Office national de l'énergie

National Energy Board

Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada

2007-2009

ÉVALUATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE OCTOBRE 2007

Canada

Office national de l'énergie
National Energy Board

Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada

2007 – 2009

gaz

Annexes

ÉVALUATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE OCTOBRE 2007

Canada

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et(ou) sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

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

Permission to Reproduce

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

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

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada représentée par l'Office national de l'énergie 2007

N° de cat. NE2-1/2007-1F-PDF

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles. On peut obtenir cette publication sur supports multiples, sur demande.

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
Fax : 403-292-5576
Téléphone : 403-299-3562
1-800-899-1265
Internet : www.neb-one.gc.ca

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

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada as represented by the National Energy Board 2007

Cat. No. NE2-1/2007-1E-PDF

This report is published separately in both official languages. This publication is available upon request in multiple formats.

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

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

Printed in Canada

ANNEXE A

Analyse des principaux coûts liés à la mise en valeur de nouvelles sources d'approvisionnement de gaz dans le BSOC

Les principaux coûts liés à la mise en valeur et à la production de nouvelles sources d'approvisionnement de gaz dans le BSOC sont les frais de découverte et de mise en valeur (D et MV), les frais d'exploitation et les redevances. Ces coûts ont été estimés pour le présent rapport tel qu'il est expliqué ci-après. Ils sont exprimés en $CAN le GJ de produit commercialisable total. Il est utile de comparer le total de ces coûts au prix du produit pour comprendre dans quel environnement économique les nouveaux approvisionnements en gaz ont été mis en valeur ces dernières années.

Frais de D et MV dans le BSOC

Les dépenses en immobilisations annuelles visant la mise en valeur du pétrole et du gaz classiques en amont sont extraites du *Statistical Handbook* de l'ACPP. Elles sont réparties en catégories de coûts : forage, matériel de chantier, usines de gaz, géologie et géophysique, terres et récupération assistée du pétrole. Les dépenses en immobilisations estimatives liées à la mise en valeur du gaz classique dans le BSOC ont été obtenues à partir des dépenses en immobilisations engagées en Alberta, en C.-B. et en Saskatchewan d'après l'ACPP, et de la formule qui suit :

Pour chaque année et dans chaque province :

DÉPIMMOB ciblant du gaz = {([DÉPIMMOB forage] + [DÉPIMMOB matériel de chantier] + [DÉPIMMOB terres] + [DÉPIMMOB géol. et géophysique]) * [Fraction du total des jours de forage ciblant du gaz classique]} + [DÉPIMMOB usines de gaz]

La [Fraction du total des jours de forage ciblant du gaz classique] a été calculée pour chaque année et chaque province d'après l'analyse par l'Office des données sur les puits de GeoScout et ne tient pas compte des données sur le forage associé au MH. Les dépenses en immobilisations ciblant du gaz pour le BSOC sont égales à la somme des dépenses en immobilisations ciblant du gaz en Alberta, en C.-B. et en Saskatchewan.

La quantité de gaz associée aux dépenses en immobilisations ciblant du gaz dans le BSOC s'obtient à partir des résultats de l'analyse de diminution de la production réalisée pour la présente ÉMÉ (voir l'annexe B pour plus de détails). Cette analyse fournit des estimations du gaz récupérable en bout de ligne, par groupe de puits de gaz, pour chaque année de 1996 à 2006 inclusivement. Au moyen de l'estimation de la composition de gaz pour chaque groupe, on a calculé la quantité totale d'énergie récupérable associée aux raccordements de puits de gaz classique réalisés chaque année. Le ratio des dépenses en immobilisations ciblant du gaz classique à l'énergie récupérée associée aux raccordements annuels de puits de gaz classique donne les frais de D et MV pour le gaz classique, par année, tel qu'il est illustré au tableau A.1.

TABLEAU A.1

Estimation par l'ONÉ des frais de D et MV annuels pour le gaz classique dans le BSOC, 1996 – 2006

Année	DÉPIMMOB ciblant du gaz classique, en millions de $CAN	Estimation de l'énergie récupérée provenant des raccordements annuels de puits de gaz, en millions de GJ	Frais de D et MV, en $CAN/GJ
1996	5 326 $	4 922	1,08 $
1997	7 800 $	5 896	1,32 $
1998	8 302 $	5 926	1,40 $
1999	7 599 $	5 613	1,35 $
2000	11 189 $	6 054	1,85 $
2001	14 304 $	6 458	2,22 $
2002	11 667 $	5 629	2,07 $
2003	15 873 $	6 168	2,57 $
2004	18 464 $	6 771	2,73 $
2005	23 339 $	6 043	3,86 $
2006	25 785 $	5 725	4,50 $

Sources : Analyse par l'ONÉ des statistiques de l'ACPP sur les dépenses en immobilisations ciblant du gaz et analyse par l'ONÉ de la diminution de la production relative à l'énergie estimative récupérée des raccordements annuels.

Les frais de D et MV ont bondi ces dernières années en raison des hausses du coût des services en amont et de la mise en valeur moindre des approvisionnements par forage.

Frais d'exploitation dans le BSOC

Les frais d'exploitation sont constitués des coûts liés aux activités de production gazière au quotidien. Ils fluctuent énormément d'une zone du bassin à l'autre, sous l'effet des variations attribuables à divers facteurs, par exemple :

- la composition du gaz brut – acide ou non, à forte teneur en LGN ou sec;
- à qui appartiennent les installations de traitement du gaz – le producteur est propriétaire ou il faut prendre des arrangements sur mesure pour le traitement;
- la proximité et la disponibilité de capacité de traitement du gaz.

Diverses sources consultées au sein de l'industrie ont indiqué que les frais d'exploitation se montent actuellement à environ 1,00 $ le GJ. Le tableau A.2 ci-après présente les frais d'exploitation approximatifs dans le BSOC depuis 1996.

Les chiffres du tableau A.2 ont été établis au moyen de la méthode suivante :

- La quantité annuelle de tous les produits, sauf le pétrole extrait des sables bitumineux (tous les liquides et le gaz commercialisable), a été obtenue pour l'Alberta, la C.-B. et la Saskatchewan à même les statistiques de l'ACPP.
- La quantité annuelle de chaque produit a été multipliée par un facteur de conversion pour obtenir une estimation de la production annuelle totale d'énergie dans le BSOC pour chaque année de 1996 à 2006.
    - Gaz commercialisable : 37,9 GJ par $10^3 m^3$ de gaz
    - Éhane : 18,36 GJ par m^3 de liquide
    - Propane : 25,53 GJ par m^3 de liquide

TABLEAU A.2

Estimation par l'ONÉ des frais d'exploitation annuels dans le BSOC (excluant les sables bitumineux), 1996 – 2006

Année	Production annuelle d'énergie, en GJ	Frais d'exploitation annuels, en M$CAN	Frais d'exploitation unitaires annuels en, $/GJ
1996	9 946 000 000	6 228 $	0,63 $
1997	10 108 000 000	6 273 $	0,62 $
1998	10 157 000 000	6 170 $	0,61 $
1999	10 140 000 000	6 488 $	0,64 $
2000	10 258 000 000	7 434 $	0,72 $
2001	10 166 000 000	8 239 $	0,81 $
2002	10 023 000 000	8 753 $	0,87 $
2003	9 724 000 000	9 288 $	0,96 $
2004	9 769 000 000	9 798 $	1,00 $
2005	9 735 000 000	11 196 $	1,15 $
2006	9 740 000 000	12 561 $	1,29 $

Source : Analyse par l'ONÉ des statistiques de l'ACPP

- Butanes : 28,62 GJ par m^3 de liquide
- Condensat et pentanes plus : 35,17 GJ par m^3 de liquide
- Pétrole brut : 38,51 GJ par m^3 de liquide

- Les frais d'exploitation annuels en Alberta, en C.-B. et en Saskatchewan sont tirés des statistiques de l'ACPP.
- La division du total des frais d'exploitation annuels par le total de la production annuelle d'énergie a permis d'obtenir une moyenne de frais d'exploitation.

Les frais d'exploitation dans le BSOC découlant des calculs ci-dessus sont très approximatifs et représentent les frais d'exploitation moyens tant pour les puits de pétrole que pour les puits de gaz. Comme les puits de gaz sont la source d'à peu près les trois quarts de l'énergie d'origine classique produite dans le BSOC, les frais d'exploitation calculés pour la production totale d'énergie sont réputés être raisonnablement comparables aux frais qui visent expressément les activités de production de gaz. L'Office considère par conséquent que dans l'ensemble, les frais d'exploitation unitaires qui figurent dans le tableau A.2 constituent une approximation raisonnable des frais d'exploitation qui se rapportent uniquement à la production de gaz.

Redevances

Les redevances exigibles pour les nouveaux approvisionnements gaziers mis en valeur dans le BSOC constituent un autre poste de coût important sur la durée de vie productive d'un puits. Les redevances correspondent à un pourcentage de la production d'un puits qui revient au propriétaire de la ressource, en l'occurrence le gouvernement provincial dans la plupart des cas.

Tenter de déterminer avec rigueur les redevances perçues durant une période donnée est une entreprise périlleuse qui n'a pas été réalisée pour le présent rapport. Néanmoins, les redevances sont un des principaux facteurs de coût et une approximation peut illustrer la situation économique du BSOC. Dans la présente analyse, le coût approximatif des redevances par GJ dans le BSOC a été fixé à 20 % du prix de référence annuel moyen du gaz de l'Alberta pour la période 1996-2006.

TABLEAU A.3

Coût approximatif des redevances dans le BSOC, 1996 – 2006 (en supposant un taux de redevances constant de 20 %)

Année	Prix de référence annuel moyen du gaz de l'Alberta, en $/GJ	Taux de redevances (approximatif)	Montant approximatif des redevances, en $/GJ
1996	1,54 $	20 %	0,31 $
1997	1,87 $	20 %	0,37 $
1998	1,84 $	20 %	0,37 $
1999	2,35 $	20 %	0,47 $
2000	4,27 $	20 %	0,85 $
2001	5,12 $	20 %	1,02 $
2002	3,68 $	20 %	0,74 $
2003	5,81 $	20 %	1,16 $
2004	5,98 $	20 %	1,20 $
2005	7,87 $	20 %	1,57 $
2006	6,22 $	20 %	1,24 $

Source : Calcul des prix de référence mensuels pour l'Alberta

Le tableau A.3 présente le coût approximatif des redevances ($CAN/GJ) dans le BSOC calculé en tant que simple pourcentage tel qu'il est expliqué ci-dessus.

ANNEXE B

Annexe B.1 – MÉTHODOLOGIE (DESCRIPTION DÉTAILLÉE)

Table des matières de l'annexe

B1.1 Offre de gaz dans le BSOC

B1.1.1 Raccordements pour le gaz (classique) et raccordements pour le MH

B1.1.1.1 Groupes visés par l'analyse de diminution de la production

B1.1.1.2 Méthodologie pour les raccordements existants – Analyse de diminution de la production

B1.1.1.3 Méthodologie pour les raccordements futurs

B1.1.1.3.1 Rendement des raccordements futurs

B1.1.1.3.2 Nombre de raccordements futurs

B1.1.2 Gaz dissous

B1.1.3 Yukon et Territoires du Nord-Ouest

B1.2 Canada atlantique

B1.3 Production d'autres sources canadiennes

B1.4 Productibilité et demande au Canada

MÉTHODOLOGIE (DESCRIPTION DÉTAILLÉE)

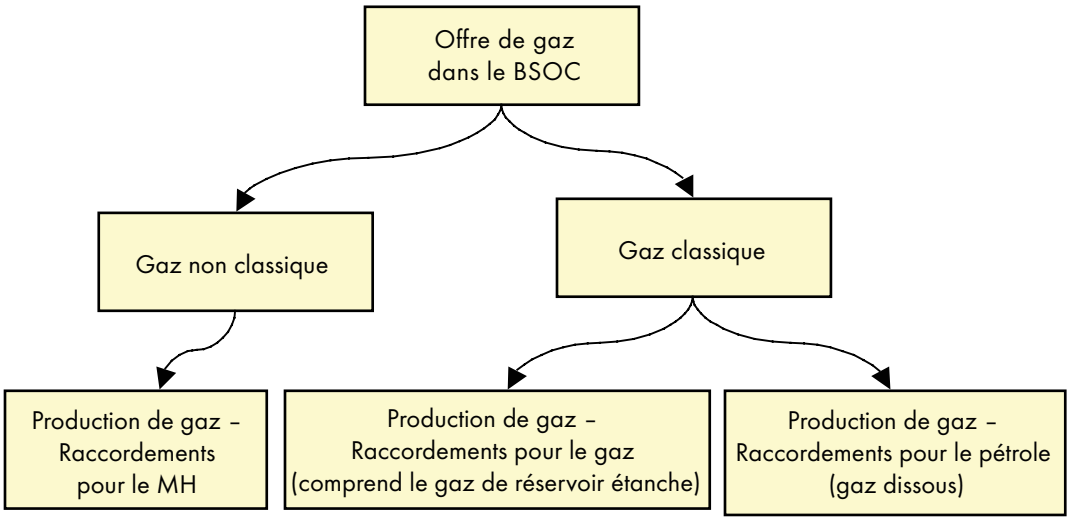
La productibilité de gaz naturel au Canada durant la période de projection sera principalement attribuable à l'offre de gaz classique provenant du BSOC, à laquelle se grefferont les contributions en provenance du Canada atlantique et la production de MH en Alberta, qui prend de l'ampleur. Dans le présent rapport, ce sont les tendances au niveau des caractéristiques de production de puits et les attentes à l'égard de la mise en valeur des ressources qui servent à établir les paramètres de productibilité future du gaz naturel dans le BSOC. La démarche est différente pour le Canada atlantique, où les données de production n'existent que pour un très petit nombre de puits.

B1.1 Offre de gaz dans le BSOC

Le gaz produit a été séparé en trois grandes catégories (figure B.1.1) pour les besoins d'évaluation de la productibilité de gaz dans le BSOC.

FIGURE B.1.1

Grandes catégories d'offre de gaz dans le BSOC pour l'évaluation de la productibilité



La méthode de détermination de la productibilité de gaz liée aux raccordements pour le gaz (classique) est essentiellement la même que celle utilisée pour les raccordements pour le MH; elle est décrite dans la section 1.1 ci-après. Dans le présent rapport, le gaz de réservoir étanche est de nouveau inclus dans le gaz classique, en raison du manque de critères précis et universellement reconnus qui permettrait de faire rapport séparément des raccordements pour cette ressource. La méthode utilisée pour déterminer la productibilité de gaz liée aux raccordements pour le pétrole (gaz dissous) est moins détaillée et est décrite dans la section 1.2 de la présente annexe.

B1.1.1 Raccordements pour le gaz (classique) et raccordements pour le MH

Qu'il s'agisse des raccordements pour le gaz classique ou des raccordements pour le MH, la méthode d'évaluation de la productibilité est essentiellement la même. L'analyse de diminution de la production fondée sur les données de production historiques a été utilisée pour déterminer les paramètres du rendement futur. Dans le cas du MH, les données historiques sont plus limitées; les points de vue des représentants de l'industrie consultés ont donc joué un rôle plus important dans l'établissement des paramètres de rendement.

B1.1.1.1 Groupes visés par l'analyse de diminution de la production

Les raccordements pour le gaz classique et les raccordements pour le MH ont été regroupés séparément pour l'évaluation des caractéristiques de rendement des puits. Les raccordements pour le gaz classique ont été regroupés en fonction des zones d'étude en Alberta, en C.-B. et en Saskatchewan décrites au chapitre 2. Il n'y a pas de regroupement des raccordements pour le gaz classique du sud-est de la Saskatchewan étant donné que presque toute la production provenant de cette zone est constituée de gaz dissous. Les raccordements pour le gaz classique ne sont pas regroupés par zone.

Dans chaque zone d'étude, les raccordements pour le gaz classique ont également été regroupés selon l'année de raccordement; tous les raccordements antérieurs à 1996 font partie d'un seul groupe, tandis qu'ils forment des groupes séparés pour chaque année de 1996 à 2006.

Les raccordements pour le MH en Alberta ont été principalement répartis en trois catégories :

- formation principale de Horseshoe Canyon
- MH Mannville,
- Autre MH

Pour la durée de la période de projection, le MH sera presque entièrement mis en valeur en Alberta. Les critères de ces groupes de MH sont décrits en plus amples détails au chapitre 2.

Dans chacune des trois catégories de ressources de MH, les raccordements ont également été regroupés selon l'année de raccordement. Il y a moins de groupes par année de raccordement étant donné que la période de production commerciale a été relativement courte. En ce qui concerne la formation principale de Horseshoe Canyon et la catégorie Autre MH, il n'y a qu'un seul groupe pour tous les raccordements antérieurs à 2003 et des groupes séparés pour chaque année de 2003 à 2006 inclusivement. Un seul groupe a été constitué en ce qui a trait aux raccordements pour le MH Mannville antérieurs à 2005, et des groupes séparés l'ont été pour chacune des années 2005 et 2006.

Raccordements existants par rapport aux raccordements futurs

Dans le présent rapport, les « raccordements existants » désignent les puits mis en production avant le 1er janvier 2007, et les « raccordements futurs » ceux qui l'ont été après cette date. La méthode de projection de la productibilité des raccordements existants est considérablement différente de celle qui a été utilisée pour la productibilité des raccordements futurs.

B1.1.1.2 Méthodologie pour les raccordements existants

En ce qui concerne les raccordements existants, une analyse de diminution de la production à partir des données historiques a été réalisée pour chaque groupe (type de gaz/zone d'étude/année de raccordement) afin d'établir deux jeux de paramètres :

- les paramètres de productibilité du groupe, soit les attentes sur la productibilité du groupe de ressources gazières au complet;
- les paramètres de productibilité des raccordements moyens, soit les attentes sur la productibilité des raccordements moyens du groupe (s'appliquent uniquement lorsque le groupe représente une année de raccordement particulière).

La méthode employée pour cette analyse de diminution de la production est décrite ci-après. Les paramètres de productibilité des groupes et les paramètres de productibilité des raccordements moyens découlant de cette analyse se trouvent aux annexes B.3 et B.4 respectivement. Ceux des groupes sont utilisés dans le modèle de productibilité pour établir les projections de productibilité relatives aux raccordements existants.

Méthodologie de l'analyse de diminution de la production

La méthode d'analyse décrite ci-après porte principalement sur les raccordements pour le gaz classique et les raccordements pour le MH dans le BSOC.

Les raccordements pour le gaz classique sont regroupés par zone d'étude et par année de raccordement. Les raccordements pour le MH en Alberta sont regroupés par zone de production et par année de raccordement. Pour chacun de ces groupes, un jeu de données historiques sur la production commercialisable a été créé; pour les cas où le groupe représente une année de raccordement particulière, on a également créé un jeu de données historiques sur la production commercialisable des raccordements moyens.

Les jeux de données sur la production commercialisable des groupes ont été produits comme suit :

- addition des données de production brute par mois civil des puits de gaz raccordés pour chaque groupe, afin d'obtenir le total de production brute du groupe par mois civil;
- multiplication du total de production brute d'un groupe par mois civil par un facteur de contraction propre au groupe et division de ce chiffre par le nombre de jours de chaque mois pour obtenir le total mensuel de la production gazière commercialisable et le taux de production de gaz commercialisable (Mpi^3/j) pour chaque mois civil;
- production, pour chaque groupe, de schémas du taux de production commercialisable quotidienne par rapport à la production commercialisable cumulative.

Les jeux de données sur la production des raccordements moyens ont été produits comme suit :

- introduction des données sur la production brute des puits par mois pour chaque raccordement du groupe dans une base de données;
- pour chaque mois de production de chaque raccordement, détermination d'une valeur pour un mois de production normalisé correspondant au nombre de mois écoulés depuis le premier mois de production du raccordement (c'est-à-dire le mois de production normalisé);
- total de la production brute des raccordements d'un groupe par mois de production normalisé multiplié par le facteur de contraction moyen s'appliquant au groupe afin d'obtenir le total de production commercialisable par mois de production normalisé;
- division du total de la production commercialisable par mois de production normalisé par le nombre total de raccordements du groupe afin d'obtenir la production commercialisable du raccordement moyen par mois de production normalisé;
- division de la production commercialisable par mois de production normalisé par 30,4375, pour obtenir le taux de production du raccordement moyen du groupe par mois de production normalisé (certaines données de production n'ont pu être utilisées pour calculer le taux de production du raccordement moyen parce que les raccordements ont été mis en exploitation à différents moments au cours de l'année);
- production, pour chaque groupe, de schémas du taux de production commercialisable quotidienne des raccordements moyens par rapport à la production commercialisable cumulative des raccordements moyens.

En ce qui concerne les raccordements pour le gaz classique, on a procédé de la manière suivante pour réaliser l'analyse de diminution de la production au moyen des jeux de données de production historiques portant sur le groupe et les raccordements moyens :

- **Analyse de diminution de la production des raccordements antérieurs à 1996**

  Pour chaque zone d'étude, le schéma du taux de production des groupes de raccordements pour le gaz entrés en production avant 1996 par rapport à la production cumulative de ces groupes a été le premier à être évalué. Une diminution exponentielle constante au

cours des dernières années en est ressortie, quelle que soit la zone d'étude. Le schéma de l'ensemble des raccordements des groupes antérieurs à 1996 a donné un taux de production commercialisable courant, un taux de diminution stable de la production future et, pour la zone d'étude, une diminution ultime pouvant s'appliquer aux groupes de raccordements effectués lors d'années ultérieures.

- **Évaluation des années de raccordement 1996 à 2006 inclusivement**

  Chaque année de raccordement de 1996 à 2006 inclusivement a été évaluée dans l'ordre chronologique après l'évaluation des données totales pour la première année de raccordement dans une zone d'étude donnée.

  a. **Analyse de diminution de la production du raccordement moyen :**

  Pour chaque année de raccordement, le schéma du taux de production par rapport à la production cumulative du raccordement moyen a été évalué en premier, de façon à pouvoir établir des paramètres (ci-après) qui donnent le profil de production du raccordement moyen sur la durée de sa vie productive :

  - taux de production initial,
  - premier taux de diminution,
  - deuxième taux de diminution,
  - nombre de mois avant le deuxième taux de diminution – habituellement autour de 18 mois,
  - troisième taux de diminution,
  - nombre de mois avant le troisième taux de diminution – habituellement autour de 45 mois,
  - quatrième taux de diminution,
  - nombre de mois avant le quatrième taux de diminution – habituellement autour de 100 mois.

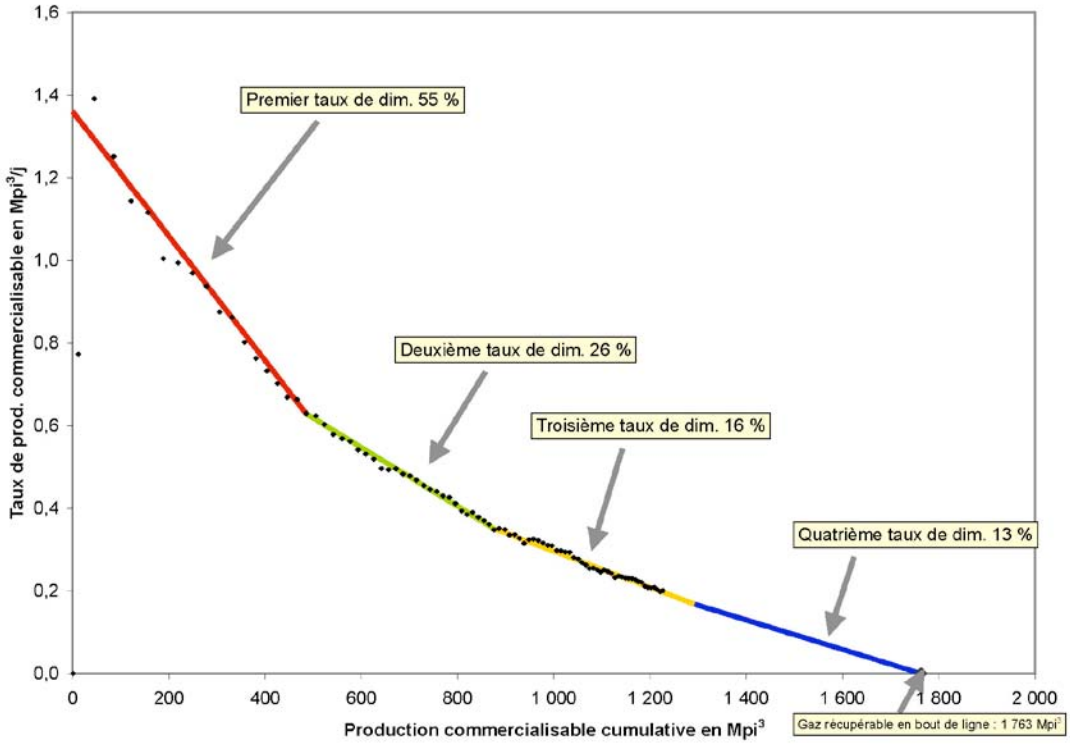
  La figure B.1.2 donne un exemple des schémas utilisés pour évaluer le rendement des raccordements moyens et les différents taux de diminution servant à illustrer les données de production.

  Pour ce qui est des années de raccordement antérieures, les données disponibles étaient habituellement suffisantes pour établir tous ces paramètres. Plus les années de raccordement évaluées sont rapprochées, plus la durée sur laquelle portent les données historiques est courte de sorte que les paramètres portant sur la diminution lors des années de raccordement plus rapprochées dans le temps doivent être établis à partir de ce qui a été déterminé pour les années les plus éloignées. Dans l'exemple présenté à la figure B.1.2, il y avait suffisamment de données pour déterminer les paramètres qui définissent les trois premières périodes de diminution du raccordement, tandis que les paramètres définissant la quatrième période de diminution étaient hypothétiques et s'appuyaient sur l'analyse d'années de raccordement antérieures.

  Il a été supposé qu'à moins que les données historiques sur l'année de raccordement ne l'indiquent autrement, le quatrième taux de diminution serait égal au dernier taux de diminution pour la zone d'étude établi au moyen de l'évaluation du groupe de raccordements antérieurs à 1996, et que la dernière période de diminution commencerait après 120 mois de production.

FIGURE B.1.2

Exemple de graphique de diminution de la production des raccordements moyens pour le gaz classique, zone frontale des piémonts de l'Alberta, année de raccordement 1999



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

Voir l'annexe B.4 pour connaître les paramètres de diminution déterminés de cette façon pour les raccordements moyens.

b. **Analyse de diminution de la production pour les données d'un groupe :**

Une fois que les paramètres de rendement du raccordement moyen eurent été établis, on a évalué les paramètres de rendement des groupes.

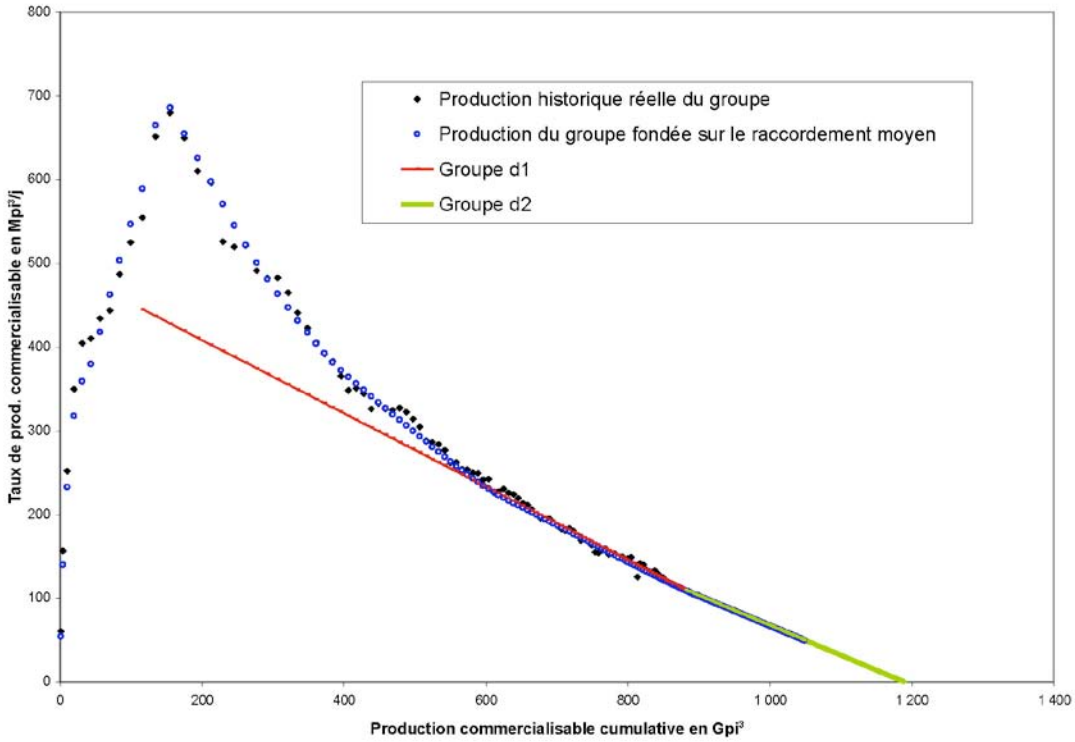
Tout d'abord, les paramètres de rendement des raccordements moyens ont été combinés au calendrier des raccordements connus pour calculer le rendement prévu du groupe, en intégrant les données de rendement réelles du groupe. Si les données calculées à partir du rendement du raccordement moyen ne s'appariaient pas convenablement avec les données de production historiques réelles du groupe, les paramètres du raccordement moyen pouvaient être revus jusqu'à ce qu'on obtienne un bon appariement des données calculées de production du groupe (à partir des données sur le raccordement moyen) et des données de production réelles du groupe. Un exemple de ce type de schémas est présenté à la figure B.1.3.

Des paramètres de rendement de groupe sont déterminés par la représentation graphique du groupe :

- taux de production en décembre 2006,
- premier taux de diminution,
- deuxième taux de diminution (le cas échéant),

FIGURE B.1.3

Analyse de diminution de la production d'un groupe de raccordements pour le gaz classique, zone frontale des piémonts de l'Alberta, année de raccordement 1999



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

- nombre de mois avant le deuxième taux de diminution (le cas échéant),
- troisième taux de diminution (le cas échéant),
- nombre de mois avant le troisième taux de diminution (le cas échéant),
- quatrième taux de diminution (le cas échéant),
- nombre de mois avant le quatrième taux de diminution (le cas échéant).

Dans les groupes des premières années de raccordement (1996, 1997, etc,) les données réelles se stabilisaient habituellement à la date courante pour correspondre exactement ou presque au dernier taux de diminution établi à partir du groupe des raccordements antérieurs à 1996. Pour ces cas, un taux de diminution unique est suffisant pour décrire la durée de vie productive restante du groupe et le rendement calculé à partir des données sur le raccordement moyen avait peu d'influence sur la détermination des paramètres du groupe.

Pour les dernières années de raccordement (2006, 2005, etc.) les données historiques réelles de la production du groupe ne constituaient pas un bon fondement pour établir une projection de la productibilité future. En pareils cas, le rendement prévu calculé à partir des données de raccordement moyen était essentiel à l'établissement des taux de diminution actuels et futurs applicables à l'année de raccordement.

Voir l'annexe B.3 pour connaître les paramètres de rendement déterminés de cette façon pour les groupes.

Renseignements au sujet de l'analyse de diminution de la production de MH

La méthode d'analyse de diminution de la production décrite ci-dessus est également utilisée pour les groupes de MH. Il y a lieu de noter les points suivants :

1. La courte période de production de MH en Alberta permet difficilement d'établir des taux de diminution à long terme en se fondant sur des données historiques, notamment en ce qui concerne le MH Mannville. Les taux de diminution qui décrivent l'entière durée de production des raccordements pour le MH sont quand même estimés dans la présente ÉMÉ grâce aux consultations avec les représentants de l'industrie et sur le fondement de l'opinion de l'ONÉ sur le gaz récupérable des raccordements moyens dans les différents groupes de MH.
2. Les raccordements pour le MH Mannville sont très récents dans le BSOC, la mise en valeur commerciale n'ayant commencé qu'en 2005. Les raccordements pour le MH Mannville ont un profil de rendement qui diffère de ceux des autres ressources gazières du BSOC. Alors que les raccordements pour le gaz dans tous les autres groupes font état d'un premier taux de diminution qui diminue de manière relativement prévisible, les raccordements pour le MH Mannville subissent une étape de déshydratation durant laquelle la production de gaz augmente sur plusieurs mois pour atteindre un taux maximal, après quoi la diminution commence. Un jeu de paramètres légèrement différent est donc utilisé pour établir le rendement du raccordement moyen pour le MH Mannville, le premier taux de production étant remplacé par le « nombre de mois avant la production de pointe » et le « taux de production de pointe ».

B1.1.1.3 Méthodologie pour les raccordements futurs

Pour les raccordements futurs, la productibilité est projetée en fonction du nombre de raccordements futurs et des caractéristiques prévues du rendement moyen de ces raccordements. L'Office a fait des projections sur le forage (voir plus loin) desquelles a été calculé le nombre de raccordements futurs pour le gaz. Les tendances en matière de paramètres de rendement des raccordements moyens, obtenues à partir de l'analyse de diminution de la production des raccordements existants pour le gaz, ont été utilisées pour estimer les paramètres de rendement des raccordements moyens pour les années de raccordement futures.

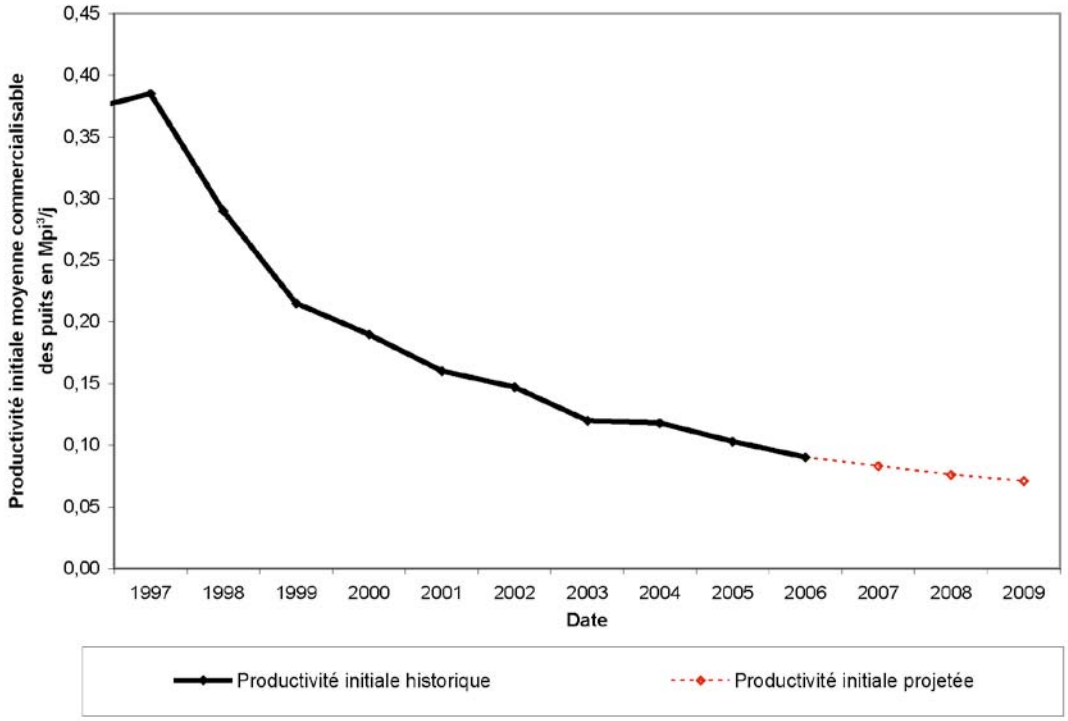
B1.1.1.3.1 Rendement des raccordements futurs

Le rendement des raccordements futurs de chaque groupe est obtenu par extrapolation des tendances de production des raccordements moyens constatées au cours des années de raccordement antérieures. Les paramètres de rendement estimés sont la productivité initiale du raccordement moyen et les taux de diminution s'y rapportant.

Dans presque toutes les zones d'étude, la productivité initiale du raccordement moyen pour le gaz classique tend à diminuer à chacune des années de raccordement. Cette tendance est évidente dans la figure B.1.4, qui présente le taux de production initiale des raccordements pour le gaz classique dans la zone d'étude du sud-est de l'Alberta. Le taux de production initiale des raccordements futurs pour le gaz est estimé par extrapolation de la tendance notée dans chaque groupe de ressources. L'annexe B.3 traite des valeurs historiques et projetées de productivité initiale du raccordement moyen pour tous les groupes de ressources gazières.

FIGURE B.1.4

Exemple de productivité initiale des raccordements moyens selon l'année de raccordement – Gaz classique dans la zone d'étude du sud-est de l'Alberta



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

Les principaux paramètres de diminution ayant une incidence sur la productibilité à court terme sont le premier taux de diminution, le deuxième taux de diminution et le nombre de mois avant le deuxième taux de diminution. La figure B.1.5 présente les valeurs historiques et projetées de ces principaux paramètres de diminution en ce qui a trait aux raccordements moyens pour le gaz classique dans la zone d'étude du sud-est de l'Alberta des années 1996 à 2009 inclusivement. Comme l'indique cette figure, les principaux paramètres de diminution sont plutôt stables dans cette zone depuis nombre d'années. Cette tendance est confirmée pour la plupart des groupes de ressources. Les tendances relatives aux principaux paramètres de diminution des années de raccordement antérieures servent à établir les mêmes paramètres pour les années futures.

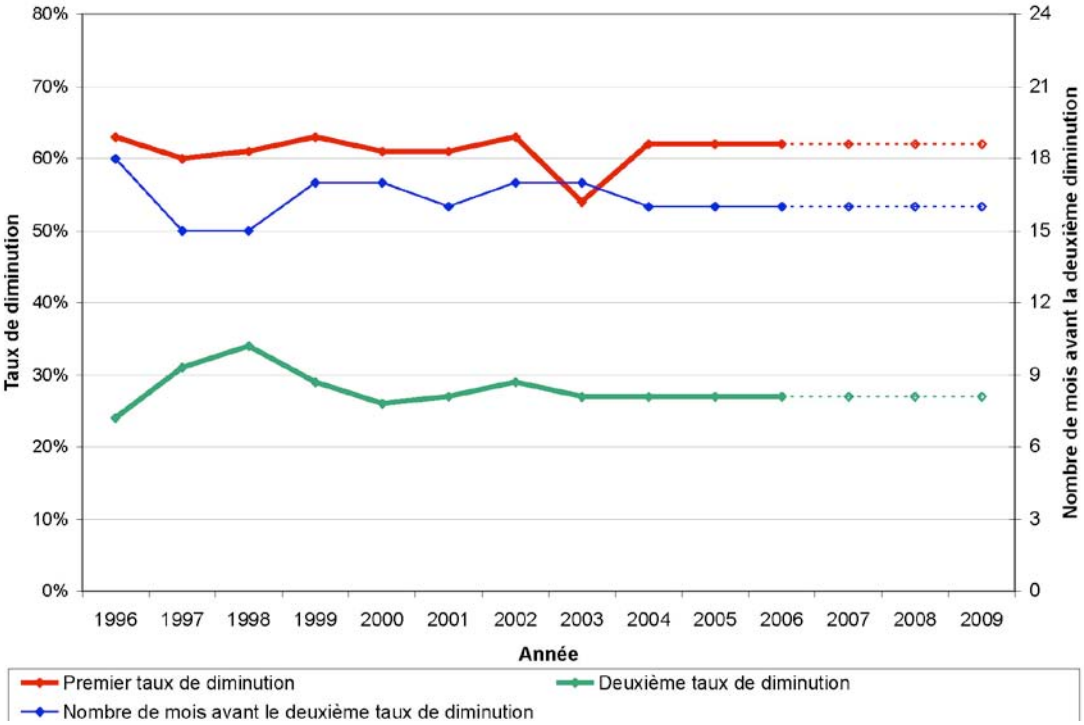
B1.1.1.3.2 Nombre de raccordements futurs

Le nombre de raccordements futurs a été estimé à partir d'une projection du nombre de puits ciblant du gaz et de puits ciblant du MH par année pour chaque groupe de ressources, multiplié par le ratio des raccordements annuels aux puits annuels.

L'ONÉ a créé un programme qui permet de calculer les niveaux de forage futurs des puits ciblant du gaz et des puits ciblant du MH pour chaque année de la période de projection. Le diagramme de la figure B.1.6 est une illustration des diverses étapes du programme de projection des forages. Les intrants essentiels à l'exécution du programme sont **l'investissement annuel dans les forages** et **les coûts par jour de forage**. Ces intrants (sur fond jaune) ont été modifiés de façon à produire différents scénarios d'activités de forage dans le BSOC. Les autres intrants requis sont illustrés sur fond vert. Les valeurs projetées pour ces autres intrants ont été déterminées par l'ONÉ à partir d'une analyse des données historiques.

FIGURE B.1.5

Principaux paramètres de diminution des raccordements moyens dans le temps – Gaz classique dans la zone d'étude du sud-est de l'Alberta



Le programme permet de projeter le nombre de puits ciblant du gaz pour chaque « groupe de ressources ». Ces groupes correspondent aux zones d'étude utilisées pour évaluer les raccordements pour le gaz classique (voir la figure 2.2) et les trois catégories de raccordements pour le MH (formation principale de Horseshoe Canyon, Mannville et Autre MH).

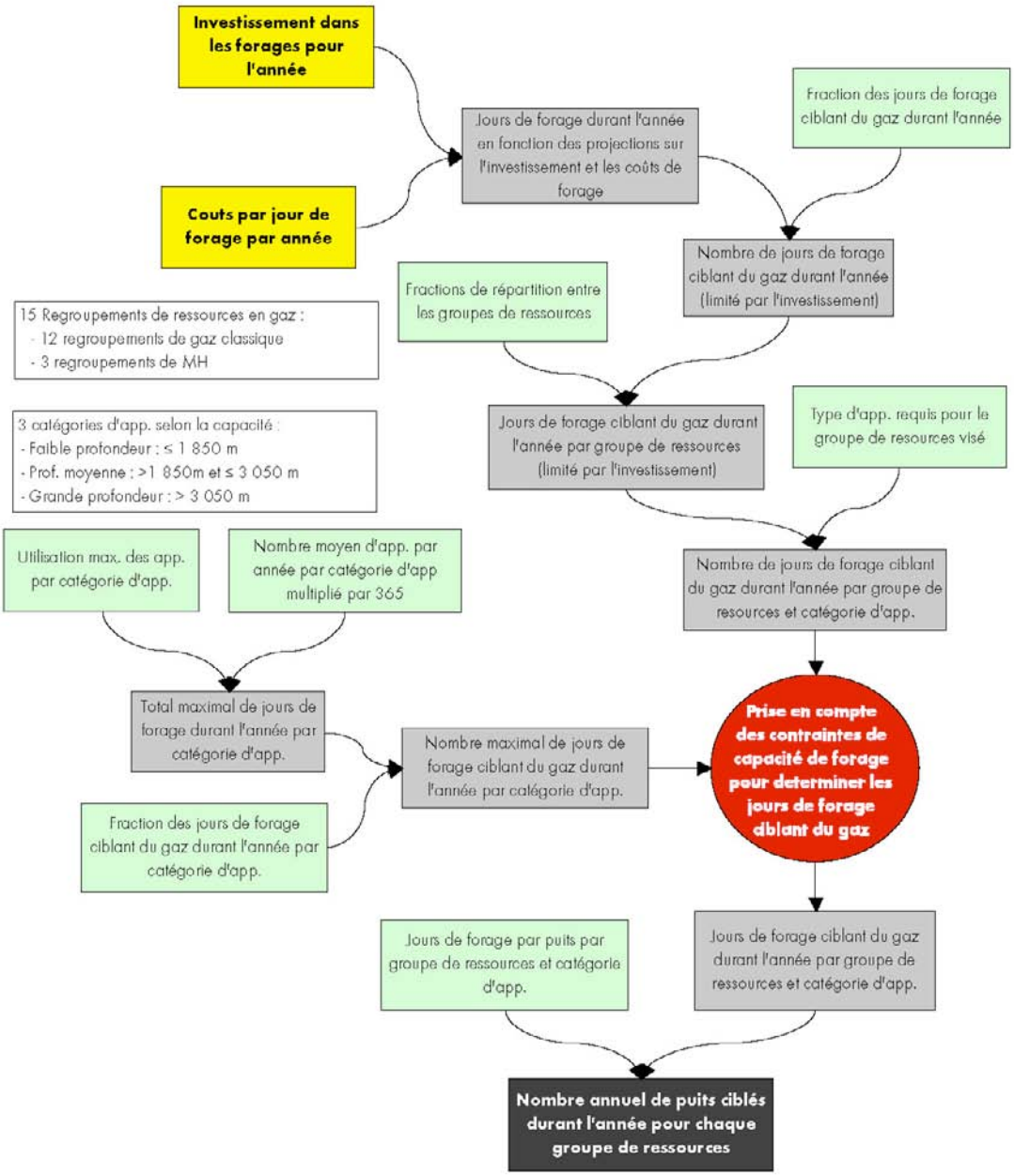
En règle générale, le nombre de jours de forage ciblant du gaz est calculé en fonction de conditions précises, c.-à-d. l'[Investissement annuel dans les forages] et les [coûts par jour de forage]. Les jours de forage ciblant du gaz sont répartis entre les groupes de ressources en fonction de fractions déterminées par l'Office. Les fractions font l'objet de projections à partir des tendances historiques et de l'opinion de l'Office sur le potentiel de mise en valeur des groupes. Elles témoignent des tendances historiques, d'un effort plus concentré sur le forage de puits de gaz du côté ouest du bassin, plus profond, et d'une concentration accrue sur le MH Mannville. L'annexe C.1 contient des tableaux précisant les données historiques (jours de forage et fractions) et les projections en fonction des fractions.

Les résultats de la répartition des jours de forage ciblant du gaz entre les groupes de ressources ont ensuite été vérifiés contre la capacité de forage pour veiller à ce qu'il n'y ait pas de dépassement par rapport aux contraintes physiques des travaux de forage. Le nombre de puits d'une année correspond au quotient des jours de forage affectés à un groupe de ressources divisés par le nombre moyen pertinent de jours de forage par puits.

Les projections de forage permettent de calculer le nombre annuel de raccordements pour le gaz pour chaque groupe de ressources. Pour chacun de ces groupes, on a estimé un « ratio de raccordements » (soit le rapport des raccordements annuels au nombre annuel de puits ciblant un groupe donné) en fonction des données historiques. Le nombre annuel de puits foré a ensuite été multiplié par le ratio de raccordements afin d'obtenir le nombre de raccordements annuels pour chaque groupe de

FIGURE B.1.6

Méthodologie de projection des activités de forage par l'ONÉ



ressources. Les ratios de raccordements des divers groupes de ressources sont présentés à l'annexe C.2. Dans le modèle de productibilité, pour chaque groupe de ressources, le nombre annuel de raccordements est réparti sur tous les mois de l'année conformément au calendrier de raccordements historiques applicables au groupe en question.

B1.1.2 Gaz dissous

Le gaz dissous est produit dans les puits de pétrole et représente environ 9 % du gaz commercialisable total extrait du BSOC. La productibilité de gaz dissous est estimée comme suit : regroupement des raccordements ciblant du pétrole par zone d'étude suivi de l'analyse de diminution de la production

pour le groupe au complet afin d'obtenir le taux de production courant et le taux de diminution. Le volume de productibilité obtenu est réputé représenter la productibilité de la totalité du gaz dissous (c'est-à-dire celle des raccordements existants et des raccordements futurs).

B1.1.3 Yukon et Territoires du Nord-Ouest

Le gaz classique du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest est acheminé au réseau pipelinier depuis trois régions situées à proximité de la limite territoriale constituée par le 60e parallèle Nord. Ces trois régions du sud des territoires sont celles de Kotaneelee, de Cameron Hills et du plateau Liard. Les champs d'Ikhil et de Norman Wells, beaucoup plus au nord, produisent de petites quantités de gaz utilisées localement et dont les sources ne sont pas raccordées au réseau pipelinier nord-américain. Le gaz du delta et du couloir du fleuve Mackenzie n'est pas inclus dans les données de productibilité sur la période visée par les projections.

Pour les besoins du présent rapport, la productibilité de gaz provenant des champs méridionaux raccordés au réseau pipelinier représente la productibilité totale du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest. Compte tenu du nombre restreint de puits producteurs et du peu d'activité de mise en valeur dans ces régions, on juge que l'analyse de diminution de la production portant sur les raccordements existants ciblant du gaz constitue une bonne estimation de la productibilité future.

B1.2 Canada atlantique

En ce qui concerne les puits producteurs au large de la Nouvelle-Écosse, les profils de production sont fondés sur le taux de diminution moyen des trois champs producteurs initiaux. Aucun nouveau puits intercalaire n'est actuellement supposé pour ces champs producteurs. Les installations de compression extracôtières étaient entièrement en service dès mai 2007. Les paramètres utilisés dans l'analyse sur la compression sont fondés sur des échanges de vues avec des représentants de l'industrie.

Le gaz du champ continental McCully a été acheminé au réseau pipelinier pour la première fois à la fin de juin 2007. Les données sur la mise en valeur et le rendement futurs du champ reposent sur les plans de mise en valeur des promoteurs et tiennent compte du rendement des puits exploités depuis 2003 pour répondre à la demande industrielle locale.

Les essais des zones d'intérêt pour le MH en Nouvelle-Écosse se poursuivent. Il est trop tôt pour établir des estimations valables de la productibilité du MH continental.

B1.3 Production d'autres sources canadiennes

La productibilité de gaz provenant du BSOC et du Canada atlantique, qui fait l'objet des sections précédentes du présent chapitre, représentent 99,9 % de la production canadienne totale, le reste étant attribuable au centre du pays. La productibilité de cette partie du Canada a été projetée par simple extrapolation des volumes signalés par le passé par Statistique Canada.

B1.4 Productibilité et demande au Canada

Afin de mieux comprendre le rôle de la productibilité de gaz naturel par rapport au marché canadien du gaz naturel, il est utile de comparer les perspectives de productibilité établies par l'Office avec la demande actuelle et prévue de gaz naturel au Canada.

La productibilité de gaz naturel au Canada équivaut à la quantité de gaz disponible après traitement sur le terrain. Par conséquent, les données estimatives sur le gaz consommé en amont de la sortie des usines de traitement sur le terrain ont déjà été déduites du volume de productibilité estimative et ne figurent pas non plus dans la demande estimative. Le gaz utilisé à l'installation de traitement de Goldboro (Nouvelle-Écosse) est inclus dans cette catégorie de gaz traité sur le terrain et a donc été déduit du chiffre de productibilité pu Canada atlantique.

La demande actuelle et projetée de gaz naturel au Canada est divisée en deux composantes géographiques, soit la demande de l'Ouest (à l'ouest de la frontière Manitoba-Saskatchewan) et la demande de l'Est (à l'est de cette frontière). La demande de l'Ouest comprend le gaz retiré au moment de la récupération des liquides de gaz naturel dans les usines de chevauchement. De 85 à 90 % du gaz sortant de l'Alberta est traité dans de telles usines, où presque tout l'éthane et la majeure partie du propane et des composantes plus lourdes sont extraits.

La demande de l'Ouest et celle de l'Est comprennent chacune le gaz servant de combustible de compression. Les projections de l'Office relatives à la demande de l'Ouest et celle de l'Est sont fondées sur les tendances historiques, ainsi que sur les principales augmentations de demande industrielle (notamment celle des sables bitumineux) et les projets de production d'électricité prévus. Des conditions météorologiques moyennes ont été supposées dans les projections de demande, en raison de la variabilité considérable de la demande de gaz réelle causée par l'incidence du temps sur les besoins des grandes surfaces à chauffer au Canada.

Annexe B.2 – PARAMÈTRES DE PRODUCTIBILITÉ – RÉSULTATS

Table des matières de l'annexe

B2.1 BSOC

B2.1.1 Production – Raccordements de puits de gaz existants (classique et MH) et gaz dissous

B2.1.2 Raccordements futurs pour le gaz – Classique et MH

B2.1.2.1 Paramètres de rendement – Raccordements futurs moyens pour le gaz

B2.1.2.2 Nombre de raccordements futurs pour le gaz – Classique et MH

B2.2 Canada atlantique

PARAMÈTRES DE PRODUCTIBILITÉ – RÉSULTATS

B2.1 BSOC

La méthodologie employée par l'ONÉ tient compte, pour le BSOC, de deux catégories de raccordements : les raccordements pour le pétrole et les raccordements pour le gaz. Ces derniers sont subdivisés en puits de gaz classique et puits de MH. Les raccordements ont été regroupés en fonction de critères tels que la zone d'étude, la zone de production et l'année de raccordement, les critères s'appliquant cependant différemment selon le groupe de raccordements.

En ce qui concerne les raccordements de puits de gaz existants (en production avant le 1er janvier 2007) et tous les raccordements de puits de pétrole (gaz dissous), l'analyse de diminution de la production a été réalisée afin d'établir des paramètres de productibilité future pour chaque groupe. La section 1.1 ci-après présente plus de détails sur les paramètres obtenus par l'analyse de diminution de la production.

Pour ce qui concerne les raccordements futurs pour le gaz (en production après le 1er janvier 2007), on a estimé le nombre de raccordements futurs prévus ainsi que le rendement attendu en termes de production à titre de fondements des projections sur la productibilité. La section 2.1 ci-après traite des paramètres déterminés aux fins de projection de productibilité des raccordements futurs pour le gaz.

B2.1.1 Production – Raccordements de puits de gaz existants (classique et MH) et gaz dissous

La productibilité future des groupes constituant tous les raccordements de puits de gaz **EXISTANTS** (gaz classique et MH) et le gaz dissous a été déterminée au moyen de la méthode d'analyse de diminution de la production décrite à l'annexe B. Il y a 170 groupes au total :

- 144 groupes de raccordements pour le gaz classique relatifs aux années de raccordement particulières,
- 13 groupes de raccordements pour le MH relatifs aux années de raccordement particulières,
- 12 groupes de gaz dissous selon la zone d'étude,
- un groupe pour le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest.

Les paramètres de diminution applicables à la productibilité future prévue de chaque groupe sont énumérés à l'annexe B.3.

Les différents scénarios mis de l'avant dans le rapport **N'ONT PAS** d'incidence sur les projections de productibilité de ces groupes. Ils ont pour but de refléter les différents degrés d'incertitude qui marquent les activités de forage de puits de gaz futurs. Les projections de productibilité pour ces groupes sont les mêmes dans les trois scénarios.

Les paramètres de productibilité future de tous ces groupes sont le taux de production en date de décembre 2006 et jusqu'à quatre taux de diminution future s'appliquant à des périodes futures particulières. En ce qui concerne les groupes de puits de plus longue date, dont la production semble s'être stabilisée à un taux de diminution final, un seul taux de diminution future a été nécessaire pour décrire la productibilité future du groupe. Dans le cas des groupes de puits plus récents, le taux de diminution qui s'applique aux mois à venir change au fur et à mesure que le rendement du groupe se rapproche de la dernière période de diminution stable. Trois ou même quatre taux de diminution ont été déterminés pour décrire le rendement futur de ces groupes de puits plus récents.

La productibilité future de ces groupes du BSOC a été projetée en supposant qu'il n'y aurait plus de raccordements pour le gaz (classique ou MH) après 2006. L'Office accorde beaucoup de confiance aux projections de productibilité effectuées pour ces groupes, étant donné que les projections de productibilité établies dans les rapports précédents relativement à ces groupes étaient très près des chiffres réels.

D'après les projections de l'Office, la production globale de ces groupes diminuera de 20,7 % en 2007, de 15,8 % en 2008 et de 14,0 % en 2009. À la fin de 2006, ces groupes représentaient la totalité de la productibilité de gaz dans le BSOC, mais compte tenu des diminutions prévues, la production devrait

diminuer de 474 Mm^3/j (16,7 Gpi^3/j) qu'elle était en décembre 2006 à 272 Mm^3/j (9,6 Gpi^3/j) en décembre 2009. La productibilité des raccordements futurs pour le gaz (classique et MH) supplée à la productibilité décroissante des raccordements existants.

B2.1.2 Raccordements futurs pour le gaz – Classique et MH

La productibilité associée aux raccordements futurs pour le gaz est calculée pour chaque groupe de ressources à partir d'estimations du rendement de la production du raccordement moyen et du nombre de raccordements au cours des années futures. Les paramètres liés à chacun de ces groupes de données sont traités dans les sections qui suivent.

Les projections de productibilité visant les raccordements existants pour le gaz comportent un haut degré de certitude, contrairement à celles qui concernent les raccordements futurs pour le gaz. Le principal degré d'incertitude dans ce deuxième cas est le nombre de forages de puits de gaz qui seront réalisés. Trois scénarios ont donc été créés pour traiter de l'incertitude qui entoure les projections sur les forages.

Le modèle de productibilité utilisé par l'Office détermine la productibilité future à partir des paramètres d'entrée. En ce qui concerne le modèle utilisé pour le BSOC, compte tenu des paramètres d'entrée retenus par l'Office, les résultats des projections de productibilité sont légèrement inférieurs à la production réelle du BSOC telle qu'elle a été établie d'après les volumes livrés aux pipelines au premier semestre de 2007. Afin de mieux apparier les projections à la production réelle, le modèle a été légèrement rajusté par une augmentation de 10 % au titre des ratios de raccordements de puits de gaz et une hausse de 5 % de la productibilité initiale des puits pour chacun des groupes de ressources, ce qui a donné lieu à un nombre un peu plus élevé de raccordements en 2007 qui ont produit à des niveaux légèrement supérieurs que prévu. Ce rajustement s'applique uniquement à l'année 2007 et il est justifié pour deux raisons : premièrement, la hausse de 5 % apportée à la productivité initiale est réputée refléter la qualité supérieure des zones d'intérêt alors que la conjoncture est plus difficile en 2007, et deuxièmement, l'augmentation de 10 % apportée aux ratios de raccordements témoigne des retards subis pour les raccordements de puits forés au début de la période d'activités de forage fébriles.

B2.1.2.1 Paramètres de rendement – Raccordements futurs moyens pour le gaz

Les méthodes d'analyse de diminution de la production décrites à l'annexe B.1 ont servi de fondement pour la détermination des paramètres de rendement des raccordements futurs pour le gaz. Pour l'essentiel, les tendances observées au chapitre du rendement des raccordements moyens des différents groupes de raccordements existants ont été utilisées pour l'estimation des paramètres de rendement des raccordements futurs pour le gaz.

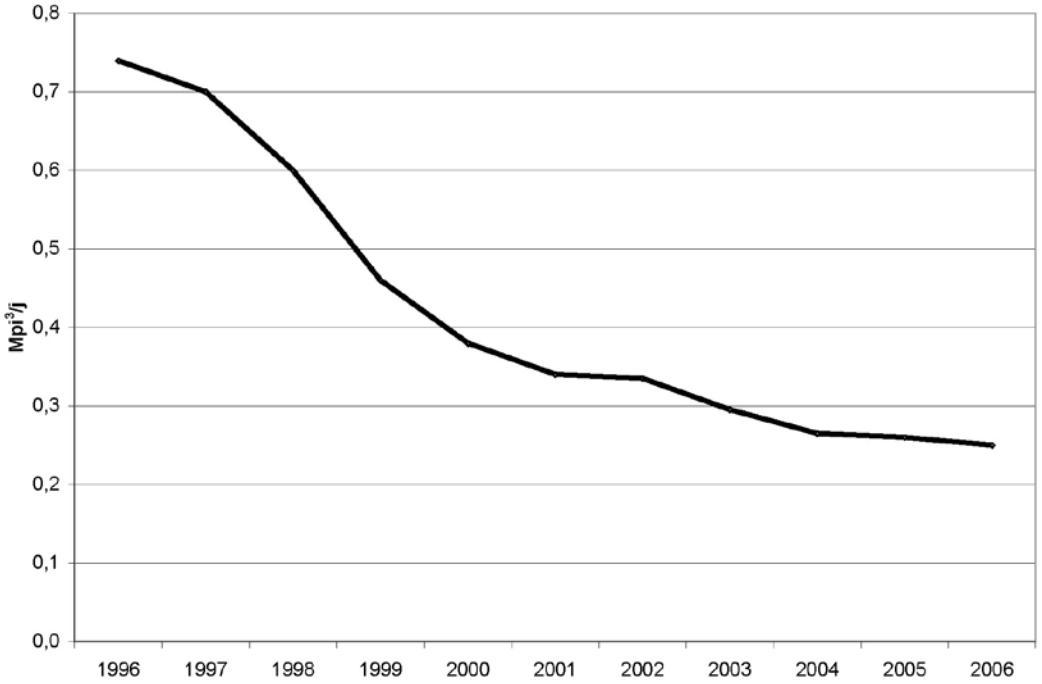
Les raccordements pour le gaz classique ont été regroupés en fonction de la zone d'étude et des années de raccordement de 1996 à 2006. Onze groupes constitués selon l'année de raccordement ont été évalués pour chaque zone d'étude, ce qui a permis d'obtenir un bon jeu de données historiques pouvant servir à l'estimation du rendement des puits futurs.

Deux tendances se dessinent au niveau des paramètres de rendement déterminés pour les raccordements de puits de gaz classique existants :

- les taux de diminution du raccordement moyen sont passablement stables durant un bon nombre des années de raccordement passées;
- la productibilité initiale du raccordement moyen diminue d'une année de raccordement à l'autre.

FIGURE B.2.1

Productibilité initiale de la moyenne des raccordements de puits de gaz classique dans le BSOC selon l'année de raccordement



Source : Analyse par l'ONÉ des données de GeoScout sur la production des puits

La tendance de productibilité initiale de la moyenne des raccordements de puits de gaz classique dans le BSOC est représentée dans la figure B.2.1. Après avoir chuté de manière prononcée au cours de la deuxième moitié des années 1990, la productivité initiale a affiché des baisses progressivement moindres. Durant la période 1997-2000, la productivité initiale dans le bassin a diminué de 46 %, passant de 0,700 Mpi^3/j à 0,380 Mpi^3/j, alors que de 2003 à 2006, elle a chuté de 15 %, pour passer de 0,295 Mpi^3/j /d to 0,250 Mpi^3/j. La tendance à la baisse de la productivité initiale se poursuit dans le BSOC, mais la productivité initiale se stabilise dans une grande mesure, à tel point que les baisses de productivité prévues pour les années futures sont beaucoup plus modérées que par le passé.

D'après l'analyse de diminution de la production réalisée pour le présent rapport, la tendance observée dans le BSOC montre que les taux de diminution sont relativement constants d'un groupe de raccordements moyens de puits de gaz classique à l'autre (selon l'année de raccordement) dans presque toutes les zones d'étude du BSOC. On note deux exceptions, soit les zones de Fort St. John et de Fort Nelson, dans le nord-est de la C.-B., où des taux de diminution considérablement plus prononcés ont été enregistrés depuis 2003 comparativement aux années antérieures. Cela est attribué à la mise en valeur à grande échelle de gisements à plus faible perméabilité dans ces zones depuis quatre ans. Les ressources en gaz de réservoir étanche sont habituellement caractérisées par de forts taux de diminution initiale qui régressent progressivement et deviennent très faibles. Dans les deux cas précités, les tendances de diminution des quatre dernières années de raccordement ont été utilisées pour estimer les taux de diminution qui s'appliqueront aux années de raccordement futures.

En ce qui concerne les groupes de raccordements de puits de MH, on dispose de beaucoup moins de données historiques desquelles tirer des paramètres de rendement de la moyenne des raccordements. Étant donné que la mise en valeur commerciale à grande échelle n'a commencé qu'en 2003 dans la formation principale de Horseshoe Canyon et qu'en 2005 pour ce qui est du MH de Mannville, il y

a peu d'années de raccordement à évaluer et l'on ne peut en déduire un modèle de rendement à long terme de la moyenne des puits. Néanmoins, on a réalisé une analyse de diminution de la production à partir des données disponibles concernant le nombre limité de groupes d'années de raccordement pour le MH. Lorsqu'il n'y avait pas assez de données historiques pour définir les paramètres de rendement, les estimations ont été faites à partir de consultations avec les producteurs et des opinions de l'Office au sujet du gaz qui selon toute vraisemblance pourrait être récupéré à la longue.

S'agissant de la formation principale de Horseshoe Canyon, l'analyse de diminution de la production réalisée pour les groupes de raccordements de 2003 à 2006 fait état d'une productivité initiale se situant autour de 0,080 Mpi^3/j à chacune de ces années, sans révéler clairement s'il y a diminution de la productivité initiale d'une année de raccordement à l'autre. Quant aux raccordements futurs pour le MH dans Horseshoe Canyon, la productivité initiale devrait diminuer légèrement d'une année à l'autre durant la période de projection. Les taux de diminution propres aux raccordements pour le MH dans Horseshoe Canyon (voir le tableau B.2.1) ont été établis au moyen des données de production, aussi limitées soient-elles, et à la lumière des renseignements obtenus auprès des producteurs; jusqu'à maintenant, ces taux reflètent les chiffres de production réelle.

L'historique de production de MH dans la formation de Mannville est encore plus fragmentaire que celle de la formation de Horseshoe Canyon. L'analyse de diminution de la production des raccordements de puits horizontaux dans la région de Corbett de la formation de Mannville a fourni des données de base pour estimer la productivité initiale, mais l'exploitation, d'un passé récent, n'a pas permis d'obtenir des taux de diminution fiables. Les taux de diminution du MH Mannville continuent d'être estimés d'après les attentes de l'ONÉ quant à la récupération ultime, mais ces valeurs demeurent hautement incertaines.

Le tableau B.2.1 présente les principaux paramètres de rendement utilisés dans le présent rapport relativement aux raccordements de puits de gaz moyens qui se produiront de 2007 à la fin de 2009 pour tous les groupes de ressources (raccordements pour le MH et le gaz classique). Les taux de diminution sont constants d'une année de raccordement à l'autre tandis qu'en règle générale, la productivité initiale projetée diminue légèrement d'année en année. Le lecteur trouvera à l'annexe B.4 la liste complète des paramètres de rendement des raccordements moyens selon le groupe d'années de raccordement passées et futures.

Les paramètres de rendement des raccordement moyens projetés pour les années de raccordement 2007 à 2009 sont les mêmes, quel que soit le scénario analysé dans le présent rapport. Les différences d'un scénario à l'autre sont le résultat des différents niveaux d'intensité des activités de forage utilisés pour l'estimation, tel qu'il est décrit dans la section 1.2.2 ci-après.

B2.1.2.2 Nombre de raccordements futurs pour le gaz – Classique et MH

Dans le présent rapport, le nombre projeté de raccordements pour l'année et le rendement de production projeté des raccordements moyens futurs sont utilisés pour estimer la productibilité associée aux raccordements futurs pour le gaz. Afin de déterminer le nombre de raccordements futurs pour le gaz, des projections sur les forages ciblant du gaz sont réalisées pour chacun des groupes de ressources présentés dans le tableau B.2.1. Le nombre de puits ciblés par année pour chacun des groupes est multiplié par le ratio de raccordements annuels aux puits annuels pour obtenir le nombre annuel de raccordements.

Tel qu'il a été expliqué ailleurs dans le rapport, les forces du marché, volatiles et imprévisibles, devraient constituer le principal facteur d'influence sur les activités de forage ciblant du gaz. En conséquence, il y a beaucoup d'incertitude relativement aux activités de forage gazier qui pourraient

TABLEAU B.2.1

Principales caractéristiques de production – Raccordements moyens selon le groupe de ressources en 2007, 2008 et 2009

Groupe de ressources	Premier taux de diminution, fraction	Second taux de diminution, fraction	Mois séparant du second taux de diminution	Productivité initiale de gaz commercialisable					
				2007		2008		2009	
				$10^3m^3/j$	Mpi^3/j	$10^3m^3/j$	Mpi^3/j	$10^3m^3/j$	Mpi^3/j
Raccordements de puits de gaz classique									
AB - Piémonts	0,440	0,170	17	49,58	1,750	47,31	1,67	45,33	1,600
AB - Zone frontale des piémonts	0,550	0,270	17	14,45	0,510	13,60	0,48	13,03	0,460
AB - Sud-est	0,620	0,270	16	2,35	0,083	2,15	0,076	2,01	0,071
AB - Centre-est	0,600	0,300	18	3,12	0,110	2,75	0,097	2,41	0,085
AB - Centre	0,650	0,350	17	5,52	0,195	4,76	0,168	4,11	0,145
AB - Nord-est	0,450	0,300	20	4,19	0,148	3,77	0,133	3,40	0,120
AB - Nord-ouest	0,650	0,320	22	11,05	0,390	10,48	0,370	9,92	0,350
BC - Fort Nelson	0,750	0,300	14	17,56	0,620	1643	0,580	15,58	0,550
BC - Fort St. John	0,750	0,350	13	20,40	0,720	18,41	0,650	17,00	0,600
BC - Piémonts	0,450	0,200	30	62,32	2,200	60,91	2,150	59,49	2,100
SK - Centre	0,750	0,300	22	3,97	0,140	3,540	0,125	3,12	0,110
SK - Sud-ouest	0,520	0,250	16	2,12	0,075	1,98	0,07	1,84	0,065
Raccordements de puits de MH									
AB - Form. princ. de HSC	0,050	0,160	12	2,27	0,080	2,21	0,078	2,15	0,076
AB - MH Mannville	0,300	0,150	24	9,92	0,350	9,92	0,350	9,92	0,350
AB - Autre MH	0,360	0,150	24	1,98	0,070	1,98	0,070	1,98	0,070

Source: Analyse par l'ONÉ des tendances de diminution de la production dans le BSOC

avoir lieu dans les années à venir. Trois scénarios d'activités de forage (référence, activité forte et activité faible) ont été créés pour refléter la variété de conditions éventuelles sur le marché durant la période de projection. La figure B.2.2 présente le nombre de puits ciblant du gaz, y compris le MH, projetés pour chaque scénario.

Des tableaux de projections détaillées concernant les puits ciblant du gaz par année, les ratios de raccordements et les raccordements par année pour chacun des groupes de ressources et chaque scénario sont présentés à l'annexe C.2.

B2.2 Canada atlantique

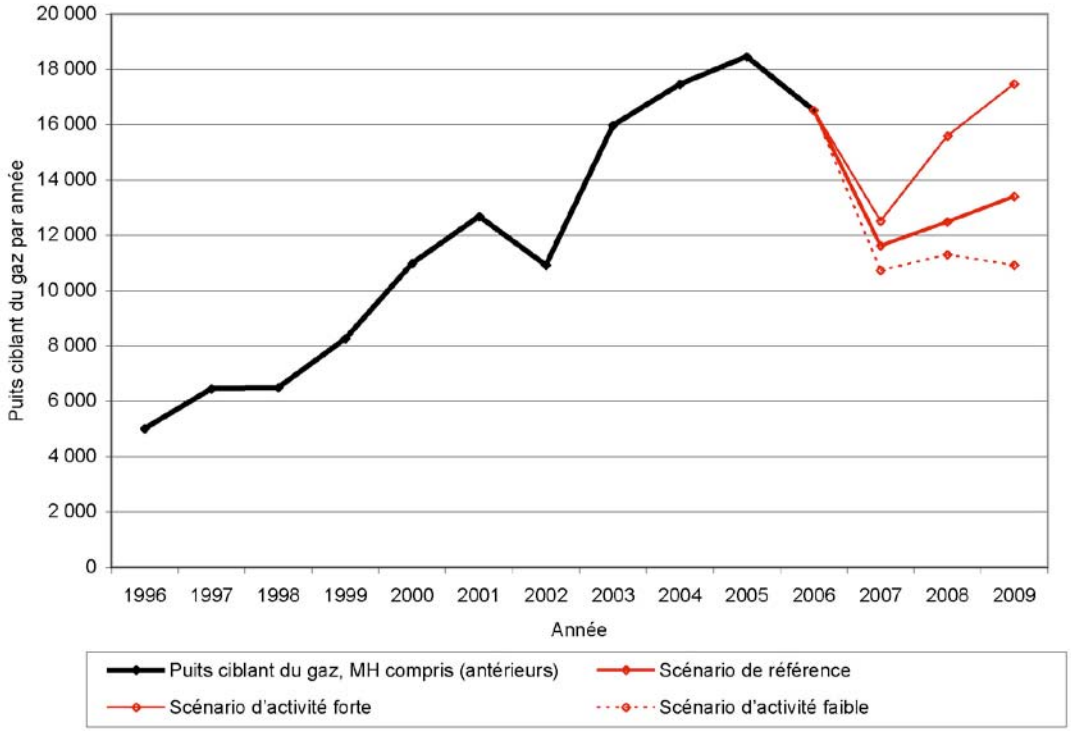
En ce qui concerne les puits producteurs au large de la Nouvelle-Écosse, les profils de production sont fondés sur le taux de diminution moyen des trois champs producteurs initiaux. Aucun nouveau puits intercalaire n'est actuellement supposé pour ces champs producteurs. Les installations de compression extracôtières étaient entièrement en service dès mai 2007. Les paramètres utilisés dans l'analyse sur la compression sont fondés sur des échanges de vues avec des représentants de l'industrie.

Le gaz du champ continental McCully a été acheminé au réseau pipelinier pour la première fois à la fin de juin 2007. Les données sur la mise en valeur et le rendement futurs du champ reposent sur les plans de mise en valeur des promoteurs et tiennent compte du rendement des puits exploités depuis 2003 pour répondre à la demande industrielle locale.

Les essais des zones d'intérêt pour le MH en Nouvelle-Écosse se poursuivent. Il est trop tôt pour établir des estimations valables de la productibilité du MH continental parce que le développement n'en est qu'à ses débuts.

FIGURE B.2.2

Scénarios d'activités de forage ciblant du gaz (y compris le MH) dans le BSOC



Annexe B.3 – Paramètres de diminution – Groupes de raccordements existants (classique et MH) et gaz dissous

Groupes de racc. pour le gaz (classique)

Groupe de racc. : GAZ - classique, AB - Piémonts, toutes les zones

Année de racc.	q en déc. 2006, comm. Mpi³/j	Premier taux de dim.	Deuxième taux de dim.	Mois avant deux. taux de dim.	Troisième taux de dim.	Mois avant trois. taux de dim.	Quatrième taux de dim.	Mois avant quatr. taux de dim.	Récup. ultime du groupe, Gpi³ commerc.	Source de récup. ultime du groupe
avant 1996	248,0	0,080	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.		
1996	11,0	0,120	0,080	30	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	131,5	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
1997	17,0	0,100	0,080	40	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	161,7	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
1998	6,8	0,140	0,130	12	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	103,4	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
1999	26,5	0,140	0,120	24	0,110	85	s.o.	s.o.	210,0	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2000	25,5	0,130	0,080	45	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	210,8	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2001	36,0	0,150	0,130	28	0,080	55	s.o.	s.o.	245,2	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2002	72,0	0,170	0,130	30	0,080	68	s.o.	s.o.	409,7	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2003	70,0	0,170	0,130	35	0,080	80	s.o.	s.o.	352,5	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2004	105,0	0,170	0,130	50	0,080	80	s.o.	s.o.	450,7	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2005	55,0	0,220	0,170	7	0,130	60	0,080	120	204,5	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2006	120,0	0,400	0,170	12	0,130	70	0,080	100	296,0	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct

Groupe de racc. : GAZ - classique, AB - Zone frontale des piémonts, toutes les zones

Année de racc.	q en déc. 2006, comm. Mpi³/j	Premier taux de dim.	Deuxième taux de dim.	Mois avant deux. taux de dim.	Troisième taux de dim.	Mois avant trois. taux de dim.	Quatrième taux de dim.	Mois avant quatr. taux de dim.	Récup. ultime du groupe, Gpi³ commerc.	Source de récup. ultime du groupe
avant 1996	850,0	0,130	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.		
1996	59,0	0,130	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	925,8	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
1997	108,0	0,130	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	1 249,2	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
1998	135,0	0,130	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	1 412,7	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
1999	129,0	0,160	0,130	12	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	1 188,3	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2000	180,0	0,180	0,130	20	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	1 377,1	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2001	228,0	0,170	0,130	30	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	1 512,8	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2002	238,0	0,170	0,130	40	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	1 362,8	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2003	320,0	0,200	0,170	10	0,130	60	s.o.	s.o.	1 456,2	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2004	421,2	0,270	0,170	15	0,130	70	s.o.	s.o.	1 500,2	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2005	635,0	0,380	0,270	5	0,170	25	0,130	80	1 657,0	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2006	1030,0	0,500	0,270	12	0,170	38	0,130	90	1 722,6	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct

Groupe de racc. : GAZ - classique, AB - Sud-est, toutes les zones

Année de racc.	q en déc. 2006, comm. Mpi³/j	Premier taux de dim.	Deuxième taux de dim.	Mois avant deux. taux de dim.	Troisième taux de dim.	Mois avant trois. taux de dim.	Quatrième taux de dim.	Mois avant quatr. taux de dim.	Récup. ultime du groupe, Gpi³ commerc.	Source de récup. ultime du groupe
avant 1996	530,0	0,100	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.		
1996	33,0	0,150	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	470,3	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
1997	52,0	0,140	0,120	12	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	672,6	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
1998	71,0	0,150	0,120	24	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	768,3	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
1999	100,0	0,150	0,120	45	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	890,8	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2000	148,0	0,150	0,120	60	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	1 115,3	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2001	156,0	0,150	0,120	70	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	1 037,8	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2002	136,0	0,150	0,120	75	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	807,1	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2003	215,0	0,240	0,150	5	0,120	80	s.o.	s.o.	1 018,9	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2004	310,0	0,250	0,150	12	0,120	90	s.o.	s.o.	1 195,5	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2005	310,0	0,400	0,270	6	0,150	22	0,120	100	850,5	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2006	440,0	0,520	0,270	13	0,150	36	0,120	115	738,6	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct

Groupe de racc. : GAZ - classique, AB - Centre-est, toutes les zones

Année de racc.	q en déc. 2006, comm. Mpi³/j	Premier taux de dim.	Deuxième taux de dim.	Mois avant deux. taux de dim.	Troisième taux de dim.	Mois avant trois. taux de dim.	Quatrième taux de dim.	Mois avant quatr. taux de dim.	Récup. ultime du groupe, Gpi³ commerc.	Source de récup. ultime du groupe
avant 1996	137,0	0,130	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.		
1996	10,5	0,160	0,130	10	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	169,1	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
1997	9,5	0,150	0,130	20	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	140,4	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
1998	12,5	0,150	0,130	20	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	143,7	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
1999	14,5	0,200	0,160	18	0,130	50	s.o.	s.o.	154,0	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2000	13,5	0,210	0,130	30	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	124,3	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2001	20,5	0,200	0,130	40	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	152,2	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2002	36,0	0,260	0,160	50	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	188,3	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2003	35,0	0,250	0,220	8	0,160	50	s.o.	s.o.	147,1	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2004	44,0	0,320	0,220	8	0,160	70	s.o.	s.o.	143,9	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2005	60,0	0,350	0,300	10	0,220	25	0,160	80	136,4	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2006	76,0	0,550	0,300	13	0,220	35	0,160	95	104,2	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct

Groupe de racc. : GAZ - classique, AB - Centre, toutes les zones

Année de racc.	q en déc. 2006, comm. Mpi³/j	Premier taux de dim.	Deuxième taux de dim.	Mois avant deux. taux de dim.	Troisième taux de dim.	Mois avant trois. taux de dim.	Quatrième taux de dim.	Mois avant quatr. taux de dim.	Récup. ultime du groupe, Gpi³ commerc.	Source de récup. ultime du groupe
avant 1996	275,0	0,130	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.		
1996	35,0	0,130	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	614,6	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
1997	39,0	0,160	0,130	12	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	555,6	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
1998	38,0	0,200	0,130	18	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	516,2	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
1999	43,0	0,170	0,130	20	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	474,2	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2000	48,0	0,200	0,130	36	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	448,9	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2001	56,0	0,200	0,130	50	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	420,0	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2002	54,0	0,200	0,130	60	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	321,6	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2003	93,0	0,300	0,200	10	0,130	80	s.o.	s.o.	410,9	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2004	144,0	0,350	0,200	18	0,130	80	s.o.	s.o.	459,2	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2005	175,0	0,350	0,200	30	0,130	100	s.o.	s.o.	403,4	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2006	295,0	0,620	0,350	12	0,200	40	0,130	110	376,1	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct

Groupe de racc. : GAZ - classique, AB - Nord-est, toutes les zones

Année de racc.	q en déc. 2008, comm. Npi³/j	Premier taux de dim.	Deuxième taux de dim.	Mois avant deux. taux de dim.	Troisième taux de dim.	Mois avant trois. taux de dim.	Quatrième taux de dim.	Mois avant quatr. taux de dim.	Récup. ultime du groupe, Gpi³ commerc.	Source de récup. ultime du groupe
avant 1996	166,0	0,150	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.		
1996	17,5	0,220	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	346,6	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
1997	38,0	0,180	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	501,9	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
1998	39,0	0,210	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	467,2	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
1999	36,0	0,200	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	341,5	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2000	47,0	0,220	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	359,1	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2001	56,0	0,190	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	334,2	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2002	43,0	0,190	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	212,1	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2003	46,0	0,220	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	185,5	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2004	45,0	0,200	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	151,2	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2005	27,5	0,250	0,200	14	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	74,3	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2006	59,0	0,470	0,300	13	0,200	22	s.o.	s.o.	93,7	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct

Groupe de racc. : GAZ - classique, AB - Nord-ouest, toutes les zones

Année de racc.	q en déc. 2008, comm. Npi³/j	Premier taux de dim.	Deuxième taux de dim.	Mois avant deux. taux de dim.	Troisième taux de dim.	Mois avant trois. taux de dim.	Quatrième taux de dim.	Mois avant quatr. taux de dim.	Récup. ultime du groupe, Gpi³ commerc.	Source de récup. ultime du groupe
avant 1996	278,0	0,130	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.		
1996	40,0	0,150	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	777,0	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
1997	46,0	0,150	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	785,4	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
1998	56,0	0,150	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	779,1	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
1999	56,0	0,200	0,150	24	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	621,5	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2000	67,0	0,200	0,150	20	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	617,3	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2001	90,0	0,250	0,200	12	0,150	40	s.o.	s.o.	689,6	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2002	85,0	0,200	0,150	50	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	517,8	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2003	88,0	0,250	0,200	18	0,150	50	s.o.	s.o.	437,4	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2004	135,0	0,300	0,200	18	0,150	80	s.o.	s.o.	458,9	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2005	190,0	0,500	0,300	7	0,200	35	0,150	95	454,3	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2006	295,0	0,650	0,320	14	0,200	45	0,150	105	369,9	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct

Groupe de racc. : GAZ - classique, BC - Fort St. John, toutes les zones

Année de racc.	q en déc. 2008, comm. Npi³/j	Premier taux de dim.	Deuxième taux de dim.	Mois avant deux. taux de dim.	Troisième taux de dim.	Mois avant trois. taux de dim.	Quatrième taux de dim.	Mois avant quatr. taux de dim.	Récup. ultime du groupe, Gpi³ commerc.	Source de récup. ultime du groupe
avant 1996	231,0	0,120	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.		
1996	19,5	0,120	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	233,7	Extrap of Group Trend
1997	30,5	0,120	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	362,7	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
1998	33,0	0,120	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	334,6	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
1999	38,5	0,120	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	369,3	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2000	45,0	0,140	0,120	60	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	390,1	Extrap of Group Trend
2001	74,0	0,180	0,120	60	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	391,3	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2002	54,0	0,250	0,140	5	0,120	40	0,120	100	401,6	Extrap of Group Trend
2003	89,0	0,300	0,140	18	0,120	80	s.o.	s.o.	425,4	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2004	153,4	0,290	0,140	30	0,120	90	0,130	100	553,7	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2005	242,0	0,300	0,140	42	0,120	100	s.o.	s.o.	624,8	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2006	350,0	0,650	0,300	8	0,140	53	0,120	115	537,9	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct

Groupe de racc. : GAZ - classique, BC - Fort Nelson, toutes les zones

Année de racc.	q en déc. 2008, comm. Npi³/j	Premier taux de dim.	Deuxième taux de dim.	Mois avant deux. taux de dim.	Troisième taux de dim.	Mois avant trois. taux de dim.	Quatrième taux de dim.	Mois avant quatr. taux de dim.	Récup. ultime du groupe, Gpi³ commerc.	Source de récup. ultime du groupe
avant 1996	130,0	0,120	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.		
1996	13,0	0,140	0,120	12	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	205,5	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
1997	24,0	0,120	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	230,9	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
1998	11,0	0,120	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	122,9	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
1999	33,0	0,150	0,120	30	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	316,8	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2000	27,0	0,120	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	234,5	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2001	54,0	0,200	0,120	6	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	368,7	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2002	39,0	0,140	0,120	15	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	264,5	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2003	67,0	0,180	0,120	26	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	363,9	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2004	105,0	0,360	0,180	10	0,120	40	s.o.	s.o.	417,8	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2005	122,0	0,340	0,180	20	0,120	50	s.o.	s.o.	340,5	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2006	112,0	0,620	0,400	5	0,180	30	0,120	60	189,4	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct

Groupe de racc. : GAZ - classique, BC - Piémonts, toutes les zones

Année de racc.	q en déc. 2008, comm. Npi³/j	Premier taux de dim.	Deuxième taux de dim.	Mois avant deux. taux de dim.	Troisième taux de dim.	Mois avant trois. taux de dim.	Quatrième taux de dim.	Mois avant quatr. taux de dim.	Récup. ultime du groupe, Gpi³ commerc.	Source de récup. ultime du groupe
avant 1996	68,0	0,150	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.		
1996	14,8	0,140	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	169,2	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
1997	26,0	0,150	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	259,2	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
1998	27,0	0,100	0,150	20	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	203,4	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
1999	5,5	0,010	0,150	30	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	38,3	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2000	10,0	0,200	0,150	40	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	87,6	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2001	27,0	0,250	0,150	35	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	138,2	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2002	9,5	0,180	0,150	60	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	45,4	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2003	43,0	0,180	0,150	60	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	179,5	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2004	63,0	0,280	0,200	8	0,150	70	s.o.	s.o.	202,1	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2005	45,0	0,380	0,200	15	0,150	80	0,150	100	107,6	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2006	120,0	0,450	0,200	24	0,150	85	0,150	100	173,8	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct

Groupe de racc. : GAZ - classique, SK - Centre, toutes les zones

Année de racc.	q en déc. 2006, comm. Mpi³/j	Premier taux de dim.	Deuxième taux de dim.	Mois avant deux. taux de dim.	Troisième taux de dim.	Mois avant trois. taux de dim.	Quatrième taux de dim.	Mois avant quatr. taux de dim.	Récup. ultime du groupe, Gpi³ commerc.	Source de récup. ultime du groupe
avant 1996	33,0	0,130	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.		
1996	3,7	0,160	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	50,3	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
1997	2,2	0,200	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	33,5	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
1998	6,5	0,130	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	71,5	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
1999	3,9	0,150	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	41,7	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2000	3,3	0,270	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	32,6	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2001	5,0	0,360	0,270	10	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	40,4	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2002	5,5	0,300	0,300	500	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	29,3	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2003	6,0	0,400	0,300	8	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	29,0	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2004	12,5	0,500	0,300	5	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	39,0	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2005	18,5	0,600	0,300	8	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	34,5	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2006	27,0	0,700	0,300	17	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	25,9	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct

Groupe de racc. : GAZ - classique, SK - Sud-ouest, toutes les zones

Année de racc.	q en déc. 2006, comm. Mpi³/j	Premier taux de dim.	Deuxième taux de dim.	Mois avant deux. taux de dim.	Troisième taux de dim.	Mois avant trois. taux de dim.	Quatrième taux de dim.	Mois avant quatr. taux de dim.	Récup. ultime du groupe, Gpi³ commerc.	Source de récup. ultime du groupe
avant 1996	84,0	0,130	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.		
1996	9,3	0,120	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	106,7	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
1997	5,5	0,150	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	66,3	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
1998	9,9	0,160	0,140	30	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	100,4	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
1999	14,7	0,180	0,140	24	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	136,9	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2000	20,0	0,180	0,140	30	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	151,6	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2001	24,0	0,180	0,140	50	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	157,2	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2002	40,0	0,230	0,180	8	0,140	60	s.o.	s.o.	200,3	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2003	57,0	0,240	0,180	15	0,140	80	s.o.	s.o.	231,7	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2004	57,5	0,240	0,180	22	0,160	85	0,130	100	182,1	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2005	70,0	0,350	0,250	5	0,180	35	0,140	100	171,6	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2006	86,0	0,450	0,250	12	0,180	50	0,140	110	136,3	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct

Groupe de racc. : GAZ - classique, Terr. - Yukon et T.N.-O., toutes les zones

Année de racc.	q en déc. 2006, comm. Mpi³/j	Premier taux de dim.	Deuxième taux de dim.	Mois avant deux. taux de dim.	Troisième taux de dim.	Mois avant trois. taux de dim.	Quatrième taux de dim.	Mois avant quatr. taux de dim.	Récup. ultime du groupe, Gpi³ commerc.	Source de récup. ultime du groupe
Toutes les années	25,0	0,100	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.		

Groupes de raccordement pour le MH

Groupe de racc. : GAZ - MH, AB - Form. princ. HSC

Année de racc.	q en déc. 2006, comm. Mpi³/j	Premier taux de dim.	Deuxième taux de dim.	Mois avant deux. taux de dim.	Troisième taux de dim.	Mois avant trois. taux de dim.	Quatrième taux de dim.	Mois avant quatr. taux de dim.	Récup. ultime du groupe, Gpi³ commerc.	Source de récup. ultime du groupe
avant 2003	16,0	0,100	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.		
2003	27,5	0,150	0,100	22	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	135,2	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2004	92,0	0,160	0,100	30	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	389,1	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2005	172,0	0,160	0,100	42	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	619,6	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2006	224,0	0,100	0,160	7	0,100	52	s.o.	s.o.	723,3	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct

Groupe de racc. : GAZ - MH, AB - Autre MH

Année de racc.	q en déc. 2006, comm. Mpi³/j	Premier taux de dim.	Deuxième taux de dim.	Mois avant deux. taux de dim.	Troisième taux de dim.	Mois avant trois. taux de dim.	Quatrième taux de dim.	Mois avant quatr. taux de dim.	Récup. ultime du groupe, Gpi³ commerc.	Source de récup. ultime du groupe
avant 2003	3,7	0,250	0,100	24	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.		
2003	5,4	0,220	0,100	20	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	27,0	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2004	2,6	0,150	0,100	25	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	12,1	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2005	3,3	0,350	0,150	8	0,100	45	s.o.	s.o.	11,4	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct
2006	10,5	0,750	0,360	8	0,150	18	0,100	55	20,6	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct

Groupe de racc. : GAZ - MH, AB - Mannville

Année de racc.	q en déc. 2006, comm. Mpi³/j	Premier taux de dim.	Deuxième taux de dim.	Mois avant deux. taux de dim.	Troisième taux de dim.	Mois avant trois. taux de dim.	Quatrième taux de dim.	Mois avant quatr. taux de dim.	Récup. ultime du groupe, Gpi³ commerc.	Source de récup. ultime du groupe
avant 2005	6,5	0,100	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.		
2005	16,0	0,300	0,150	12	0,100	50	s.o.	s.o.	51,7	Extrap of Group Trend
2006	50,0	0,280	0,150	20	0,100	50	s.o.	s.o.	111,1	Récup. ult. racc. moy. * Racc. Ct

Groupes de GAZ dissous (classique)

Zone d'étude	Année de racc.	q en déc. 2006, comm. Mpi³/j	Premier taux de dim.	Deuxième taux de dim.	Mois avant deux. taux de dim.	Troisième taux de dim.	Mois avant trois. taux de dim.	Quatrième taux de dim.	Mois avant quatr. taux de dim.	Récup. ultime du groupe, Gpi³ commerc.	Source de récup. ultime du groupe
AB - Piémonts	Toutes les années	2,7	0,040	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.		
AB - Zone frontale des piémonts	Toutes les années	390,0	0,020	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.		
AB - Sud-est	Toutes les années	145,0	0,050	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.		
AB - Centre-est	Toutes les années	90,0	0,010	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.		
AB - Centre	Toutes les années	390,0	0,030	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.		
AB - Nord-est	Toutes les années	62,0	0,030	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.		
AB - Nord-ouest	Toutes les années	255,0	0,030	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.		
BC - Fort St.	Toutes les années	45,0	0,150	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.		
BC - Fort Nelson	Toutes les années	5,0	0,010	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.		

Annexe B.4 – Paramètres de rendement de production des raccordements moyens, historiques et projetés

Groupes de raccordements pour le gaz classique

Groupe de ressources gazières : GAZ - classique, AB- Piémonts, Toutes les zones

	Paramètres de rendement des raccordements moyens								
Année	Productivité initiale, comm. Mpi³/j	Prem. taux de dim.	Deux. taux de dim.	Mois avant deux. taux de dim.	Trois. taux de dim.	Mois avant trois. taux de dim.	Quatr. taux de dim.	Mois avant quatr. taux de dim.	Récup. ultime racc. moyen gaz, commerc. Mpi³
1996	5,900	28,0%	15,0%	26	12,0%	75	8,0%	120	14 608
1997	3,800	15,5%	9,0%	40	8,0%	120	8,0%	500	13 473
1998	3,800	2,9%	59,0%	22	28,0%	50	13,0%	70	6 081
1999	2,400	38,0%	17,0%	10	13,0%	75	11,0%	120	5 123
2000	2,000	45,0%	17,5%	15	12,0%	72	8,0%	120	4 134
2001	1,580	23,0%	15,0%	43	13,0%	80	8,0%	120	3 772
2002	2,550	39,0%	16,0%	11	13,0%	75	8,0%	120	6 115
2003	2,250	41,0%	17,0%	17	13,0%	75	8,0%	120	4 700
2004	1,860	27,0%	17,0%	24	13,0%	75	8,0%	120	4 334
2005	1,680	50,0%	17,0%	17	13,0%	75	8,0%	120	3 196
2006	1,950	45,0%	17,0%	17	13,0%	75	8,0%	120	3 844
2007	1,750	44,0%	17,0%	17	13,0%	75	8,0%	120	
2008	1,670	44,0%	17,0%	17	13,0%	75	8,0%	120	
2009	1,600	44,0%	17,0%	17	13,0%	75	8,0%	120	

Groupe de ressources gazières : GAZ - classique, AB- Zone frontale des piémonts, Toutes les zones

	Paramètres de rendement des raccordements moyens								
Année	Productivité initiale, comm. Mpi³/j	Prem. taux de dim.	Deux. taux de dim.	Mois avant deux. taux de dim.	Trois. taux de dim.	Mois avant trois. taux de dim.	Quatr. taux de dim.	Mois avant quatr. taux de dim.	Récup. ultime racc. moyen gaz, commerc. Mpi³
1996	1,610	43,0%	24,0%	21	20,0%	45	13,0%	100	2 247
1997	1,340	34,0%	27,0%	23	14,0%	52	13,0%	100	2 150
1998	1,450	42,0%	27,0%	17	17,0%	48	13,0%	90	2 134
1999	1,360	55,0%	26,0%	18	16,0%	45	13,0%	100	1 763
2000	1,010	48,5%	24,0%	17	18,0%	43	13,0%	100	1 436
2001	0,890	51,0%	25,0%	16	17,0%	46	13,0%	100	1 239
2002	1,000	50,0%	27,0%	17	17,0%	45	13,0%	100	1 356
2003	0,720	48,0%	26,0%	18	17,0%	45	13,0%	100	996
2004	0,620	55,0%	27,0%	17	17,0%	45	13,0%	100	795
2005	0,550	55,0%	27,0%	17	17,0%	45	13,0%	100	703
2006	0,520	56,0%	27,0%	17	17,0%	45	13,0%	100	652
2007	0,510	55,0%	27,0%	17	17,0%	45	13,0%	100	
2008	0,480	55,0%	27,0%	17	17,0%	45	13,0%	100	
2009	0,460	55,0%	27,0%	17	17,0%	45	13,0%	100	

Groupe de ressources gazières : GAZ - classique, AB- Sud-est, Toutes les zones

	Paramètres de rendement des raccordements moyens								
Année	Productivité initiale, comm. Mpi³/j	Prem. taux de dim.	Deux. taux de dim.	Mois avant deux. taux de dim.	Trois. taux de dim.	Mois avant trois. taux de dim.	Quatr. taux de dim.	Mois avant quatr. taux de dim.	Récup. ultime racc. moyen gaz, commerc. Mpi³
1996	0,370	63,0%	24,0%	18	15,0%	55	15,0%	500	421
1997	0,385	60,0%	31,0%	15	14,0%	55	12,0%	120	456
1998	0,290	61,0%	34,0%	15	16,0%	42	12,0%	120	341
1999	0,215	63,0%	29,0%	17	15,0%	42	12,0%	120	260
2000	0,190	61,0%	26,0%	17	15,0%	42	12,0%	120	244
2001	0,160	61,0%	27,0%	16	15,0%	42	12,0%	120	206
2002	0,147	63,0%	29,0%	17	15,0%	42	12,0%	120	178
2003	0,120	54,0%	27,0%	17	15,0%	42	12,0%	120	166
2004	0,118	62,0%	27,0%	16	15,0%	42	12,0%	120	152
2005	0,103	62,0%	27,0%	16	15,0%	42	12,0%	120	132
2006	0,090	62,0%	27,0%	16	15,0%	42	12,0%	120	114
2007	0,083	62,0%	27,0%	16	15,0%	42	12,0%	120	
2008	0,076	62,0%	27,0%	16	15,0%	42	12,0%	120	
2009	0,071	62,0%	27,0%	16	15,0%	42	12,0%	120	

Groupe de ressources gazières : GAZ - classique, AB- Centre-est, Toutes les zones

	Paramètres de rendement des raccordements moyens								
Année	Productivité initiale, comm. Mpi³/j	Prem. taux de dim.	Deux. taux de dim.	Mois avant deux. taux de dim.	Trois. taux de dim.	Mois avant trois. taux de dim.	Quatr. taux de dim.	Mois avant quatr. taux de dim.	Récup. ultime racc. moyen gaz, commerc. Mpi³
1996	0,540	50,0%	30,0%	19	17,0%	50	13,0%	120	658
1997	0,500	55,0%	32,0%	17	18,0%	58	13,0%	120	544
1998	0,390	65,0%	30,0%	15	20,0%	44	13,0%	85	438
1999	0,325	51,0%	30,0%	16	22,0%	37	13,0%	120	389
2000	0,290	65,0%	45,0%	20	20,0%	33	13,0%	120	269
2001	0,310	68,0%	30,0%	21	20,0%	45	13,0%	120	286
2002	0,260	44,0%	32,0%	16	27,0%	40	16,0%	100	297
2003	0,175	58,0%	28,0%	19	22,0%	40	16,0%	100	186
2004	0,145	59,0%	32,0%	18	22,0%	40	16,0%	100	148
2005	0,139	60,0%	30,0%	18	22,0%	40	16,0%	100	143
2006	0,122	60,0%	30,0%	18	22,0%	40	16,0%	100	126
2007	0,110	60,0%	30,0%	18	22,0%	40	16,0%	100	
2008	0,097	60,0%	30,0%	18	22,0%	40	16,0%	100	
2009	0,085	60,0%	30,0%	18	22,0%	40	16,0%	100	

Groupe de ressources gazières : GAZ - classique, AB- Centre, Toutes les zones

	Paramètres de rendement des raccordements moyens								
Année	Productivité initiale, comm. Mpi³/j	Prem. taux de dim.	Deux. taux de dim.	Mois avant deux. taux de dim.	Trois. taux de dim.	Mois avant trois. taux de dim.	Quatr. taux de dim.	Mois avant quatr. taux de dim.	Récup. ultime racc. moyen gaz, commerc. Mpi³
1996	0,730	66,0%	36,0%	18	17,0%	48	13,0%	120	696
1997	0,680	85,0%	40,0%	12	17,0%	45	13,0%	120	593
1998	0,610	64,0%	35,0%	16	20,0%	48	13,0%	120	592
1999	0,560	71,0%	38,0%	17	17,0%	46	13,0%	120	511
2000	0,500	68,0%	31,0%	23	20,0%	48	13,0%	120	435
2001	0,400	63,0%	36,0%	18	20,0%	48	13,0%	120	376
2002	0,375	59,0%	35,0%	18	20,0%	48	13,0%	120	377
2003	0,320	63,0%	32,0%	18	20,0%	48	13,0%	120	319
2004	0,280	58,0%	35,0%	16	20,0%	48	13,0%	120	291
2005	0,220	75,0%	35,0%	15	20,0%	48	13,0%	120	196
2006	0,210	65,0%	35,0%	17	20,0%	48	13,0%	120	199
2007	0,195	65,0%	35,0%	17	20,0%	48	13,0%	120	
2008	0,168	65,0%	35,0%	17	20,0%	48	13,0%	120	
2009	0,145	65,0%	35,0%	17	20,0%	48	13,0%	120	

Groupe de ressources gazières : GAZ - classique, AB- Nord-est, Toutes les zones

	Paramètres de rendement des raccordements moyens								
Année	Productivité initiale, comm. Mpi³/j	Prem. taux de dim.	Deux. taux de dim.	Mois avant deux. taux de dim.	Trois. taux de dim.	Mois avant trois. taux de dim.	Quatr. taux de dim.	Mois avant quatr. taux de dim.	Récup. ultime racc. moyen gaz, commerc. Mpi³
1996	0,630	37,0%	22,0%	28	22,0%	500	22,0%	500	806
1997	0,535	32,0%	21,0%	36	18,0%	60	18,0%	500	777
1998	0,540	41,0%	26,0%	18	21,0%	50	21,0%	500	687
1999	0,510	34,0%	26,0%	23	20,0%	48	20,0%	500	707
2000	0,360	27,0%	22,0%	52	22,0%	500	22,0%	500	522
2001	0,265	28,0%	19,0%	23	19,0%	500	19,0%	500	445
2002	0,300	29,0%	19,0%	28	19,0%	500	18,0%	500	482
2003	0,250	29,0%	22,0%	50	22,0%	500	22,0%	500	346
2004	0,203	32,0%	20,0%	30	20,0%	500	20,0%	500	297
2005	0,195	62,0%	25,0%	17	20,0%	30	20,0%	500	214
2006	0,160	47,0%	30,0%	20	20,0%	30	20,0%	500	194
2007	0,148	45,0%	30,0%	20	20,0%	30	20,0%	500	
2008	0,133	45,0%	30,0%	20	20,0%	30	20,0%	500	
2009	0,120	45,0%	30,0%	20	20,0%	30	20,0%	500	

Groupe de ressources gazières : GAZ - classique, AB- Nord-ouest, Toutes les zones

	Paramètres de rendement des raccordements moyens								
Année	Productivité initiale, comm. Mpi³/j	Prem. taux de dim.	Deux. taux de dim.	Mois avant deux. taux de dim.	Trois. taux de dim.	Mois avant trois. taux de dim.	Quatr. taux de dim.	Mois avant quatr. taux de dim.	Récup. ultime racc. moyen gaz, commerc. Mpi³
1996	1,410	35,0%	28,0%	42	22,0%	65	15,0%	110	1 758
1997	1,050	41,0%	31,0%	30	21,0%	65	15,0%	110	1 190
1998	0,990	42,0%	26,0%	36	20,0%	70	15,0%	110	1 121
1999	0,830	46,0%	27,0%	30	20,0%	65	15,0%	120	906
2000	0,650	60,0%	30,0%	21	20,0%	50	15,0%	110	639
2001	0,600	56,0%	31,0%	22	20,0%	60	15,0%	110	594
2002	0,740	82,0%	36,0%	12	20,0%	42	15,0%	110	669
2003	0,530	62,0%	32,0%	24	20,0%	50	15,0%	110	476
2004	0,450	54,0%	30,0%	21	20,0%	50	15,0%	110	476
2005	0,440	63,0%	32,0%	22	20,0%	50	15,0%	110	402
2006	0,420	65,0%	32,0%	22	20,0%	50	15,0%	110	371
2007	0,390	65,0%	32,0%	22	20,0%	50	15,0%	110	
2008	0,370	65,0%	32,0%	22	20,0%	50	15,0%	110	
2009	0,350	65,0%	32,0%	22	20,0%	50	15,0%	110	

Groupe de ressources gazières : GAZ - classique, BC- Fort St. John, Toutes les zones

	Paramètres de rendement des raccordements moyens								
Année	Productivité initiale, comm. Mpi³/j	Prem. taux de dim.	Deux. taux de dim.	Mois avant deux. taux de dim.	Trois. taux de dim.	Mois avant trois. taux de dim.	Quatr. taux de dim.	Mois avant quatr. taux de dim.	Récup. ultime racc. moyen gaz, commerc. Mpi³
1996	0,990	40,0%	22,0%	28	12,0%	65	12,0%	500	1 496
1997	1,050	40,0%	17,0%	33	12,0%	80	12,0%	500	1 577
1998	0,850	44,0%	16,0%	25	14,0%	60	12,0%	120	1 349
1999	0,860	44,0%	21,0%	17	12,0%	75	12,0%	500	1 383
2000	0,800	51,0%	21,0%	19	14,0%	60	12,0%	120	1 155
2001	0,760	47,0%	21,0%	22	14,0%	55	12,0%	120	1 118
2002	0,930	50,0%	29,0%	24	14,0%	60	12,0%	120	1 104
2003	1,020	76,0%	30,0%	15	14,0%	60	12,0%	120	1 030
2004	0,740	68,0%	29,0%	14	14,0%	60	12,0%	120	839
2005	0,710	78,0%	30,0%	12	14,0%	60	12,0%	120	761
2006	0,630	78,0%	30,0%	14	14,0%	60	12,0%	120	624
2007	0,620	75,0%	30,0%	14	14,0%	60	12,0%	120	
2008	0,580	75,0%	30,0%	14	14,0%	60	12,0%	120	
2009	0,550	75,0%	30,0%	14	14,0%	60	12,0%	120	

Groupe de ressources gazières : GAZ - classique, BC- Fort Nelson, Toutes les zones

	Paramètres de rendement des raccordements moyens								
Année	Productivité initiale, comm. Mpi³/j	Prem. taux de dim.	Deux. taux de dim.	Mois avant deux. taux de dim.	Trois. taux de dim.	Mois avant trois. taux de dim.	Quatr. taux de dim.	Mois avant quatr. taux de dim.	Récup. ultime racc. moyen gaz, commerc. Mpi³
1996	2,640	33,0%	20,0%	45	14,0%	75	12,0%	120	4 029
1997	3,500	30,0%	14,0%	24	12,0%	40	12,0%	500	7 697
1998	1,870	50,0%	18,0%	24	12,0%	80	12,0%	500	2 615
1999	1,550	29,0%	22,0%	45	15,0%	65	12,0%	120	2 597
2000	1,270	59,0%	26,0%	14	12,0%	65	12,0%	500	1 687
2001	1,100	27,0%	20,0%	24	12,0%	70	12,0%	500	2 169
2002	1,440	46,0%	30,0%	22	14,0%	50	12,0%	70	1 974
2003	1,150	72,0%	35,0%	14	18,0%	40	12,0%	70	1 268
2004	1,180	70,0%	36,0%	12	18,0%	40	12,0%	70	1 339
2005	1,000	68,0%	34,0%	13	18,0%	40	12,0%	70	1 170
2006	0,730	80,0%	40,0%	13	18,0%	40	12,0%	70	699
2007	0,720	75,0%	35,0%	13	18,0%	40	12,0%	70	
2008	0,650	75,0%	35,0%	13	18,0%	40	12,0%	70	
2009	0,600	75,0%	35,0%	13	18,0%	40	12,0%	70	

Groupe de ressources gazières : GAZ - classique, BC- Piémonts, Toutes les zones

	Paramètres de rendement des raccordements moyens								
Année	Productivité initiale, comm. Mpi³/j	Prem. taux de dim.	Deux. taux de dim.	Mois avant deux. taux de dim.	Trois. taux de dim.	Mois avant trois. taux de dim.	Quatr. taux de dim.	Mois avant quatr. taux de dim.	Récup. ultime racc. moyen gaz, commerc. Mpi³
1996	6,400	24,0%	14,0%	24	14,0%	500	14,0%	500	14 096
1997	11,000	0,1%	22,0%	24	15,0%	55	15,0%	500	28 800
1998	5,400	13,0%	8,0%	30	10,0%	70	15,0%	120	16 950
1999	1,830	95,0%	1,0%	18	15,0%	120	15,0%	500	2 944
2000	13,000	40,0%	20,0%	50	15,0%	120	15,0%	500	14 600
2001	6,000	9,0%	25,0%	40	15,0%	100	15,0%	500	13 818
2002	1,700	30,0%	18,0%	20	15,0%	100	15,0%	500	3 027
2003	5,500	28,0%	18,0%	40	15,0%	100	15,0%	500	8 975
2004	3,300	32,0%	20,0%	40	15,0%	100	15,0%	500	4 812
2005	1,950	45,0%	20,0%	30	15,0%	100	15,0%	500	2 391
2006	2,200	45,0%	20,0%	30	15,0%	100	15,0%	500	2 674
2007	2,200	45,0%	20,0%	30	15,0%	100	15,0%	500	
2008	2,150	45,0%	20,0%	30	15,0%	100	15,0%	500	
2009	2,100	45,0%	20,0%	30	15,0%	100	15,0%	500	

Groupe de ressources gazières : GAZ - classique, SK-Centre, Toutes les zones

	Paramètres de rendement des raccordements moyens								
Année	Productivité initiale, comm. Mpi³/j	Prem. taux de dim.	Deux. taux de dim.	Mois avant deux. taux de dim.	Trois. taux de dim.	Mois avant trois. taux de dim.	Quatr. taux de dim.	Mois avant quatr. taux de dim.	Récup. ultime racc. moyen gaz, commerc. Mpi³
1996	0,400	56,0%	16,0%	22	16,0%	500	16,0%	500	498
1997	0,450	51,0%	26,5%	13	20,0%	90	20,0%	500	524
1998	0,450	39,0%	20,0%	35	13,0%	70	13,0%	500	633
1999	0,410	51,0%	27,0%	23	15,0%	75	15,0%	500	453
2000	0,365	61,0%	31,0%	14	27,0%	90	27,0%	500	333
2001	0,260	53,0%	36,0%	24	27,0%	80	27,0%	80	216
2002	0,230	46,0%	30,0%	35	30,0%	500	30,0%	500	209
2003	0,230	82,0%	40,0%	19	30,0%	50	30,0%	500	141
2004	0,235	63,0%	30,0%	32	30,0%	500	30,0%	500	166
2005	0,190	75,0%	30,0%	22	30,0%	500	30,0%	500	130
2006	0,156	75,0%	30,0%	22	30,0%	500	30,0%	500	107
2007	0,140	75,0%	30,0%	22	30,0%	500	30,0%	500	
2008	0,125	75,0%	30,0%	22	30,0%	500	30,0%	500	
2009	0,110	75,0%	30,0%	22	30,0%	500	30,0%	500	

Groupe de ressources gazières : GAZ - classique, SK- Sud-ouest, Toutes les zones

	Paramètres de rendement des raccordements moyens								
Année	Productivité initiale, comm. Mpi³/j	Prem. taux de dim.	Deux. taux de dim.	Mois avant deux. taux de dim.	Trois. taux de dim.	Mois avant trois. taux de dim.	Quatr. taux de dim.	Mois avant quatr. taux de dim.	Récup. ultime racc. moyen gaz, commerc. Mpi³
1996	0,118	41,0%	17,0%	16	12,0%	80	12,0%	500	220
1997	0,135	38,0%	20,0%	28	15,0%	65	15,0%	500	198
1998	0,127	43,0%	25,0%	21	16,0%	50	14,0%	120	178
1999	0,105	61,0%	30,0%	14	18,0%	45	14,0%	120	122
2000	0,081	49,0%	22,0%	16	18,0%	60	14,0%	120	112
2001	0,069	48,0%	27,0%	13	18,0%	52	14,0%	120	93
2002	0,070	38,0%	23,0%	21	18,0%	55	14,0%	120	104
2003	0,089	44,0%	25,0%	15	18,0%	55	14,0%	120	126
2004	0,075	49,0%	24,0%	14	18,0%	55	14,0%	120	104
2005	0,090	54,0%	25,0%	16	18,0%	55	14,0%	120	113
2006	0,080	52,0%	25,0%	16	18,0%	55	14,0%	120	102
2007	0,075	52,0%	25,0%	16	18,0%	55	14,0%	120	
2008	0,070	52,0%	25,0%	16	18,0%	55	14,0%	120	
2009	0,065	52,0%	25,0%	16	18,0%	55	14,0%	120	

Groupes de MH

Groupe de ressources gazières : GAZ - MH, AB , Formation princ. HSC

	Paramètres de rendement des raccordements moyens								
Année	Productivité initiale, comm. Mpi³/j	Prem. taux de dim.	Deux. taux de dim.	Mois avant deux. taux de dim.	Trois. taux de dim.	Mois avant trois. taux de dim.	Quatr. taux de dim.	Mois avant quatr. taux de dim.	Récup. ultime racc. moyen gaz, commerc. Mpi³
2003	0,095	25,0%	15,0%	12	10,0%	60	10,0%	500	263
2004	0,088	5,0%	16,0%	16	10,0%	60	10,0%	500	291
2005	0,079	5,0%	16,0%	12	10,0%	60	10,0%	500	253
2006	0,086	5,0%	16,0%	12	10,0%	60	10,0%	500	275
2007	0,080	5,0%	16,0%	12	10,0%	60	10,0%	500	
2008	0,078	5,0%	16,0%	12	10,0%	60	10,0%	500	
2009	0,076	5,0%	16,0%	12	10,0%	60	10,0%	500	

Groupe de ressources gazières : Gaz - MH, AB, Autre MH

	Paramètres de rendement des raccordements moyens								
Année	Productivité initiale, comm. Mpi³/j	Prem. taux de dim.	Deux. taux de dim.	Mois avant deux. taux de dim.	Trois. taux de dim.	Mois avant trois. taux de dim.	Quatr. taux de dim.	Mois avant quatr. taux de dim.	Récup. ultime racc. moyen gaz, commerc. Mpi³
2003	0,155	30,0%	22,0%	30	10,0%	60	10,0%	500	310
2004	0,064	36,0%	15,0%	24	10,0%	60	10,0%	500	134
2005	0,046	35,0%	15,0%	24	10,0%	60	10,0%	500	99
2006	0,090	85,0%	36,0%	12	15,0%	24	10,0%	60	128
2007	0,070	36,0%	15,0%	24	10,0%	60	10,0%	500	
2008	0,070	36,0%	15,0%	24	10,0%	60	10,0%	500	
2009	0,070	36,0%	15,0%	24	10,0%	60	10,0%	500	

Groupe de ressources gazières : GAZ - MH, AB , Mannville

	Paramètres de rendement des raccordements moyens									
Année	Mois avant prod. de pointe	Taux de prod. de pointe, comm.	Prem. taux de dim.	Deux. taux de dim.	Mois avant deux. taux de dim.	Trois. taux de dim.	Mois avant trois. taux de dim.	Quatr. taux de dim.	Mois avant quatr. taux de dim.	Récup. ultime racc. moyen gaz, commerc. Mpi³
2005	4	0,34	30,0%	15,0%	24	10,0%	60	s.o.	s.o.	846
2006	4	0,52	30,0%	15,0%	24	10,0%	60	N/A	s.o.	1 292
2007	2007	0,350	30,0%	15,0%	24	10,0%	60	s.o.	s.o.	
2008	2008	0,350	30,0%	15,0%	24	10,0%	60	s.o.	s.o.	
2009	2009	0,350	30,0%	15,0%	24	10,0%	60	s.o.	s.o.	

ANNEXE C

Projections détaillées sur le forage

Annexe C.1 – Facteurs de répartition des jours de forage ciblant du gaz entre les groupes de ressources

Historique des jours de forage ciblant du gaz par groupe de ressources

	Gaz - Classique												Gaz - MH			
Année	AB- P	AB- ZFP	AB- SE	AB- CE	AB- C	AB- NE	AB- ND	BC- FSJ	BC- FtN	BC- P	SK- O	SK- SO	Form. princ. HSC	Mannville	Autre MH	Total des jrs de for. ciblant du gaz
2000	3 768	24 060	13 506	1 002	5 181	2 617	7 624	6 196	4 494	1 201	241	2 033	413	25	89	72 451
2001	4 451	26 014	13 961	1 273	5 364	3 168	8 488	7 158	6 818	2 471	396	2 121	779	140	201	82 802
2002	3 779	20 654	10 822	1 299	4 297	2 269	7 006	5 909	4 145	2 140	308	3 332	744	235	150	67 088
2003	5 059	27 155	14 921	2 113	6 419	1 806	7 375	9 171	6 607	1 919	764	3 956	1 317	820	306	89 706
2004	6 158	30 869	15 180	2 184	7 654	2 234	7 410	10 611	6 670	2 343	805	3 499	4 506	549	339	101 011
2005	5 359	37 747	14 925	2 184	8 356	2 588	7 997	13 855	6 660	2 761	970	3 580	8 300	1 613	921	117 814
2006	6 449	39 701	12 706	1 759	6 653	2 883	8 238	14 159	5 593	3 856	740	2 474	6 025	3 653	798	115 688

Fraction historique du total des jours de forage ciblant du gaz pour le groupe de ressources

	Gaz - Classique												Gaz - MH			
An. de for.	AB- P	AB- ZFP	AB- SE	AB- CE	AB- C	AB- NE	AB- ND	BC- FSJ	BC- FtN	BC- P	SK- O	SK- SO	Form. princ. HSC	Mannville	Autre MH	Frac. du total ciblant du gaz
2000	0,0520	0,3321	0,1864	0,0138	0,0715	0,0361	0,1052	0,0855	0,0620	0,0166	0,0033	0,0281	0,0057	0,0003	0,0012	1,0000
2001	0,0537	0,3142	0,1686	0,0154	0,0648	0,0383	0,1025	0,0864	0,0823	0,0298	0,0048	0,0256	0,0094	0,0017	0,0024	1,0000
2002	0,0563	0,3079	0,1613	0,0194	0,0641	0,0338	0,1044	0,0881	0,0618	0,0319	0,0046	0,0497	0,0111	0,0035	0,0022	1,0000
2003	0,0564	0,3027	0,1663	0,0235	0,0716	0,0201	0,0822	0,1022	0,0737	0,0214	0,0085	0,0441	0,0147	0,0091	0,0034	1,0000
2004	0,0610	0,3056	0,1503	0,0216	0,0758	0,0221	0,0734	0,1050	0,0660	0,0232	0,0080	0,0346	0,0446	0,0054	0,0034	1,0000
2005	0,0455	0,3204	0,1267	0,0185	0,0709	0,0220	0,0679	0,1176	0,0565	0,0234	0,0082	0,0304	0,0704	0,0137	0,0078	1,0000
2006	0,0557	0,3432	0,1098	0,0152	0,0575	0,0249	0,0712	0,1224	0,0483	0,0333	0,0064	0,0214	0,0521	0,0316	0,0069	1,0000

Fraction projetée du total des jours de forage ciblant du gaz pour le groupe de ressources

	Gaz - Classique												Gaz - MH			
An. de for.	AB- P	AB- ZFP	AB- SE	AB- CE	AB- C	AB- NE	AB- ND	BC- FSJ	BC- FtN	BC- P	SK- O	SK- SO	Form. princ. HSC	Mannville	Autre MH	Frac. du total ciblant du gaz
2007	0,0665	0,3570	0,1120	0,0120	0,0550	0,0220	0,0630	0,1200	0,0375	0,0375	0,0075	0,0220	0,0450	0,0380	0,0050	1,0000
2008	0,0679	0,3655	0,0996	0,0103	0,0528	0,0192	0,0602	0,1230	0,0387	0,0383	0,0068	0,0196	0,0450	0,0480	0,0050	1,0000
2009	0,0690	0,3727	0,0904	0,0090	0,0505	0,0171	0,0575	0,1256	0,0397	0,0390	0,0062	0,0178	0,0450	0,0555	0,0050	1,0000

Annexe C.2 – Détail des projections – Forages ciblant du gaz et raccordements pour le gaz selon le scénario

Scénario de référence

Groupe de ressources	Nombre annuel projeté de puits ciblant le groupe de ressources			Ratio de raccordements	Nombre annuel projeté de raccordements pour le groupe de ressources		
	2007	2008	2009		2007	2008	2009
Raccordements pour le gaz classique							
AB - Piémonts	73	85	97	0,950	70	81	92
AB - Zone frontale des piémonts	1 640	1 906	2 178	1,020	1 672	1 944	2 222
AB - Sud-est	4 068	4 108	4 178	1,100	4 475	4 519	4 596
AB - Centre-est	302	294	289	1,450	438	427	419
AB - Centre	836	910	977	1,150	961	1 046	1 124
AB - Nord-est	434	430	430	0,800	348	344	344
AB - Nord-ouest	782	849	908	0,840	657	713	763
BC - Fort Nelson	615	716	819	0,900	553	644	737
BC - Fort St. John	151	177	204	0,870	132	154	177
BC - Piémonts	56	65	74	0,750	42	49	56
SK - Centre	180	185	191	1,000	180	185	191
SK - Sud-ouest	850	859	875	1,030	876	885	901
Somme partielle : Gaz - classique	9 987	10 584	11 220		10 403	10 991	11 621
Raccordements pour le gaz - MH							
AB - Form. princ. HSC	1 344	1 526	1 711	0,950	1 277	1 450	1 625
AB - MH Mannville	176	252	327	0,750	132	189	245
AB - Autre MH	112	128	143	0,600	67	77	86
Somme partielle : Gaz - MH	1 633	1 906	2 181		1 476	1 715	1 957
Total : Gaz	**11 620**	**12 490**	**13 401**		**11 879**	**12 706**	**13 578**

Scénario d'activité forte

Groupe de ressources	Nombre annuel projeté de puits ciblant le groupe de ressources			Ratio de raccordements	Nombre annuel projeté de raccordements pour le groupe de ressources		
	2007	2008	2009		2007	2008	2009
Raccordements pour le gaz classique							
AB - Piémonts	79	106	128	0,950	75	101	121
AB - Zone frontale des piémonts	1 766	2 379	2 788	1,020	1 801	2 426	2 844
AB - Sud-est	4 381	5 128	5 505	1,100	4 819	5 641	6 056
AB - Centre-est	325	367	380	1,450	472	532	551
AB - Centre	900	1 136	1 259	1,150	1 035	1 306	1 448
AB - Nord-est	468	537	568	0,800	374	430	455
AB - Nord-ouest	842	1 059	1 176	0,840	707	890	988
BC - Fort Nelson	662	893	1 048	0,900	596	804	944
BC - Fort St. John	163	221	257	0,870	142	192	224
BC - Piémonts	60	81	95	0,750	45	61	71
SK - Centre	194	231	252	1,000	194	231	252
SK - Sud-ouest	916	1 073	1 157	1,030	943	1 105	1 191
Somme partielle : Gaz - classique	10 756	13 212	14 613		11 203	13 720	15 144
Raccordements pour le gaz - MH							
AB - Form. princ. HSC	1 448	1 905	2 259	0,950	1 375	1 809	2 146
AB - MH Mannville	190	315	411	0,750	142	236	308
AB - Autre MH	121	159	185	0,600	73	96	111
Somme partielle : Gaz - MH	1 758	2 379	2 855		1 590	2 141	2 566
Total : Gaz	**12 514**	**15 591**	**17 469**		**12 793**	**15 861**	**17 710**

Scénario d'activité faible

Groupe de ressources	Nombre annuel projeté de puits ciblant le groupe de ressources			Ratio de raccordements	Nombre annuel projeté de raccordements pour le groupe de ressources		
	2007	2008	2009		2007	2008	2009
Raccordements pour le gaz classique							
AB - Piémonts	68	77	79	0,950	64	73	75
AB - Zone frontale des piémonts	1 514	1 723	1 776	1,020	1 545	1 757	1 811
AB - Sud-est	3 758	3 715	3 406	1,100	4 134	4 086	3 747
AB - Centre-est	279	266	235	1,450	405	386	341
AB - Centre	772	823	797	1,150	888	946	916
AB - Nord-est	401	389	350	0,800	321	311	280
AB - Nord-ouest	722	767	740	0,840	607	645	622
BC - Fort Nelson	568	647	668	0,900	511	582	601
BC - Fort St. John	140	160	166	0,870	122	139	145
BC - Piémonts	52	59	60	0,750	39	44	45
SK - Centre	167	167	156	1,000	167	167	156
SK - Sud-ouest	785	777	713	1,030	809	800	735
Somme partielle : Gaz - classique	9 226	9 570	9 147		9 610	9 938	9 474
Raccordements pour le gaz - MH							
AB - Form. princ. HSC	1 242	1 380	1 395	0,950	1 180	1 311	1 325
AB - MH Mannville	163	228	267	0,750	122	171	200
AB - Autre MH	104	115	117	0,600	62	69	70
Somme partielle : Gaz - MH	1 508	1 723	1 778		1 364	1 551	1 595
Total : Gaz	**10 734**	**11 293**	**10 925**		**10 974**	**11 489**	**11 069**

ANNEXE D

Détails sur la productibilité – Scénarios d'activité forte et d'activité faible

Annexe D.1 – Détail de la productibilité – SCÉNARIO D'ACTIVITÉ FORTE

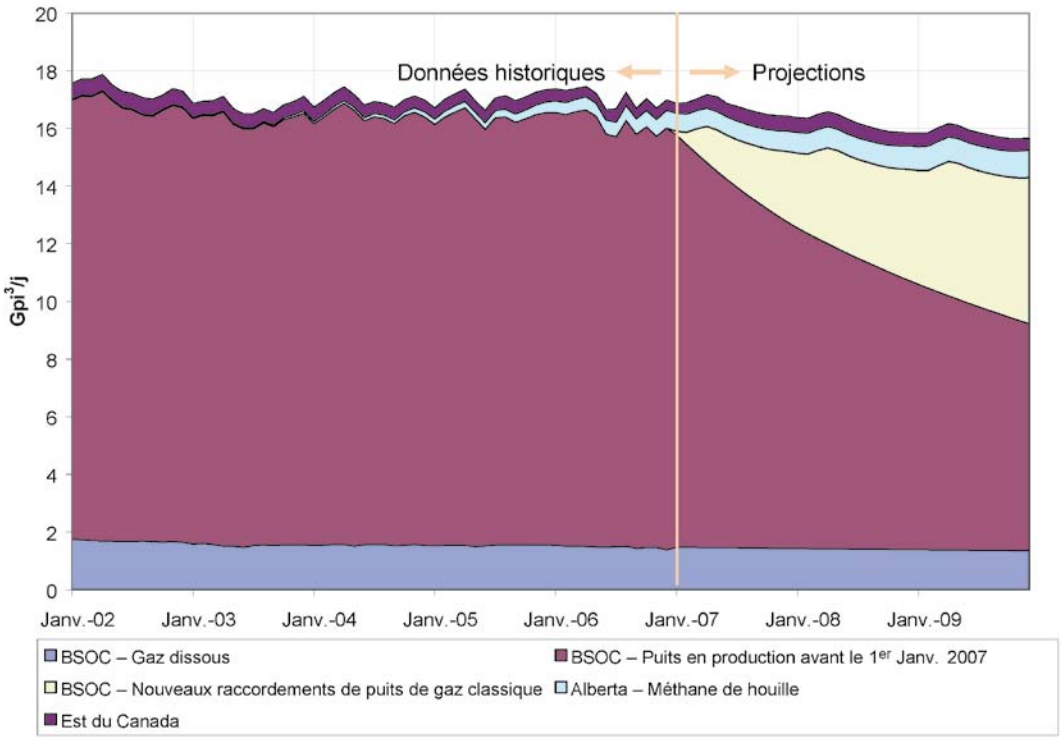
TABLEAU D.1

Productibilité de gaz au Canada selon la zone/ressource – SCÉNARIO D'ACTIVITÉ FORTE

	Données réelles		Projections					
	2006		2007		2008		2009	
	Mm³/j	Mpi³/j	Mm³/j	Mpi³/j	Mm³/j	Mpi³/j	Mm³/j	Mpi³/j
AB – Piémonts	22,37	790	22,81	805	23,07	814	23,61	833
AB – Z. fr. piémonts	131,20	4 631	131,45	4 640	129,73	4 580	130,55	4 608
AB – Sud-est	74,75	2 639	71,61	2 528	67,94	2 398	64,66	2 283
AB – Centre-est	16,28	575	14,80	522	13,36	471	12,11	427
AB – Centre	48,14	1 699	44,85	1 583	40,96	1 446	37,90	1 338
AB – Nord-est	21,11	745	18,63	658	16,63	587	14,93	527
AB – Nord-ouest	48,81	1 723	46,46	1 640	43,01	1 518	40,81	1 441
BC – Fort St. John	40,12	1 416	40,17	1 418	39,43	1 392	39,50	1 394
BC – Fort Nelson	21,92	774	20,23	714	18,40	650	17,33	612
BC – Piémonts	12,15	429	12,76	450	12,71	448	12,90	455
SK – Centre	4,95	175	4,46	157	4,15	147	3,88	137
SK – Sud-ouest	14,63	516	13,29	469	12,50	441	11,76	415
SK – Sud-est	0,92	33	1,01	36	1,00	35	0,99	35
Yukon et T. N.-O.	0,77	27	0,67	24	0,61	21	0,55	19
Total du gaz classique dans le BSOC	**458,13**	**16 172**	**443,22**	**15 646**	**423,51**	**14 950**	**411,49**	**14 526**
AB MH – Formation principale de Horseshoe Canyon	12,62	445	15,66	553	17,39	614	19,20	678
AB MH – Mannville	1,30	46	2,29	81	3,46	122	5,08	179
AB MH – Autre	0,58	21	0,66	23	0,65	23	0,70	25
Total du MH en Alberta	**14,50**	**512**	**18,61**	**657**	**21,51**	**759**	**24,98**	**882**
Total du gaz dans le BSOC	**472,63**	**16 684**	**461,83**	**16 303**	**445,01**	**15 709**	**436,47**	**15 407**
Canada atlantique	9,98	352	12,41	438	13,08	462	11,72	414
Ailleurs (Ontario et Québec)	0,70	25	0,67	24	0,65	23	0,63	22
Total au Canada	**483,31**	**17 061**	**474,91**	**16 764**	**458,74**	**16 193**	**448,82**	**15 843**

FIGURE D.1

Perspectives de productibilité de gaz au Canada – SCÉNARIO D'ACTIVITÉ FORTE

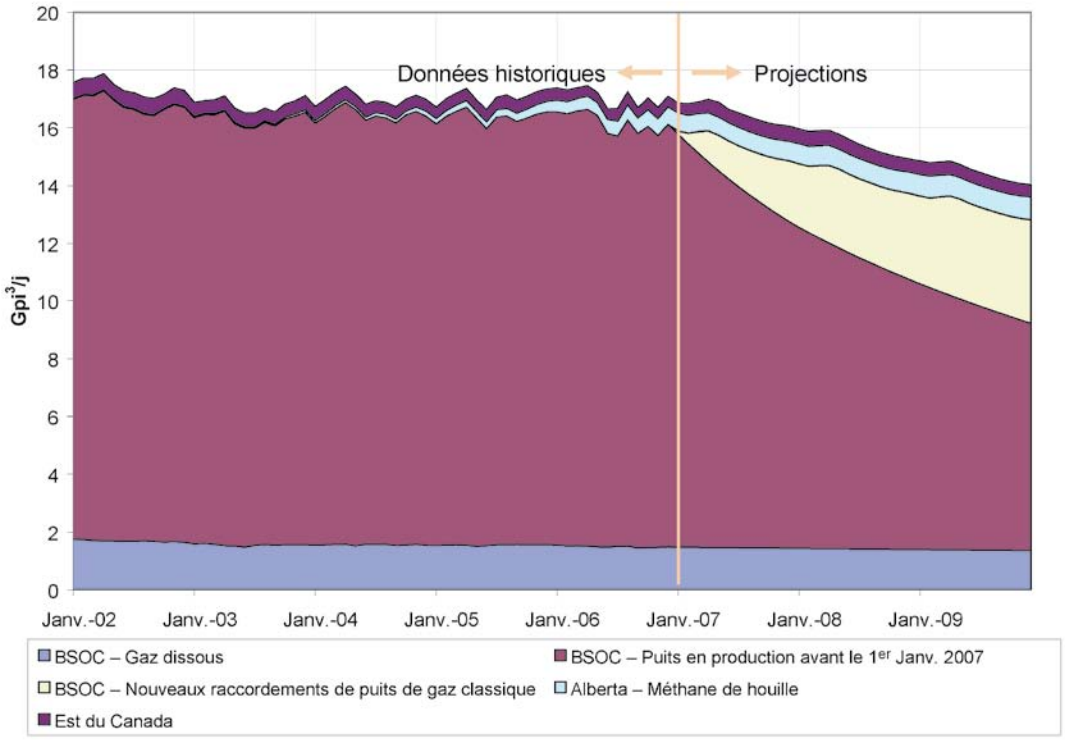


Annexe D.2 – Détail de la productibilité – SCÉNARIO D'ACTIVITÉ FAIBLE

TABLEAU D.2

Productibilité de gaz au Canada selon la zone/ressource – SCÉNARIO D'ACTIVITÉ FAIBLE

	Données réelles		Projections					
	2006		2007		2008		2009	
	Mm³/j	Mpi³/j	Mm³/j	Mpi³/j	Mm³/j	Mpi³/j	Mm³/j	Mpi³/j
AB – Piémonts	22,37	790	22,49	794	22,02	777	21,44	757
AB – Z. fr. piémonts	131,20	4 631	129,45	4 570	129,07	4 344	117,53	4 149
AB – Sud-est	74,75	2 639	7086	2 501	65,51	2 313	60,22	2 126
AB – Centre-est	16,28	575	14,70	519	13,05	461	11,59	409
AB – Centre	48,14	1 699	44,45	1 569	39,72	1 402	35,75	1 262
AB – Nord-est	21,11	745	18,46	652	16,19	571	14,19	501
AB – Nord-ouest	48,81	1 723	45,74	1 614	41,00	1 447	37,28	1 316
BC – Fort St. John	40,12	1 416	39,29	1 387	36,81	1 299	34,63	1 222
BC – Fort Nelson	21,92	774	19,96	705	17,65	623	16,01	565
BC – Piémonts	12,15	429	12,55	443	11,95	422	11,39	402
SK – Centre	4,95	175	4,41	156	4,00	141	3,61	128
SK – Sud-ouest	14,63	516	13,17	465	12,07	426	10,93	386
SK – Sud-est	0,92	33	1,01	36	1,00	35	0,99	35
Yukon et T. N.-O.	0,77	27	0,67	24	0,61	21	0,55	19
Total du gaz classique dans le BSOC	**458,13**	**16 172**	**437,21**	**15 433**	**404,65**	**14 284**	**376,10**	**13 276**
AB MH – Formation principale de Horseshoe Canyon	12,62	445	15,42	544	16,40	579	16,96	599
AB MH – Mannville	1,30	46	2,22	78	3,07	108	4,07	144
AB MH – Autre	0,58	21	0,65	23	0,61	22	0,62	22
Total du MH en Alberta	**14,50**	**512**	**18,29**	**646**	**20,08**	**709**	**21,65**	**764**
Total du gaz dans le BSOC	**472,63**	**16 684**	**455,50**	**16 079**	**424,73**	**14 993**	**397,75**	**14 041**
Canada atlantique	9,98	352	12,41	438	13,08	462	11,72	414
Ailleurs (Ontario et Québec)	0,70	25	0,67	24	0,65	23	0,63	22
Total au Canada	**483,31**	**17 061**	**468,57**	**16 541**	**438,46**	**15 478**	**410,11**	**14 477**

FIGURE D.2

Perspectives de productibilité de gaz au Canada – SCÉNARIO D'ACTIVITÉ FAIBLE