



Office national  
de l'énergie

National  
Energy Board

## **Note d'information sur l'énergie**

# **Mise à jour Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada 2009-2011**

gaz

**Septembre 2009**

**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](mailto: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](mailto:info@neb-one.gc.ca)

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2009  
représentée par l'Office national de l'énergie

ISSN 1917-5078

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](mailto:publications@neb-one.gc.ca)  
Fax : 403-292-5576  
Téléphone : 403-299-3562  
1-800-899-1265

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 2009 as  
represented by the National Energy Board

ISSN 1917-506X

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](mailto:publications@neb-one.gc.ca)  
Fax: 403-292-5576  
Phone: 403-299-3562  
1-800-899-1265

Printed in Canada

## **Table des matières**

Avant-propos.....	ii
Aperçu.....	1
Facteurs clés.....	1
Analyse .....	2
Perspectives de productibilité .....	3
Différences fondamentales par rapport aux projections précédentes .....	8
Observations .....	9
Annexe 1 .....	11

## Avant-propos

L'Office national de l'énergie (l'ONÉ ou l'Office) est un organisme fédéral indépendant qui réglemente plusieurs secteurs de l'industrie énergétique du Canada. Il a pour raison d'être de promouvoir, dans l'intérêt public canadien, la sûreté et la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficacité de l'infrastructure et des marchés énergétiques, en vertu du mandat conféré par le Parlement au chapitre de la réglementation des pipelines, de la mise en valeur des ressources énergétiques et du commerce de l'énergie. Les principales responsabilités de l'Office consistent notamment à réglementer la construction et l'exploitation des oléoducs et gazoducs internationaux et interprovinciaux, ainsi que les lignes internationales de transport d'électricité et lignes interprovinciales désignées. L'Office réglemente en outre les droits et tarifs des pipelines de son ressort. Par ailleurs, l'ONÉ réglemente les importations et les exportations de gaz naturel, de même que les exportations de pétrole, de liquides de gaz naturel et d'électricité. Il réglemente également l'exploration, la mise en valeur et la production du pétrole et du gaz sur les terres domaniales et dans les zones extracôtières qui ne sont pas assujetties à des ententes de gestion provinciales ou fédérales. De par ses fonctions de conseil, il doit surveiller les questions sur lesquelles le Parlement a compétence dans les domaines de l'approvisionnement, du transport et de l'utilisation de l'énergie à l'intérieur et à l'extérieur du Canada.

L'ONÉ surveille les marchés de l'énergie pour analyser objectivement la situation des produits énergétiques et renseigner la population canadienne sur les tendances, faits nouveaux et enjeux notables. L'Office publie de nombreux rapports de recherche. La présente note d'information se veut une analyse de l'une des facettes des produits énergétiques. Elle examine plus particulièrement les facteurs qui influent à court terme sur l'offre de gaz naturel en plus de présenter les perspectives de productibilité d'ici la fin de 2011. Elle vise principalement à préciser, à l'intention de la population canadienne, la situation de l'offre de gaz naturel à court terme au Canada. Ce rapport constitue une mise à jour de l'évaluation du marché de l'énergie publiée par l'Office en octobre 2008 et intitulée *Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada 2008-2010*.

Pendant la rédaction du rapport, l'ONÉ a tenu une série de réunions informelles et a eu des entretiens avec des entreprises de forage, des sociétés pipelinières, des producteurs de gaz naturel, des analystes d'investissement et des associations industrielles. L'ONÉ apprécie l'information et les commentaires qui lui ont été communiqués et il tient à remercier tous les participants qui ont contribué de leur temps comme de leur expertise.

Quiconque souhaite utiliser le présent rapport dans une instance réglementaire devant l'Office peut le soumettre à cette fin, comme c'est le cas pour tout autre document public. Une partie qui agit ainsi se trouve à adopter l'information déposée et peut se voir poser des questions au sujet de cette dernière.

Pour obtenir de plus amples renseignements sur l'Office, y compris ses publications, prière de consulter son site Web ([www.neb-one.gc.ca](http://www.neb-one.gc.ca)).

## Aperçu

La présente note d'information expose les perspectives actuelles en matière de productibilité de gaz naturel (c'est-à-dire la capacité de produire du gaz à partir de puits nouveaux et existants) au Canada d'ici la fin de 2011. L'importante baisse des prix du gaz naturel en Amérique du Nord, amorcée vers le milieu de 2008 et attribuable à une demande moindre jumelée à une offre accrue, constitue l'un des principaux facteurs ayant une incidence sur la productibilité au cours de la période. En réaction à la baisse des prix, les activités de forage au Canada et aux États-Unis ont ralenti de telle sorte qu'elles comptent maintenant pour moins de la moitié des niveaux enregistrés au début de 2008. Aussi la productibilité de gaz naturel au Canada devrait-elle diminuer au cours de la période de projection. Malgré cette diminution, la productibilité de gaz projetée au Canada sera plus que suffisante pour desservir les marchés canadiens.

Le niveau de la demande de gaz naturel dépend d'un certain nombre de facteurs impondérables, tels que le rythme de la reprise économique mondiale et les conditions météorologiques. D'une part, les tendances relatives de l'offre et de la demande de gaz naturel auront une incidence sur le prix du gaz naturel et, d'autre part, l'intensité des activités de forage gazier et la productibilité seront fonction des revenus de l'industrie, des prévisions de prix et du coût des intrants. Si l'offre et la demande commencent à tendre vers un équilibre, les prix amorceront une tendance haussière qui pourrait freiner voire infléchir le taux de diminution de la productibilité. L'Office a l'intention de publier son prochain rapport annuel sur les perspectives de productibilité à court terme de gaz naturel au Canada vers le mois de mars 2010.

## Facteurs clés

En Amérique du Nord, les prix du gaz naturel ont amorcé une chute marquée vers le milieu de 2008, en réaction à des variables fondamentales du marché, soit une demande réduite et une offre accrue. La conjoncture a entraîné un déclin de la demande industrielle de gaz alors que l'offre de gaz non classique aux États-Unis a augmenté, ce dont témoigne la reconstitution rapide des stocks de gaz en Amérique du Nord qui affichait un mois complet d'avance à la fin de juillet 2009.

En réaction à la baisse des prix, les activités de forage ciblant le gaz naturel classique et le méthane de houille (MH) au Canada et aux États-Unis ont ralenti de telle sorte qu'elles représentent environ la moitié des niveaux des années précédentes. Étant donné que le gaz classique compte pour une majorité substantielle de l'approvisionnement gazier de l'Amérique du Nord, le ralentissement des activités de forage est susceptible d'entraîner une baisse de la productibilité.

Aux États-Unis, les activités ciblant le gaz de schistes sont celles qui ont le moins ralenti, toutes catégories de gaz naturel confondues, du fait que certaines régions continuent d'obtenir un rendement positif malgré la baisse des prix. Dans certains cas, de nouveaux puits doivent être forés, puis mis en production afin d'éviter que les droits de forage ne deviennent caducs. Si la production gazière nord-américaine a augmenté, c'est principalement grâce à la production de gaz de schistes des États-Unis. Les activités de forage ciblant le gaz de réservoirs étanches et le gaz de schistes dans le nord-est de la Colombie-Britannique, au Québec et dans le Canada

atlantique pourraient également se poursuivre, bien qu'à un niveau moindre, le temps de permettre à l'industrie d'approfondir ses connaissances et de perfectionner ses techniques.

Au Canada, les investissements visant les activités gazières en amont pourraient subir la concurrence du pétrole brut, dont la valeur est plus élevée, des bassins gaziers qui se trouvent dans des régions présentant des avantages en termes de coûts (à proximité de marchés particuliers, par exemple) ou des régions où les activités de forage et de production doivent être effectuées rapidement car les droits de forage sont assortis d'une courte échéance. Dans l'ensemble de l'industrie, les revenus totaux pouvant être réinvestis pourraient baisser en raison de l'échéance de certaines opérations de couverture conclues à un moment où les prix étaient plus élevés.

Il semble que les coûts de l'offre gazière au Canada aient régressé d'au moins 8 % à 20 % par rapport aux sommets atteints en 2008, du fait d'une réduction marquée des activités et d'une baisse du coût de certains intrants. Cependant, le recul des prix est maintenant plus considérable que la baisse des coûts.

D'autres facteurs pourraient contribuer à maintenir les prix du gaz naturel en Amérique du Nord sous la barre des 6 \$ à 7 \$ le gigajoule (GJ), ce que de nombreuses personnes estiment nécessaire à une reprise des forages ciblant du gaz classique au Canada. Ces facteurs, dont la présente analyse ne traite pas, pourraient compter parmi les suivants.

- La possibilité que des quantités importantes de gaz naturel des États-Unis se retrouvent assez rapidement sur le marché, notamment dans les Rocheuses et dans les zones schisteuses du Sud. Les puits mis à contribution en pareil cas seraient ceux ayant été fermés pour des raisons économiques jusqu'à ce que la capacité pipelinière s'accroisse et ceux dont les travaux de complétion et de raccordement ont été reportés afin de ménager les finances de la société. L'augmentation de la productibilité qui résulterait d'un raffermissement des prix pourrait freiner tout mouvement haussier des prix.
- L'approvisionnement mondial en gaz naturel liquéfié (GNL) pourrait s'accroître en 2009 et en 2010, avec la mise en exploitation de plusieurs nouveaux projets de liquéfaction et la remise en service de quelques projets existants à la suite d'interruptions pour effectuer des travaux d'entretien. Dans l'éventualité où la demande mondiale de gaz naturel n'augmenterait pas par rapport aux niveaux actuels, toute autre augmentation des livraisons de GNL au continent nord-américain rendrait encore plus précaire l'équilibre entre l'offre et la demande.

## Analyse

Afin de tenir compte des incertitudes qui caractérisent le marché du gaz naturel nord-américain à court terme, trois scénarios ont été élaborés pour obtenir un aperçu de la productibilité d'ici 2011 : un scénario d'activité forte, un scénario médian et un scénario d'activité faible. Ces scénarios se distinguent principalement les uns des autres par le prix du gaz naturel nord-américain, en fonction de divers niveaux d'investissement. Les scénarios sont également différents sur le plan de l'activité ciblant du MH et des niveaux de forage dans les zones prometteuses de Montney et de Horn River, dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Le tableau 1 résume les principales hypothèses de départ des scénarios.

L'Ouest canadien constitue la principale source de production gazière commercialisable au Canada et représente actuellement 97 % de la production canadienne. Presque tout le reste de la production gazière canadienne provient du Canada atlantique et une petite partie du Canada central et du nord des Territoires du Nord-Ouest<sup>1</sup>.

La production gazière de l'Ouest canadien est généralement divisée en gaz classique, en MH et en gaz de schistes. Dans la présente analyse, la catégorie du gaz classique renferme la sous-catégorie du gaz de réservoirs étanches. Parce que les caractéristiques physiques et d'exploitation varient grandement d'une zone à l'autre, il convient de subdiviser ces catégories en zones de moindre superficie dont les caractéristiques sont similaires pour faire l'analyse de la diminution de la production. Dans chacune des régions, les formations productrices sont également groupées par affinités géologiques. Cette caractérisation des ressources est expliquée en plus amples détails dans l'évaluation du marché de l'énergie publiée par l'Office en octobre 2008 et intitulée *Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada 2008-2010*.

**Tableau 1 : Résumé des hypothèses de départ des scénarios**

	2008	Scénario médian			Scénario d'activité forte			Scénario d'activité faible		
		2009	2010	2011	2009	2010	2011	2009	2010	2011
Prix de référence du gaz albertain (\$/GJ)	7,47 \$	3,45 \$	4,40 \$	5,65 \$	3,75 \$	5,25 \$	6,95 \$	3,25 \$	3,35 \$	4,10 \$
Investissements dans les activités de forage gazier (M\$)	12 885	5 759	6 841	8 514	6 368	8 679	11 776	5 351	4 548	5 812
Nombre de jours de forage de puits ciblant du gaz	75 576	45 045	56 317	65 189	49 808	71 453	91 306	41 852	37 443	47 851
Nombre de puits ciblant du gaz forés	10 179	4 170	4 678	6 495	4 744	6 125	9 706	3 979	3 182	4 628
Nombre de puits de gaz de réservoirs étanches à Montney	240	245	255	278	250	265	290	160	200	220
Nombre de puits de gaz de schistes à Horn River	15	40	65	145	85	125	200	40	60	100
Nombre de puits de MH forés	1 411	564	706	817	930	1302	1675	423	486	549

## Perspectives de productibilité

Les perspectives de productibilité de l'Office selon la zone et le groupe de ressources pour le scénario médian sont indiquées au tableau 2. Des tableaux semblables pour les scénarios d'activité forte et d'activité faible se trouvent à l'annexe 1. Selon toute attente, la productibilité annuelle moyenne au Canada diminuera pour passer de 459 Mm<sup>3</sup>/j (16,2 Gpi<sup>3</sup>/j) en 2008 à 382 Mm<sup>3</sup>/j (13,5 Gpi<sup>3</sup>/j) en 2011.

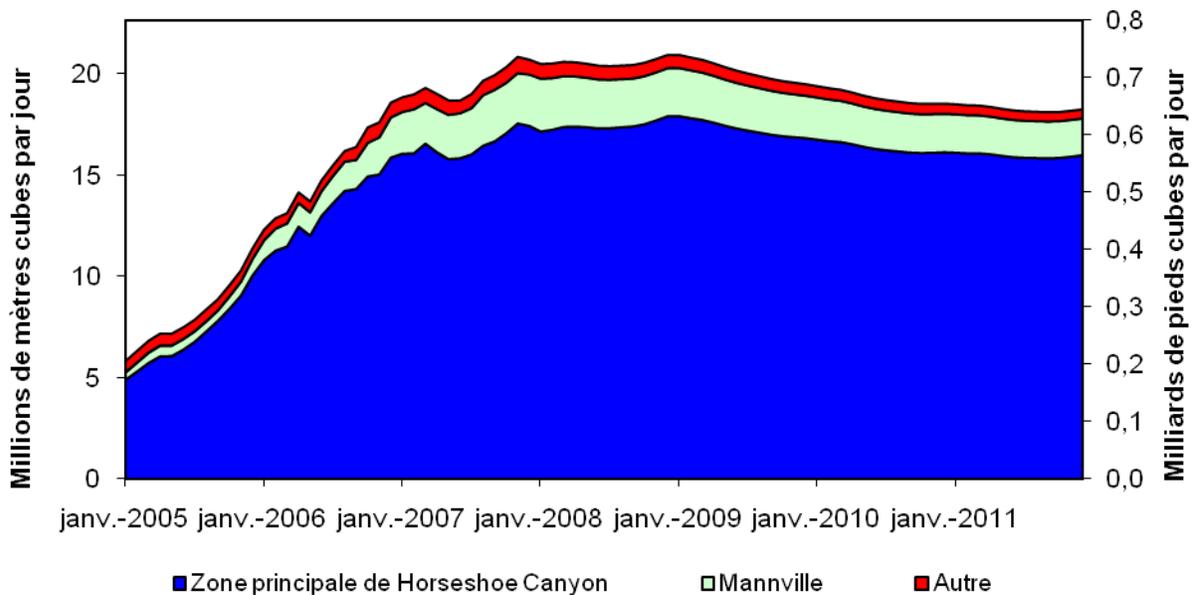
<sup>1</sup> Le terminal Canaport<sup>MD</sup>, au Nouveau-Brunswick, est le seul terminal d'importation de GNL en exploitation au pays. Étant donné que le gaz servant aux projets de GNL provient de l'extérieur du pays, le présent rapport n'en tient pas compte pour déterminer la productibilité gazière au Canada.

**Tableau 2 : Perspectives de productibilité de gaz au Canada selon la zone  
et le groupe de ressources – SCÉNARIO MÉDIAN**

Zone/ressource	Production passée		Projection					
	2008		2009		2010		2011	
	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /j	Mpi <sup>3</sup> /j	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /j	Mpi <sup>3</sup> /j	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /j	Mpi <sup>3</sup> /j	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /j	Mpi <sup>3</sup> /j
00 - AB – MH	21,10	745	20,15	711	18,84	665	18,26	645
<i>Horseshoe Canyon</i>	17,38	614	17,29	610	16,33	576	15,93	562
<i>Mannville</i>	3,01	106	2,25	79	1,99	70	1,85	65
<i>Autre</i>	0,71	25	0,61	21	0,53	19	0,47	17
01 - AB – Sud	45,96	1 622	42,45	1 499	36,90	1 302	33,97	1 199
<i>Réservoirs étanches</i>	30,51	1 077	28,92	1 021	25,53	901	23,56	832
02 - AB – Sud-ouest	10,51	371	9,03	319	7,88	278	7,07	250
<i>Réservoirs étanches</i>	2,85	101	2,46	87	2,14	76	1,88	66
03 - Zone sud des piémonts	3,17	112	4,44	157	4,05	143	3,71	131
04 - AB – Est	23,34	824	19,66	694	17,04	602	15,28	539
<i>Réservoirs étanches</i>	0,50	18	0,46	16	0,41	15	0,37	13
05 - AB – Centre	29,76	1 050	27,34	965	24,54	866	22,68	801
<i>Réservoirs étanches</i>	2,12	75	2,02	71	1,87	66	1,77	62
06 - AB – Centre-ouest	48,88	1 726	43,01	1 518	38,62	1 363	35,47	1 252
<i>Réservoirs étanches</i>	12,49	441	11,51	406	10,32	364	9,51	336
07 - Zone centrale des piémonts	32,37	1 143	29,05	1 026	26,02	918	23,78	839
<i>Réservoirs étanches</i>	1,67	59	1,05	37	0,79	28	0,63	22
08 - Kaybob	24,85	877	21,40	755	19,01	671	17,36	613
<i>Réservoirs étanches</i>	7,53	266	6,78	239	5,97	211	5,38	190
09 - AB – Deep Basin	60,73	2 144	56,71	2 002	54,72	1 931	52,59	1 856
<i>Réservoirs étanches</i>	47,17	1 665	45,84	1 618	44,77	1 580	43,28	1 528
10 - AB – Nord-est	17,14	605	13,72	484	11,65	411	9,97	352
11 - Peace River	20,23	714	17,66	623	15,52	548	14,12	498
12 - AB – Nord-ouest	15,10	533	12,62	445	11,17	394	10,02	354
13 - BC – Deep Basin	11,21	396	10,35	365	10,67	377	11,16	394
<i>Montney</i>	0,58	21	1,77	62	2,42	85	3,06	108
<i>Autre – Réservoirs étanches</i>	7,53	266	4,19	148	3,45	122	2,83	100
14 - Fort St. John	29,77	1 051	39,50	1 394	45,31	1 600	51,40	1 814
<i>Montney</i>	3,84	136	15,51	548	23,77	839	31,47	1 111
15 - BC – Nord-est	18,69	660	17,66	623	17,94	633	19,97	705
<i>Schistes de Horn River</i>	0,54	19	1,05	37	2,19	77	4,72	167
<i>Réservoirs étanches</i>	11,47	405	10,49	370	10,23	361	10,23	361
16 - BC – Piémonts	15,38	543	10,14	358	9,15	323	8,45	298
17 - SK – Sud-ouest	9,97	352	9,19	325	8,11	286	7,35	259
<i>Réservoirs étanches</i>	9,39	332	8,60	304	7,53	266	6,79	240
18 - SK – Ouest	5,49	194	4,70	166	4,08	144	3,64	128
19 - SK – Est	1,46	52	1,22	43	1,18	42	1,14	40
22 - Yukon et T.N.-O.	0,64	23	0,45	16	0,32	11	0,23	8
<b>Total – Classique</b>	<b>424,11</b>	<b>14 971</b>	<b>389,27</b>	<b>13 741</b>	<b>361,68</b>	<b>12 767</b>	<b>344,64</b>	<b>12 166</b>
<b>Total – Réservoirs étanches</b>	<b>137,66</b>	<b>4 859</b>	<b>139,61</b>	<b>4 928</b>	<b>139,20</b>	<b>4 914</b>	<b>140,76</b>	<b>4 969</b>
<b>Total – MH</b>	<b>21,10</b>	<b>745</b>	<b>20,15</b>	<b>711</b>	<b>18,84</b>	<b>665</b>	<b>18,26</b>	<b>645</b>
<b>Total – Schistes</b>	<b>0,54</b>	<b>19</b>	<b>1,05</b>	<b>37</b>	<b>2,19</b>	<b>77</b>	<b>4,72</b>	<b>167</b>
<b>Total – Ouest canadien</b>	<b>445,74</b>	<b>15 735</b>	<b>410,46</b>	<b>14 489</b>	<b>382,72</b>	<b>13 510</b>	<b>367,62</b>	<b>12 977</b>
Colombie-Britannique	75,05	2 649	77,65	2 741	83,08	2 933	90,98	3 212
Alberta	353,13	12 466	317,26	11 199	285,94	10 094	264,27	9 329
Saskatchewan	16,92	597	15,11	533	13,37	472	12,13	428
Yukon et Territoires du Nord-Ouest	0,64	23	0,45	16	0,32	11	0,23	8
Canada atlantique	12,47	440	9,77	345	9,06	320	13,84	489
Canada – Ailleurs	0,53	19	0,63	22	0,61	22	0,73	26
<b>Total – Canada</b>	<b>458,75</b>	<b>16 194</b>	<b>420,87</b>	<b>14 857</b>	<b>392,39</b>	<b>13 851</b>	<b>382,19</b>	<b>13 491</b>

Selon le scénario médian, on s'attend à ce que la productivité totale dans l'Ouest canadien diminue, étant donné que les déclinés de productivité de gaz classique contrebalancent largement les augmentations prévues de la productivité de gaz de schistes et de gaz de réservoirs étanches dans le nord-est de la Colombie-Britannique. La figure 1 illustre les perspectives de productivité de MH.

**Figure 1 : Productivité de MH selon la formation – SCÉNARIO MÉDIAN**



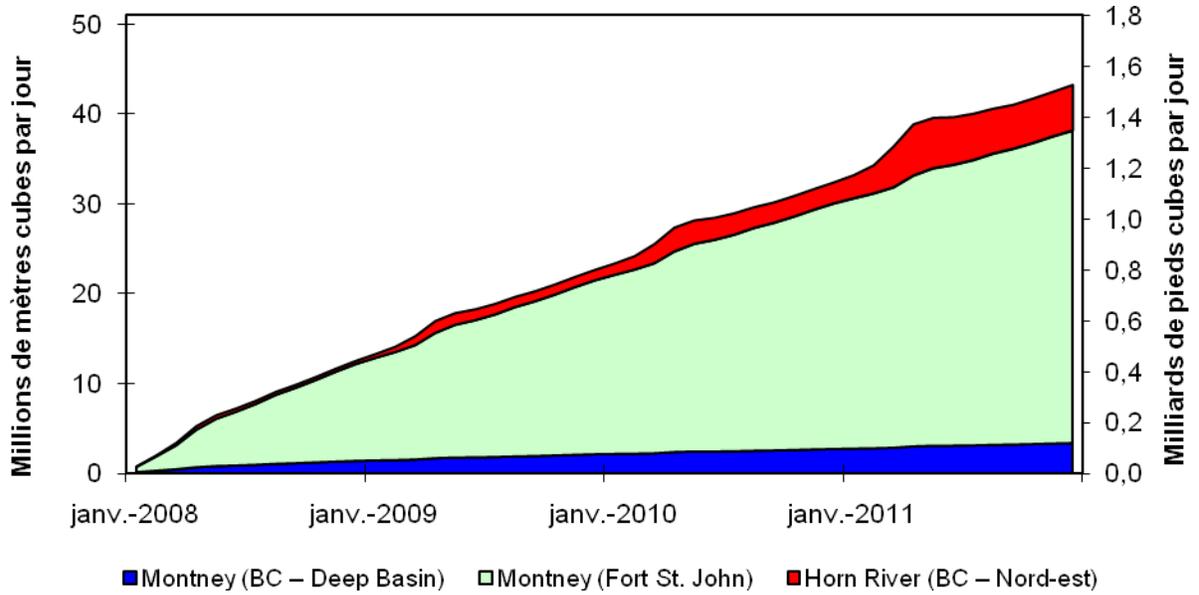
Dans l'ensemble, la productivité en Alberta devrait suivre une tendance à la baisse d'environ 9 % par année, compte tenu d'une réduction de près de la moitié des activités de forage gazier au cours des six premiers mois de 2009, puis s'améliorer graduellement pour atteindre, d'ici 2011, 73 % des niveaux enregistrés en 2008 (mesurée en jours de forage). La productivité en Colombie-Britannique devrait enregistrer une progression de presque 16 Mm<sup>3</sup>/j (0,6 Gpi<sup>3</sup>/j) en raison de la vigoureuse production provenant de la zone de Montney, qui ajoute à la productivité au cours de la période. La contribution du gaz de schistes de Horn River à la productivité devrait être assez modeste, soit d'en moyenne 4,7 Mm<sup>3</sup>/j (0,2 Gpi<sup>3</sup>/j) en 2011, et se faire au fil de la mise en valeur de la zone (figure 2).

La productivité de gaz en Saskatchewan devrait régresser d'en moyenne 10 % par année, plus précisément elle devrait être de 5,8 Mm<sup>3</sup>/j (0,2 Gpi<sup>3</sup>/j) de moins en 2011 qu'en 2008, en raison de l'intérêt suscité par la zone pétrolière de Bakken.

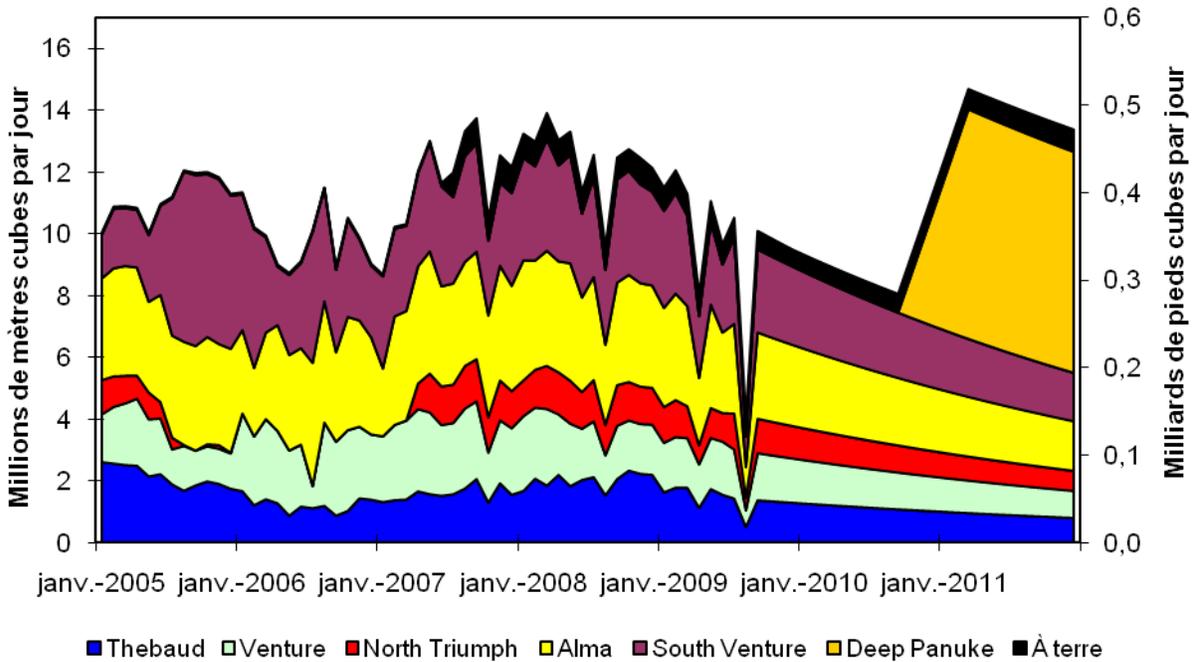
Dans le Canada atlantique, la productivité devrait baisser en raison de l'épuisement naturel du projet énergétique extracôtier de l'île de Sable (PÉES) et malgré un léger accroissement de la production tirée du gisement McCully, avant de s'accroître grâce au projet Deep Panuke qui devrait atteindre sa pleine capacité d'exploitation en 2011. La figure 3 illustre la productivité prévue compte tenu des cinq champs composant le PÉES, du projet Deep Panuke et de la production sur la terre ferme. Il convient de souligner que la contribution du PÉES à la

productivité chute brutalement en août 2009 en raison d'un arrêt d'exploitation pour effectuer des travaux d'entretien.

**Figure 2 : Productivité des zones de Montney et de Horn River – SCÉNARIO MÉDIAN**



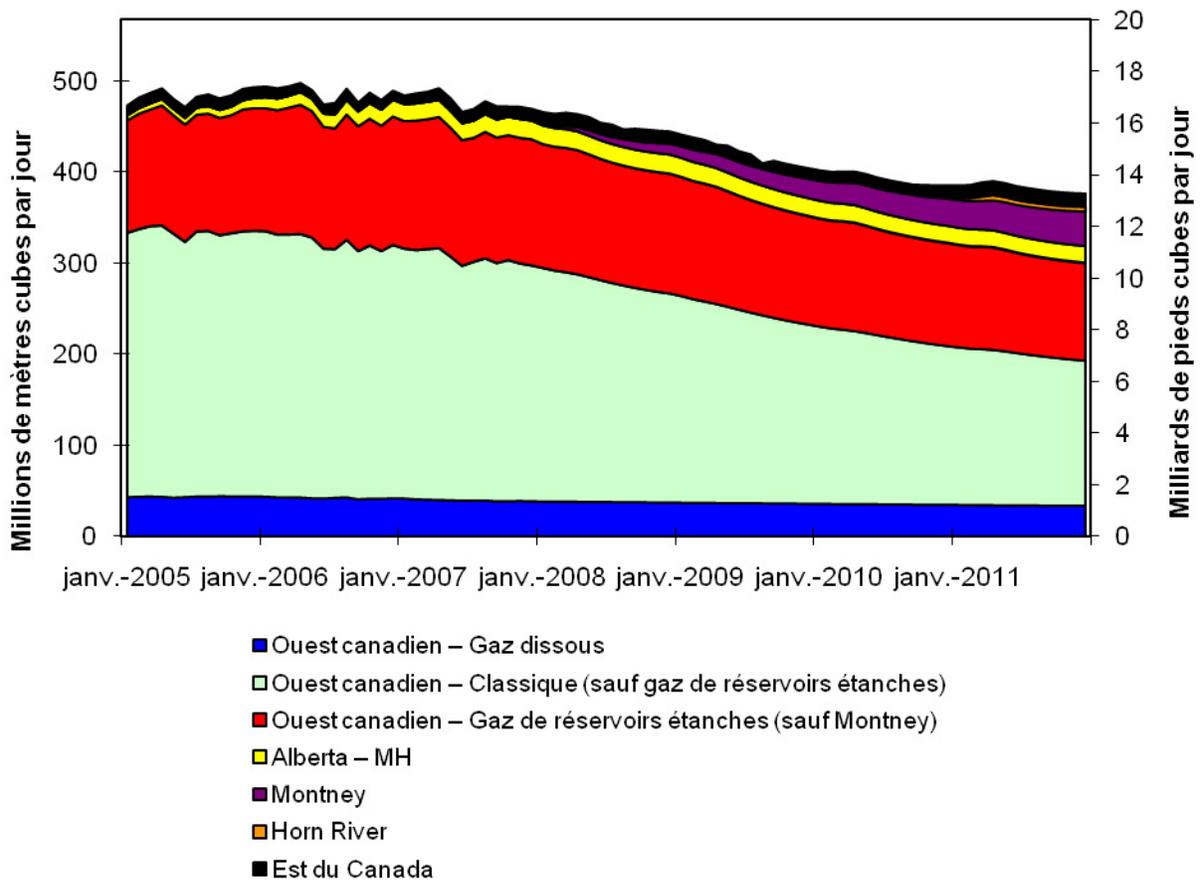
**Figure 3 : Productivité au Canada atlantique – SCÉNARIO MÉDIAN**



La productibilité prévue ailleurs au Canada (en Ontario, au Québec et dans certaines parties du nord des Territoires du Nord-Ouest) devrait demeurer relativement constante jusqu'en 2011, exception faite de l'hypothèse d'une production estimative de 0,1 Mm<sup>3</sup>/j (0,005 Gpi<sup>3</sup>/j) de gaz de schistes au Québec d'ici 2011.

La figure 4 illustre, pour le scénario médian, les perspectives de productibilité de gaz au Canada en fonction des principales sources d'approvisionnement au cours de la période de projection. La productibilité totale au Canada devrait diminuer tout au long de la période d'examen, quoiqu'à un rythme plus lent en 2011.

**Figure 4 : Perspectives de productibilité de gaz au Canada – SCÉNARIO MÉDIAN**

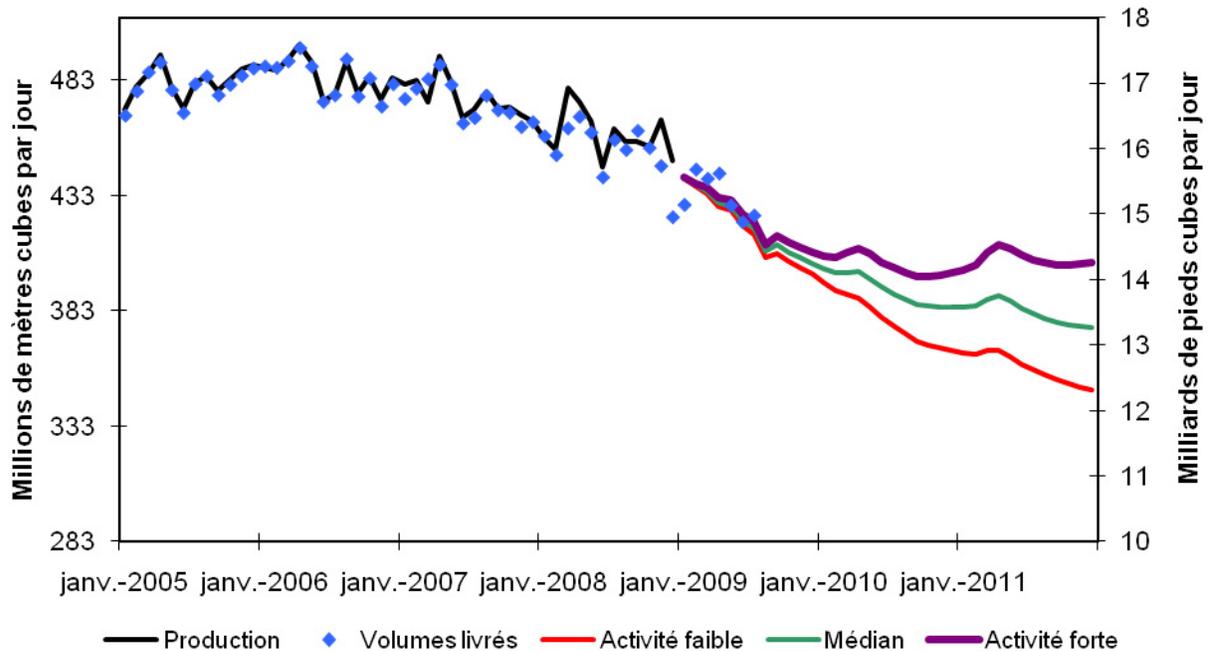


La figure 5 montre la productibilité en fonction des trois scénarios et de la production historique. Selon le scénario médian, la productibilité annuelle moyenne devrait régresser pour passer de 459 Mm<sup>3</sup>/j (16,2 Gpi<sup>3</sup>/j) en 2008 à 382 Mm<sup>3</sup>/j (13,5 Gpi<sup>3</sup>/j) en 2011. Selon le ralentissement des forages envisagé par le scénario d'activité faible, la productibilité devrait baisser pour s'établir à 358 Mm<sup>3</sup>/j (12,7 Gpi<sup>3</sup>/j). Selon le scénario d'activité forte, la productibilité de gaz au Canada baisserait en 2009 et en 2010 pour se stabiliser à un niveau de 405 Mm<sup>3</sup>/j (14,3 Gpi<sup>3</sup>/j) en 2011.

Dans le but d'illustrer le contexte du marché quant aux changements relatifs de la productibilité de gaz, les perspectives de l'Office sur la productibilité et la demande de gaz au Canada pendant la période de projection sont présentées au tableau 3. La demande gazière annuelle totale au

Canada devrait s'accroître de 20 Mm<sup>3</sup>/j (0,7 Gpi<sup>3</sup>/j) entre 2008 et 2011, principalement en raison de l'utilisation accrue de gaz pour la mise en valeur des sables bitumineux dans l'Ouest canadien. Tel qu'il a été indiqué plus haut, le scénario médian devrait voir un fléchissement de la productibilité de gaz de 77 Mm<sup>3</sup>/j (2,7 Gpi<sup>3</sup>/j) au cours de la même période.

**Figure 5 : Perspectives de productibilité de gaz au Canada – Comparaison des scénarios**



**Tableau 3 : Productibilité et demande annuelles moyennes au Canada**

	2008		2009		2010		2011	
	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /j	Gpi <sup>3</sup> /j	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /j	Gpi <sup>3</sup> /j	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /j	Gpi <sup>3</sup> /j	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /j	Gpi <sup>3</sup> /j
Productibilité au Canada – Scénario médian	458,7	16,19	420,9	14,86	392,4	13,85	382,2	13,49
Demande dans l'Ouest canadien	138,5	4,89	144,7	5,11	148,1	5,23	151,4	5,34
Demande dans l'Est du Canada	99,1	3,50	99,7	3,52	102,1	3,60	106,8	3,77

## Différences fondamentales par rapport aux projections précédentes

Depuis la publication du rapport de 2008 de l'Office<sup>2</sup>, les prix du gaz naturel ont diminué et les activités de forage ont ralenti. En outre, bien que les coûts pour l'industrie affichent un recul, la réduction des coûts ne suit pas le rythme de la baisse des prix. Enfin, les revenus dégagés à des fins de réinvestissement sont moins importants du fait de la réduction des volumes de production

2 Office national de l'énergie, *Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada 2008-2010* (www.neb-one.gc.ca)

et de la baisse des prix. Par conséquent, les prévisions relatives à la productibilité de gaz naturel ont été revues à la baisse pour la période examinée.

L'évaluation et la mise en valeur des zones canadiennes qui sont prometteuses en gaz de réservoirs étanches et en gaz de schistes devraient se poursuivre de manière modérée, en prévision d'un éventuel raffermissement des prix. Étant donné que le montant total de capitaux dont disposera l'industrie à des fins de réinvestissement sera probablement inférieur à ce qui avait été projeté par le passé, les activités ciblant du gaz de réservoirs étanches et du gaz de schistes risquent d'attirer une plus grande part des fonds au détriment d'autres projets gaziers et houillers, ce qui pourrait accélérer l'épuisement éventuel de ces ressources.

## Observations

- La productibilité de gaz naturel au Canada devrait continuer de suivre une tendance à la baisse tout au long de la période de projection, mais la pente de cette tendance devrait s'aplanir en 2011, lorsque les marchés commenceront à se stabiliser.
- La productibilité de gaz projetée au Canada sera plus que suffisante pour desservir les marchés canadiens.
- Le niveau de la demande de gaz naturel dépend d'un certain nombre de facteurs impondérables, tels que le rythme de la reprise économique mondiale et les conditions météorologiques. Une relance de la demande industrielle de gaz en Amérique du Nord (chauffage, procédés industriels et, indirectement, production d'électricité) contribuerait à ramener le marché plus rapidement à des conditions plus normales.
- Les tendances relatives de la productibilité de gaz naturel et de la demande ont une incidence sur le prix du gaz naturel. Les activités de forage gazier et la productibilité sont influencées par les prévisions de prix, les revenus de l'industrie et le coût des intrants.
- Si l'offre disponible et la demande commencent à tendre vers un équilibre éventuel, les prix amorceront une tendance haussière qui pourrait freiner voire infléchir le taux de diminution de la productibilité.
- En réaction à la baisse des prix, les activités de forage ciblant le gaz naturel classique et le MH au Canada et aux États-Unis ont ralenti de telle sorte qu'elles représentent environ la moitié des niveaux des années précédentes. Le gaz classique compte pour une majorité importante de l'approvisionnement gazier en Amérique du Nord. Le niveau antérieur des activités de forage ne visait en général qu'à compenser l'épuisement naturel afin de maintenir la productibilité à un niveau constant. Parce qu'il est peu probable qu'une fois réduites les activités de forage gazier arrivent à compenser l'épuisement naturel des gisements, la productibilité en Amérique du Nord risque de ralentir progressivement et, éventuellement, de commencer à exercer une pression à la hausse sur les prix.
- Les activités de forage ciblant le gaz de réservoirs étanches et le gaz de schistes dans le nord-est de la Colombie-Britannique, au Québec et dans les provinces Maritimes pourraient se poursuivre, à un niveau moindre en 2010, le temps de permettre à l'industrie d'approfondir ses connaissances et de perfectionner ses techniques. Les niveaux d'activité dans le nord-est de la Colombie-Britannique pourraient commencer à s'accroître pendant les saisons hivernales de 2010 et de 2011 si les projets

d'augmentation de la capacité de transport par pipeline reçoivent le feu vert et sont réalisés.

- Dans le Canada atlantique, la productibilité devrait baisser en raison de l'épuisement naturel du PÉES et malgré un léger accroissement de la production tirée du gisement McCully, avant de s'accroître grâce au projet Deep Panuke qui devrait atteindre sa pleine capacité d'exploitation en 2011. Il convient de souligner que la contribution du PÉES à la productibilité chute brutalement en août 2009 en raison d'un arrêt d'exploitation pour effectuer des travaux d'entretien.
- Au Canada, les investissements visant les activités gazières en amont pourraient subir la concurrence du pétrole brut, dont la valeur est plus élevée, des bassins gaziers qui se trouvent dans des régions présentant des avantages en termes de coûts (à proximité de marchés particuliers, par exemple) ou des régions où les activités de forage et de production doivent être effectuées rapidement car les droits de forage sont assortis d'une courte échéance. Les revenus totaux de l'industrie pouvant être réinvestis pourraient baisser en 2010, en raison de l'échéance de certaines opérations de couverture conclues à un moment où les prix étaient plus élevés.
- Les coûts de l'offre gazière au Canada ont fléchi par rapport aux sommets atteints en 2008, du fait d'une réduction marquée des activités et d'une baisse du coût de certains intrants. Les pertes subies, en termes de capacité et de nombre d'employés de forage et de service qualifiés, pendant le ralentissement économique pourraient avoir une incidence sur les futurs coûts de l'offre si les activités s'intensifiaient.
- D'autres facteurs pourraient contribuer à maintenir les prix du gaz naturel de l'Amérique du Nord sous la barre des 6 \$/GJ à 7 \$/GJ, ce que de nombreuses personnes estiment nécessaire à une reprise des forages ciblant du gaz classique au Canada. Au nombre de ces facteurs se trouveraient notamment des niveaux plus élevés d'importation de GNL en Amérique du Nord et la possibilité que débouchent sur les marchés des volumes supplémentaires de gaz naturel des États-Unis, provenant de puits ayant été fermés pour des raisons économiques jusqu'à ce que la capacité pipelinière s'accroisse ou de puits dont les travaux de complétion et de raccordement ont été reportés afin de ménager les finances de la société.
- L'Office a l'intention de publier son prochain rapport annuel sur les perspectives de productibilité à court terme de gaz naturel au Canada vers le mois de mars 2010.

# Annexe 1

**Tableau A.1 : Productibilité de gaz naturel au Canada selon la zone et le groupe de ressources – SCÉNARIO D'ACTIVITÉ FORTE**

Zone/ressource		Production passée		Projection					
		2008		2009		2010		2011	
		10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /j	Mpi <sup>3</sup> /j	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /j	Mpi <sup>3</sup> /j	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /j	Mpi <sup>3</sup> /j	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /j	Mpi <sup>3</sup> /j
00 -	AB – MH	21,10	745	20,59	727	20,54	725	21,78	769
	<i>Horseshoe Canyon</i>	17,38	614	17,68	624	17,78	628	18,84	665
	<i>Mannville</i>	3,01	106	2,29	81	2,20	78	2,43	86
	<i>Autre</i>	0,71	25	0,62	22	0,55	19	0,50	18
01 -	AB – Sud	45,96	1 622	42,45	1 499	36,90	1 302	34,74	1 226
	<i>Réservoirs étanches</i>	30,51	1 077	28,92	1 021	25,53	901	24,00	847
02 -	AB – Sud-ouest	10,51	371	9,05	319	7,98	282	7,31	258
	<i>Réservoirs étanches</i>	2,85	101	2,47	87	2,15	76	1,91	67
03 -	Zone sud des piémonts	3,17	112	4,44	157	4,06	143	3,74	132
04 -	AB – Est	23,34	824	19,66	694	17,04	602	15,40	544
	<i>Réservoirs étanches</i>	0,50	18	0,46	16	0,41	15	0,37	13
05 -	AB – Centre	29,76	1 050	27,39	967	24,81	876	23,43	827
	<i>Réservoirs étanches</i>	2,12	75	2,03	72	1,90	67	1,85	65
06 -	AB – Centre-ouest	48,88	1 726	43,07	1 520	38,99	1 376	36,46	1 287
	<i>Réservoirs étanches</i>	12,49	441	11,53	407	10,44	369	9,85	348
07 -	Zone centrale des piémonts	32,37	1 143	29,10	1 027	26,28	928	24,50	865
	<i>Réservoirs étanches</i>	1,67	59	1,05	37	0,79	28	0,65	23
08 -	Kaybob	24,85	877	21,44	757	19,27	680	18,07	638
	<i>Réservoirs étanches</i>	7,53	266	6,79	240	6,04	213	5,57	196
09 -	AB – Deep Basin	60,73	2 144	57,11	2 016	57,19	2 019	57,55	2 031
	<i>Réservoirs étanches</i>	47,17	1 665	46,22	1 631	47,11	1 663	47,87	1 690
10 -	AB – Nord-est	17,14	605	13,73	485	11,70	413	10,09	356
11 -	Peace River	20,23	714	17,69	625	15,71	555	14,64	517
12 -	AB – Nord-ouest	15,10	533	12,63	446	11,22	396	10,15	358
13 -	BC – Deep Basin	11,21	396	10,40	367	10,96	387	11,94	421
	<i>Montney</i>	0,58	21	1,77	62	2,42	85	3,11	110
	<i>Autre – Réservoirs étanches</i>	7,53	266	4,22	149	3,67	129	3,33	118
14 -	Fort St. John	29,77	1 051	39,72	1 402	46,28	1 634	53,45	1 887
	<i>Montney</i>	3,84	136	15,67	553	24,32	859	32,45	1 145
15 -	BC – Nord-est	18,69	660	18,63	658	20,42	721	24,06	849
	<i>Schistes de Horn River</i>	0,54	19	1,93	68	4,15	146	7,48	264
	<i>Réservoirs étanches</i>	11,47	405	10,56	373	10,66	376	11,34	400
16 -	BC – Piémonts	15,38	543	10,18	359	9,39	331	9,09	321
17 -	SK – Sud-ouest	9,97	352	9,21	325	8,20	289	7,60	268
	<i>Réservoirs étanches</i>	9,39	332	8,61	304	7,62	269	7,04	249
18 -	SK – Ouest	5,49	194	4,70	166	4,11	145	3,70	131
19 -	SK – Est	1,46	52	1,22	43	1,18	42	1,14	40
22 -	Yukon et T.N.-O.	0,64	23	0,45	16	0,32	11	0,23	8
<b>Total – Classique</b>		<b>424,11</b>	<b>14 971</b>	<b>390,34</b>	<b>13 779</b>	<b>367,84</b>	<b>12 985</b>	<b>359,81</b>	<b>12 701</b>
<b>Total – Réservoirs étanches</b>		<b>137,66</b>	<b>4 859</b>	<b>140,30</b>	<b>4 953</b>	<b>143,07</b>	<b>5 050</b>	<b>149,32</b>	<b>5 271</b>
<b>Total – MH</b>		<b>21,10</b>	<b>745</b>	<b>20,59</b>	<b>727</b>	<b>20,54</b>	<b>725</b>	<b>21,78</b>	<b>769</b>
<b>Total – Schistes</b>		<b>0,54</b>	<b>19</b>	<b>1,93</b>	<b>68</b>	<b>4,15</b>	<b>146</b>	<b>7,48</b>	<b>264</b>
<b>Total – BSOC</b>		<b>445,74</b>	<b>15 735</b>	<b>412,86</b>	<b>14 574</b>	<b>392,52</b>	<b>13 856</b>	<b>389,06</b>	<b>13 734</b>
	Colombie-Britannique	75,05	2 649	78,93	2 786	87,04	3 073	98,54	3 478
	Alberta	353,13	12 466	318,35	11 238	291,68	10 296	277,86	9 808
	Saskatchewan	16,92	597	15,13	534	13,48	476	12,44	439
	Yukon et Territoires du Nord-Ouest	0,64	23	0,45	16	0,32	11	0,23	8
	Canada atlantique	12,47	440	10,21	360	10,03	354	15,29	540
	Canada – Ailleurs	0,53	19	0,63	22	0,62	22	0,88	31
<b>Total – Canada</b>		<b>458,75</b>	<b>16 194</b>	<b>423,70</b>	<b>14 956</b>	<b>403,17</b>	<b>14 232</b>	<b>405,23</b>	<b>14 305</b>

**Tableau A.2 : Productibilité de gaz naturel au Canada selon la zone  
et le groupe de ressources – SCÉNARIO D'ACTIVITÉ FAIBLE**

Zone/ressource		Production passée		Projection					
		2008		2009				2008	
		10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /j	Mpi <sup>3</sup> /j	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /j	Mpi <sup>3</sup> /j	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /j	Mpi <sup>3</sup> /j	10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> /j	Mpi <sup>3</sup> /j
00 -	AB – MH	21,10	745	19,98	705	18,23	643	17,13	605
	<i>Horseshoe Canyon</i>	17,38	614	17,14	605	15,77	557	14,86	525
	<i>Mannville</i>	3,01	106	2,24	79	1,94	68	1,81	64
	Autre	0,71	25	0,61	21	0,52	18	0,46	16
01 -	AB – Sud	45,96	1 622	42,45	1 499	36,90	1 302	33,46	1 181
	<i>Réservoirs étanches</i>	30,51	1 077	28,92	1 021	25,53	901	23,28	822
02 -	AB – Sud-ouest	10,51	371	9,03	319	7,78	275	6,84	241
	<i>Réservoirs étanches</i>	2,85	101	2,46	87	2,13	75	1,86	66
03 -	Zone sud des piémonts	3,17	112	4,44	157	4,04	142	3,69	130
04 -	AB – Est	23,34	824	19,66	694	17,04	602	15,19	536
	<i>Réservoirs étanches</i>	0,50	18	0,46	16	0,41	15	0,37	13
05 -	AB – Centre	29,76	1 050	27,35	966	24,22	855	21,95	775
	<i>Réservoirs étanches</i>	2,12	75	2,02	71	1,83	65	1,68	59
06 -	AB – Centre-ouest	48,88	1 726	43,02	1 519	38,20	1 348	34,51	1 218
	<i>Réservoirs étanches</i>	12,49	441	11,51	406	10,18	359	9,18	324
07 -	Zone centrale des piémonts	32,37	1 143	29,06	1 026	25,72	908	23,07	814
	<i>Réservoirs étanches</i>	1,67	59	1,05	37	0,78	28	0,62	22
08 -	Kaybob	24,85	877	21,41	756	18,69	660	16,70	589
	<i>Réservoirs étanches</i>	7,53	266	6,78	239	5,89	208	5,20	184
09 -	AB – Deep Basin	60,73	2 144	56,80	2 005	51,77	1 828	47,34	1 671
	<i>Réservoirs étanches</i>	47,17	1 665	45,93	1 621	41,98	1 482	38,39	1 355
10 -	AB – Nord-est	17,14	605	13,72	484	11,59	409	9,86	348
11 -	Peace River	20,23	714	17,67	624	15,29	540	13,61	481
12 -	AB – Nord-ouest	15,10	533	12,62	446	11,10	392	9,91	350
13 -	BC – Deep Basin	11,21	396	10,08	356	9,92	350	10,12	357
	<i>Montney</i>	0,58	21	1,49	53	2,02	71	2,69	95
	Autre – <i>Réservoirs étanches</i>	7,53	266	4,47	158	3,58	126	2,69	95
14 -	Fort St. John	29,77	1 051	37,32	1 317	39,92	1 409	43,58	1 538
	<i>Montney</i>	3,84	136	13,32	470	18,89	667	24,64	870
15 -	BC – Nord-est	18,69	660	17,68	624	17,18	607	17,80	628
	<i>Schistes de Horn River</i>	0,54	19	1,05	37	2,09	74	3,76	133
	<i>Réservoirs étanches</i>	11,47	405	10,50	371	9,68	342	9,22	325
16 -	BC – Piémonts	15,38	543	10,15	358	8,88	314	7,82	276
17 -	SK – Sud-ouest	9,97	352	9,20	325	8,02	283	7,10	251
	<i>Réservoirs étanches</i>	9,39	332	8,60	304	7,44	263	6,54	231
18 -	SK – Ouest	5,49	194	4,70	166	4,06	143	3,58	126
19 -	SK – Est	1,46	52	1,22	43	1,18	42	1,14	40
22 -	Yukon et T.N.-O.	0,64	23	0,45	16	0,32	11	0,23	8
<b>Total – Classique</b>		<b>424,11</b>	<b>14 971</b>	<b>387,00</b>	<b>13 661</b>	<b>349,71</b>	<b>12 345</b>	<b>323,73</b>	<b>11 428</b>
<b>Total – Réservoirs étanches</b>		<b>137,66</b>	<b>4 859</b>	<b>137,53</b>	<b>4 855</b>	<b>130,34</b>	<b>4 601</b>	<b>126,37</b>	<b>4 461</b>
<b>Total – MH</b>		<b>21,10</b>	<b>745</b>	<b>19,98</b>	<b>705</b>	<b>18,23</b>	<b>643</b>	<b>17,13</b>	<b>605</b>
<b>Total – Schistes</b>		<b>0,54</b>	<b>19</b>	<b>1,05</b>	<b>37</b>	<b>2,09</b>	<b>74</b>	<b>3,76</b>	<b>133</b>
<b>Total – BSOC</b>		<b>445,74</b>	<b>15 735</b>	<b>408,03</b>	<b>14 403</b>	<b>370,03</b>	<b>13 062</b>	<b>344,63</b>	<b>12 165</b>
	Colombie-Britannique	75,05	2 649	75,23	2 656	75,90	2 679	79,31	2 800
	Alberta	353,13	12 466	317,23	11 198	280,55	9 903	253,27	8 940
	Saskatchewan	16,92	597	15,11	533	13,26	468	11,82	417
	Yukon et Territoires du Nord-Ouest	0,64	23	0,45	16	0,32	11	0,23	8
	Canada atlantique	12,47	440	9,59	339	8,62	304	13,16	464
	Canada – Ailleurs	0,53	19	0,63	22	0,61	22	0,59	21
<b>Total – Canada</b>		<b>458,75</b>	<b>16 194</b>	<b>418,25</b>	<b>14 764</b>	<b>379,26</b>	<b>13 388</b>	<b>358,38</b>	<b>12 651</b>