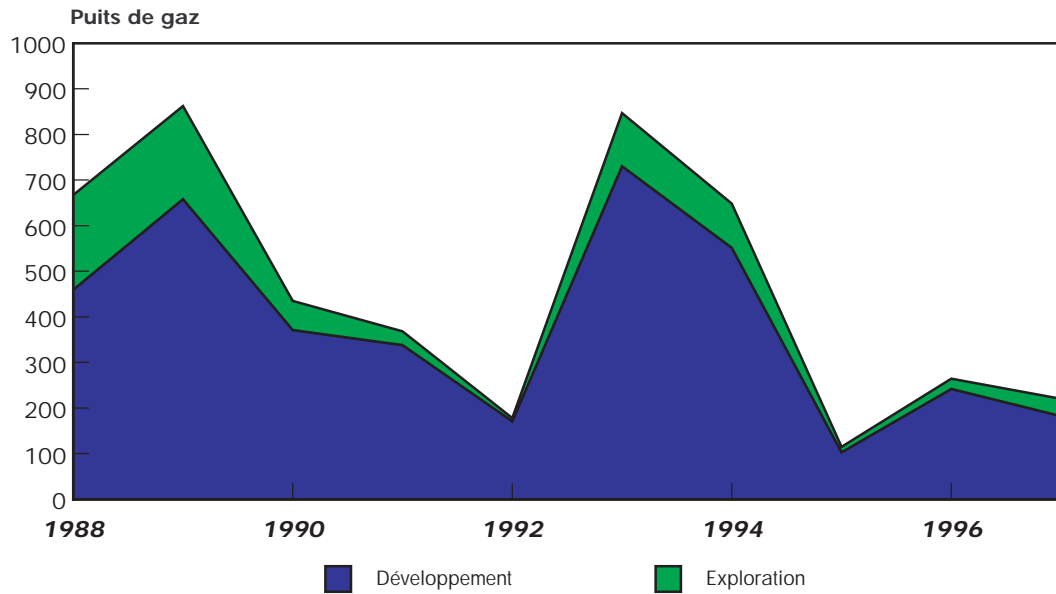




## Complétions de puits par région

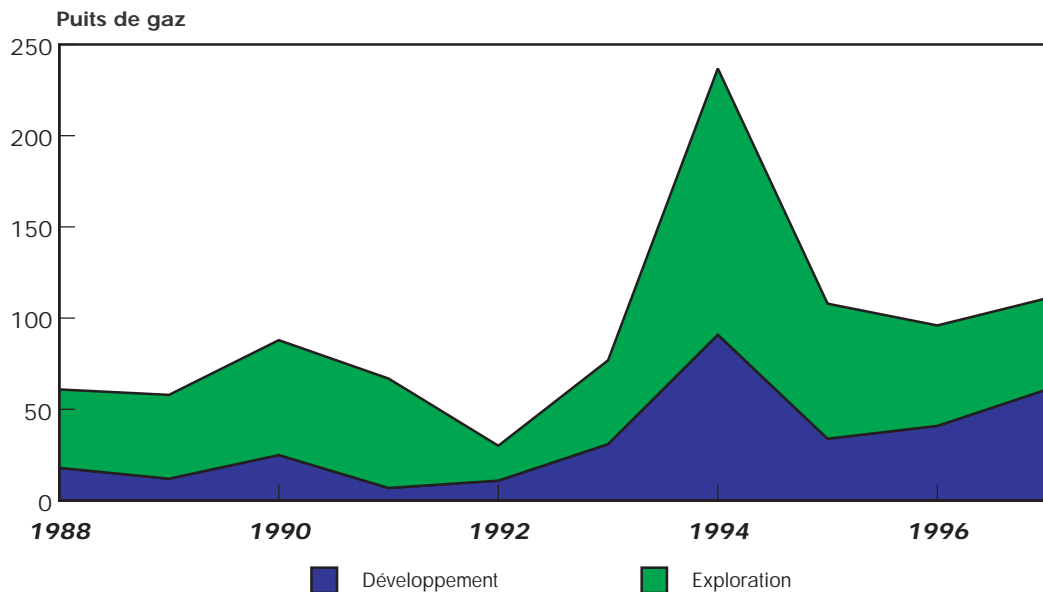
### S . - O . S A S K

#### Complétions de puits de gaz



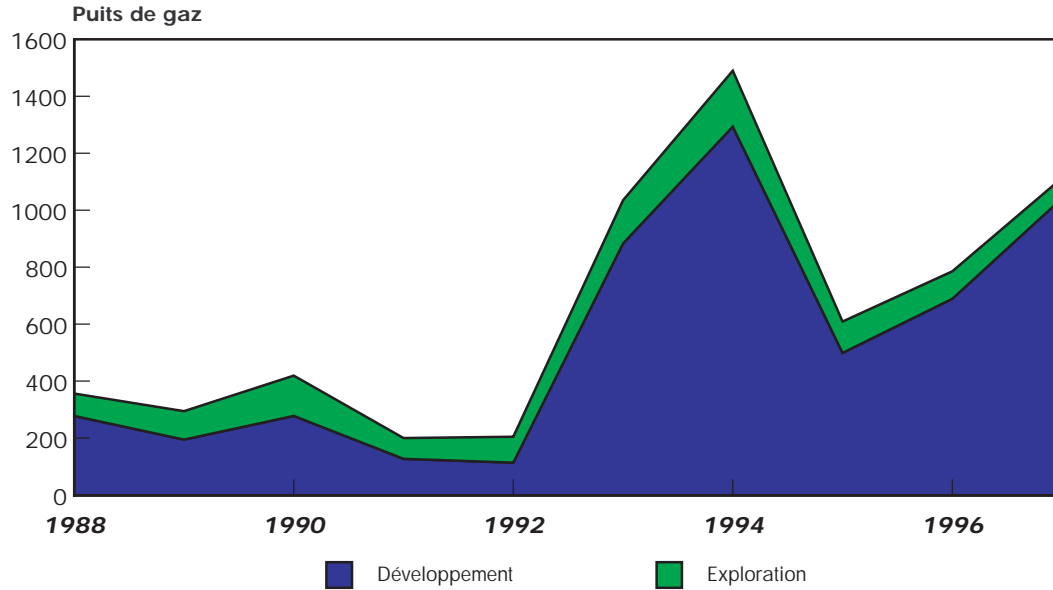
### C . - O . S A S K .

#### Complétions de puits de gaz



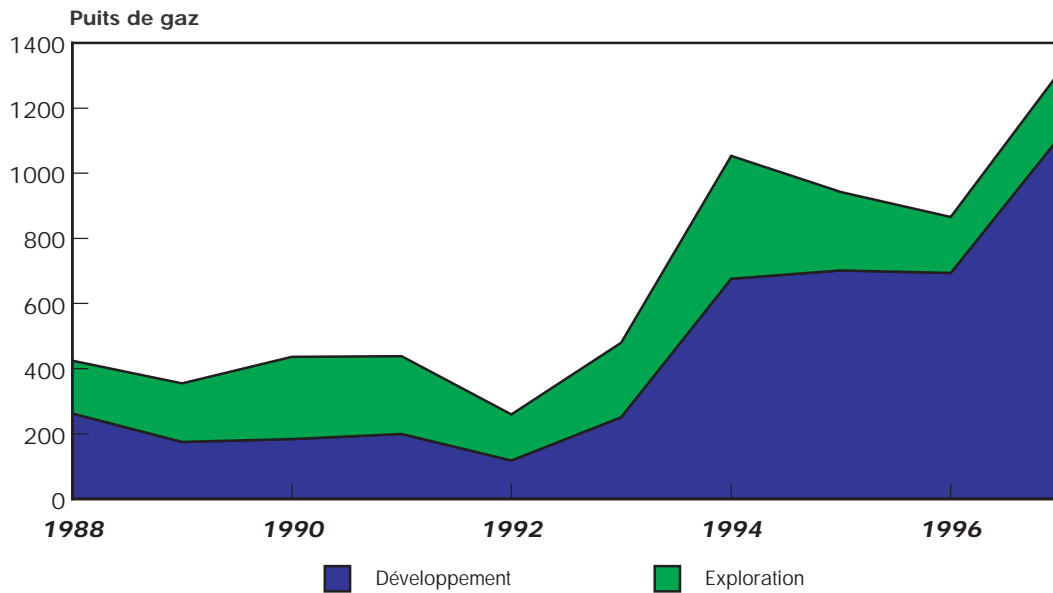
## S . - E . A L B E R T A

### Complétions de puits de gaz



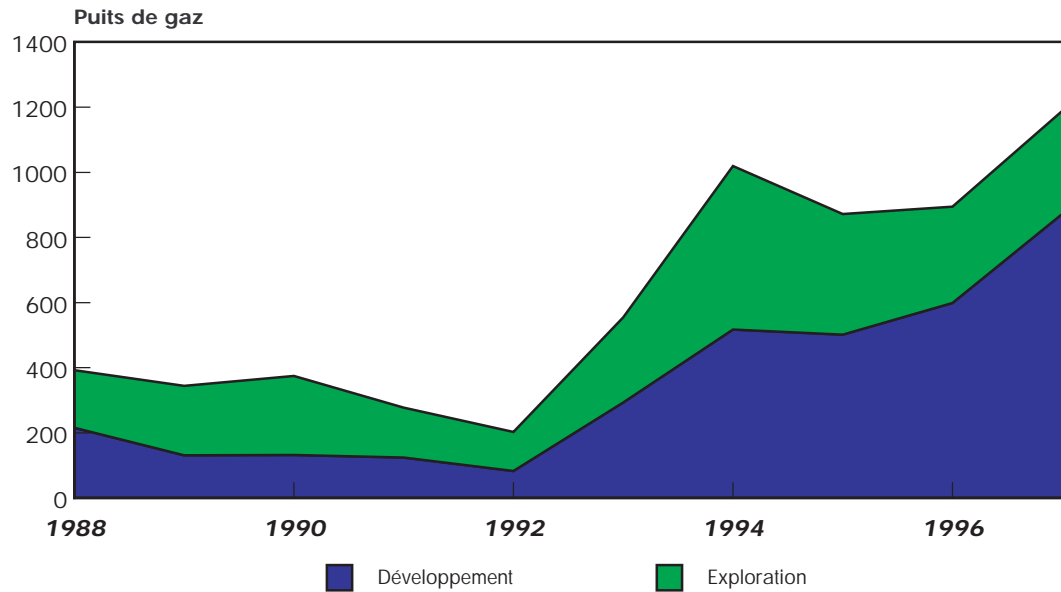
## E S T A L B E R T A

### Complétions de puits de gaz



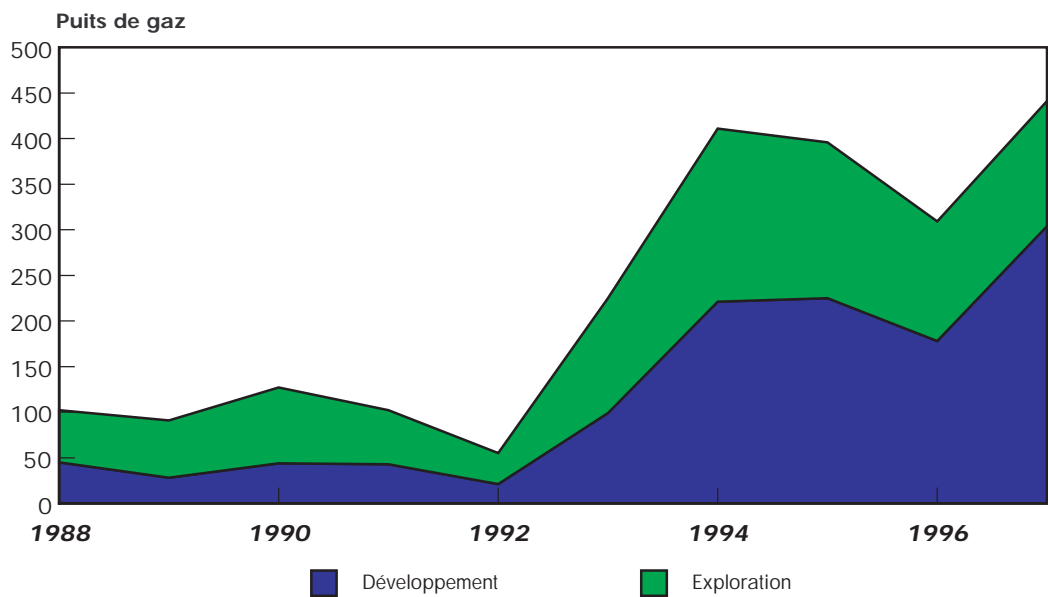
## CENTRE ALBERTA

### Complétions de puits de gaz



## N. - O. ALBERTA

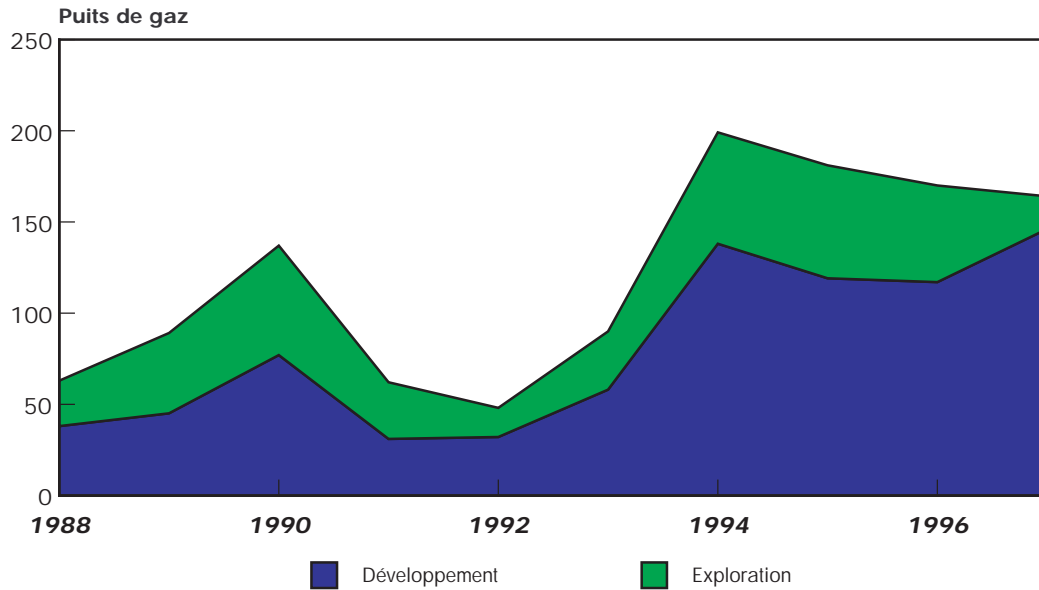
### Complétions de puits de gaz





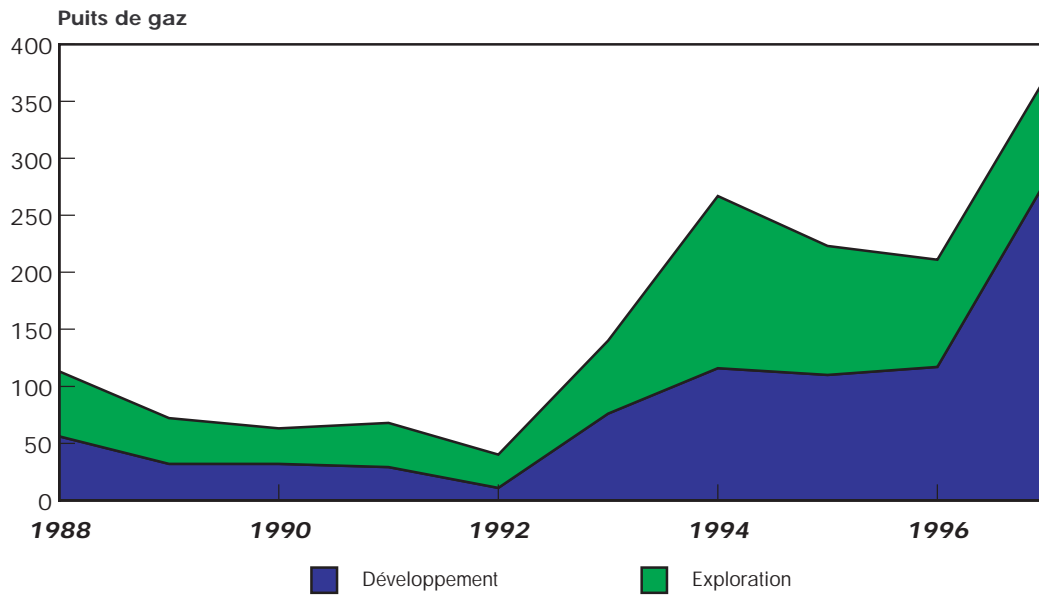
PLAINES C.-B.

Complétions de puits de gaz

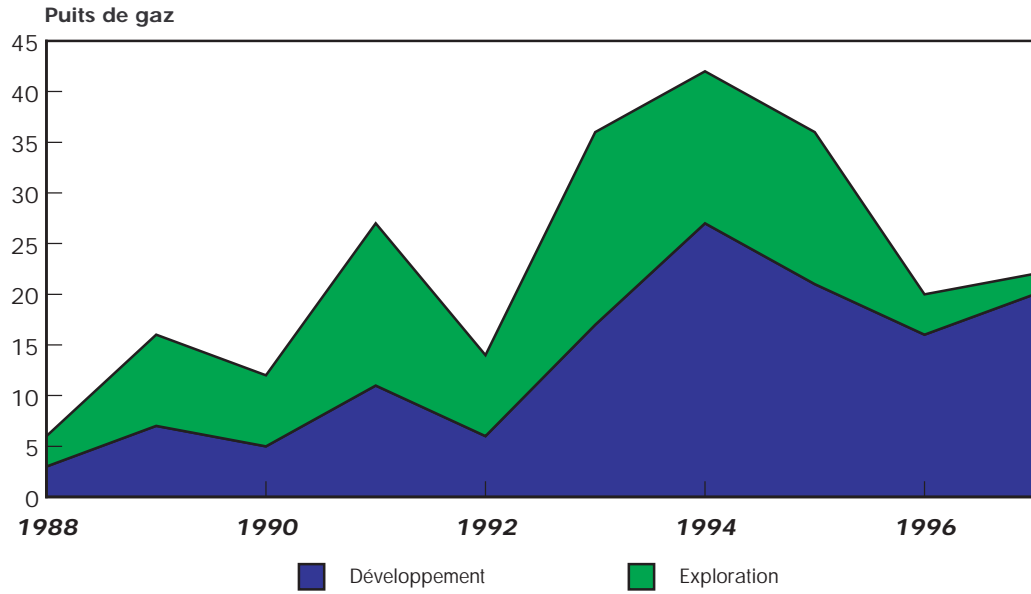


PIÉMONTS ALBERTA

Complétions de puits de gaz



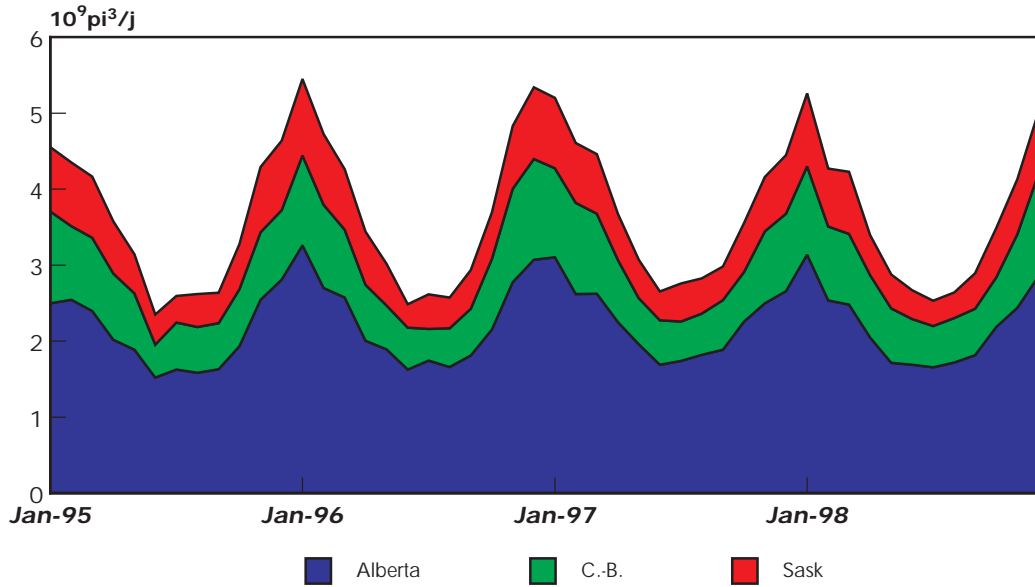
**Complétions de puits de gaz**



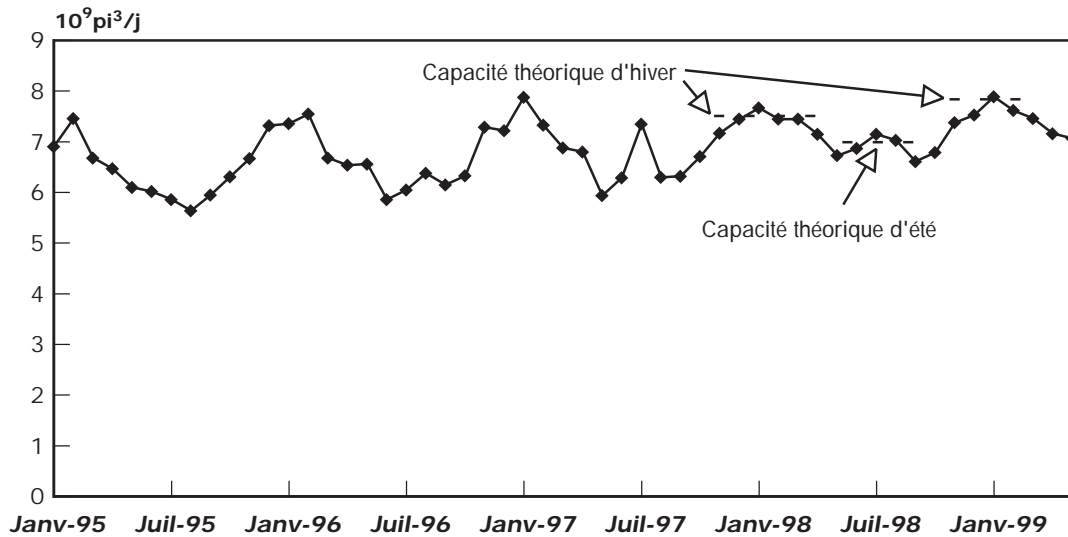


Ventes de gaz intra-BSOC et transport extra-BSOC par gazoduc

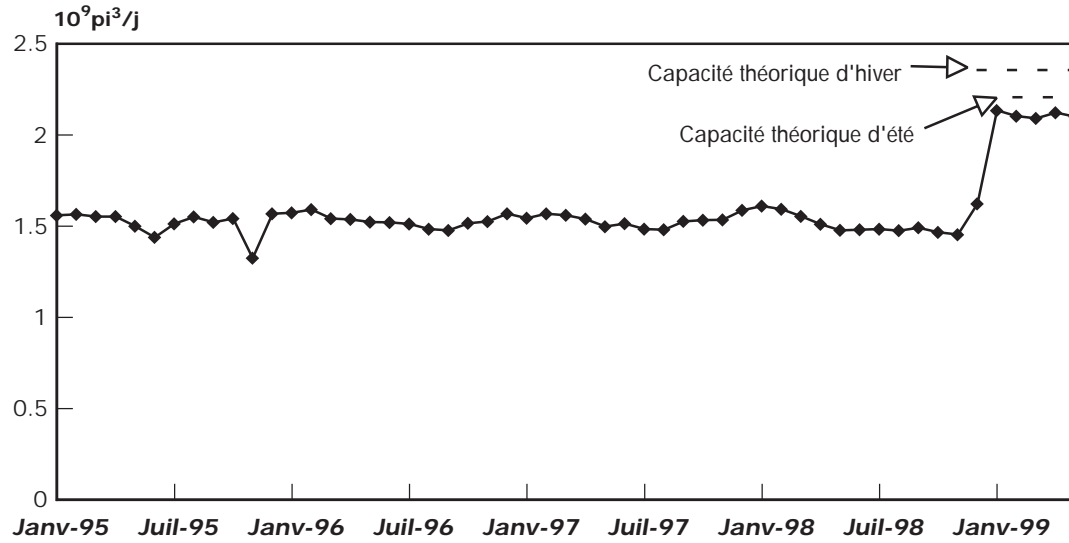
VENTES DE GAZ INTRA-BSOC



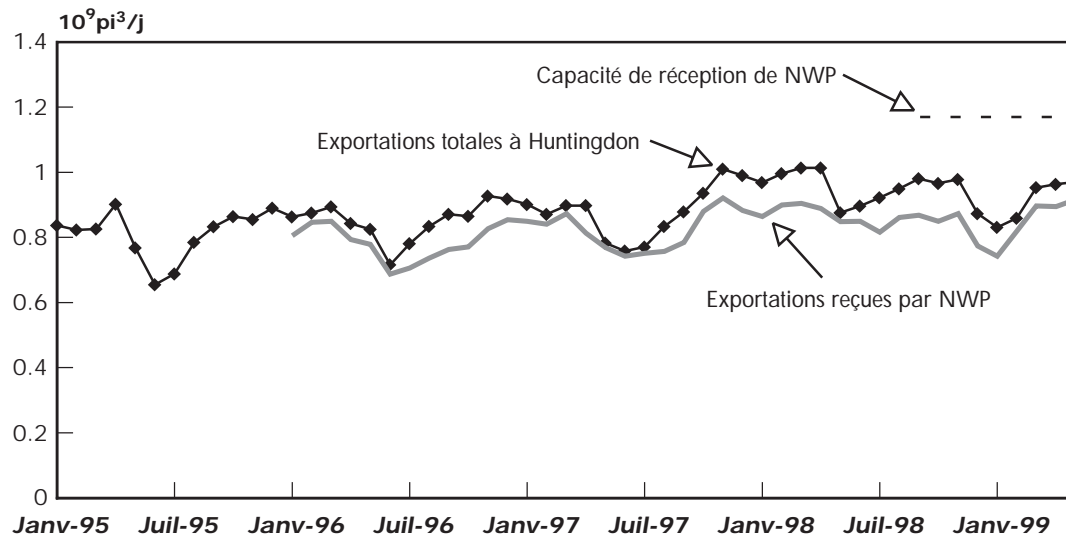
GAZ NATUREL TRANSPORTÉ PAR LE TRONÇON WESTERN DE TCPL



## GAZ NATUREL TRANSPORTÉ PAR FOOTHILLS EAST



## GAS NATUREL TRANSPORTÉ PAR WEI À HUNTINGDON



## GAS NATUREL TRANSPORTÉ PAR ANG

