



Office national  
de l'énergie

National Energy  
Board

# Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada

2011-2013



ÉVALUATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE MAI 2011

Canada



Office national  
de l'énergie

National Energy  
Board

# Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada

2011 - 2013

gaz

ÉVALUATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE MAI 2011

---

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.

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.

Le présent rapport ne fournit aucune indication relativement à l'approbation ou au rejet d'une demande quelconque. L'Office étudie chaque demande en se fondant sur les documents qui lui sont soumis en preuve à ce moment.

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.

If a party wishes to rely on material from this report in any regulatory proceeding before the NEB, it may submit the material, just as it may submit any public document. Under these circumstances, the submitting party in effect adopts the material and that party could be required to answer questions pertaining to the material.

This report does not provide an indication about whether any application will be approved or not. The Board will decide on specific applications based on the material in evidence before it at that time.

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 représentée par l'Office national de l'énergie 2011

N° de cat. NE2-1/2011F-PDF  
ISSN 1910779X

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

© Her Majesty the Queen in Right of Canada as represented by the National Energy Board 2011

Cat. No. NE2-1/2011E-PDF  
ISSN 1910-7773

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

<b>Listes des figures et des tableaux</b>	<b>i</b>
<b>Liste des sigles et des abréviations</b>	<b>ii</b>
<b>Listes des unités et des facteurs de conversion</b>	<b>iii</b>
<b>Avant-propos</b>	<b>iv</b>
<b>Chapitre 1 : Aperçu</b>	<b>1</b>
<b>Chapitre 2 : Principaux déterminants et résultats</b>	<b>2</b>
<b>Chapitre 3 : Analyse</b>	<b>5</b>
<b>Chapitre 4 : Perspectives de productibilité</b>	<b>7</b>
<b>Chapitre 5 : Différences fondamentales par rapport aux projections précédentes</b>	<b>12</b>
<b>Chapitre 6 : Observations</b>	<b>13</b>
<b>Annexes</b>	<b>14</b>

## FIGURES

4.1	Perspectives de productibilité	7
4.2	Graphique comparatif des jours de forage ciblant du gaz	8
4.3	Graphique comparatif des puits forés ciblant du gaz	8

## TABLEAUX

3.1	Aperçu des hypothèses et productibilité	6
4.1	Scénario de prix médians - résumé et résultats	9
4.2	Scénario de prix élevés - résumé et résultats	10
4.3	Scénario de prix bas - résumé et résultats	11
4.4	Productibilité et demande moyennes au Canada	11

---

## L I S T E D E S S I G L E S E T D E S A B R É V I A T I O N S

BSOC	bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
CH	carrefour Henry (prix de référence du gaz nord-américain)
ÉMÉ	évaluation du marché de l'énergie
GNL	gaz naturel liquéfié
LGN	liquides de gaz naturel
MH	méthane de houille
Office	Office national de l'énergie
PSAC	Petroleum Services Association of Canada

### Unités

$m^3$	= mètre cube
$Mpi^3$	= million de pieds cubes
$Gpi^3$	= milliard de pieds cubes
$m^3/j$	= mètres cubes par jour
$Mm^3/j$	= millions de mètres cubes par jour
$Mpi^3/j$	= millions de pieds cubes par jour
$Gpi^3/j$	= milliards de pieds cubes par jour
GJ	= gigajoule
MBTU	= million de BTU

### Facteurs de conversion courants du gaz naturel

1  $Mm^3$  (à 101,325 kPa abs. et 15 °C) = 35,3  $Mpi^3$  (à 14,73 lb/po<sup>2</sup> abs. et 60 °F)

1 GJ = 0,95  $kpi^3$  = 0,95 MBTU = 0,95 décatherme

### Notation des prix

Les prix du gaz naturel nord-américain sont ceux au carrefour Henry et ils sont exprimés en \$US/MBTU.

Les prix du gaz naturel canadien sont les prix de référence du gaz en Alberta et ils sont exprimés en \$CAN/GJ.

---

# AVANT-PROPOS

L'Office national de l'énergie (l'ONÉ ou l'Office) est un organisme fédéral indépendant qui a pour raison d'être de promouvoir, dans l'intérêt public<sup>1</sup> canadien, la sûreté et la sécurité, la protection de l'environnement, et l'efficacité de l'infrastructure énergétique et des marchés de l'énergie, 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.

La réglementation de la construction et de l'exploitation des oléoducs et des gazoducs internationaux et interprovinciaux, des lignes internationales de transport d'électricité et de lignes interprovinciales désignées comptent au nombre des principales responsabilités de l'Office. L'ONÉ réglemente en outre les droits et les tarifs des pipelines qui sont de son ressort. Par ailleurs, au chapitre des produits énergétiques eux mêmes, il réglemente les exportations de gaz naturel, de pétrole, de liquides de gaz naturel (LGN) et d'électricité ainsi que les importations de gaz naturel. Enfin, il réglemente l'exploration et la mise en valeur du pétrole et du gaz naturel dans les régions pionnières et les zones extracôtières qui ne sont pas assujetties à des ententes de gestion provinciales ou fédérales.

L'Office surveille également les marchés de l'énergie afin de formuler un avis sur les besoins énergétiques normalement prévisibles du Canada, eu égard aux perspectives liées aux découvertes de pétrole ou de gaz au Canada<sup>2</sup>. Dans le cadre de cette surveillance, l'Office publie périodiquement des évaluations de l'offre et de la demande sur les marchés de l'énergie et du gaz naturel au Canada. Ces évaluations traitent de nombreux aspects des marchés de l'énergie au Canada. La présente évaluation du marché de l'énergie (ÉME), intitulée *Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada 2011-2013*, en est une. Elle examine les facteurs qui, à court terme, ont des répercussions sur l'offre de gaz naturel au Canada, en plus de présenter les perspectives de productibilité d'ici la fin de 2013.

Pendant la rédaction du rapport, outre la réalisation d'une analyse quantitative, l'Office 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 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.

---

1 L'intérêt public englobe les intérêts de tous les Canadiens et Canadiennes; il s'agit d'un équilibre entre les intérêts économiques, environnementaux et sociaux qui change en fonction de l'évolution des valeurs et des préférences de la société.

2 Il s'agit d'une activité faisant partie du mandat de l'ONÉ, conformément à la partie VI de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et la décision GHR-1-87 de l'ONÉ.

---

Le présent rapport ne fournit aucune indication relativement à l'approbation ou au rejet d'une demande quelconque. L'Office étudie chaque demande en se fondant sur les documents qui lui sont soumis en preuve à ce moment.

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.

Le présent rapport ne fournit aucune indication relativement à l'approbation ou au rejet d'une demande quelconque. L'Office étudie chaque demande en se fondant sur les documents qui lui sont soumis en preuve à ce moment.



## APERÇU

Le présent rapport a pour principal objectif de présenter les perspectives actuelles en matière de productibilité (c'est-à-dire la capacité de produire du gaz à partir de puits nouveaux et existants) de gaz naturel au Canada d'ici la fin de 2013.

Les principaux facteurs qui ont une incidence sur la productibilité au cours de la période à l'étude sont les suivants :

- l'offre excédentaire de gaz naturel en Amérique du nord, attribuable à la croissance des approvisionnements en gaz de schiste aux États-Unis et au ralentissement de la croissance de la demande gazière depuis la récession de 2009;
- le déplacement des activités de forage en Amérique du Nord, pour cibler du pétrole brut et d'autres hydrocarbures liquides (propane, butanes et pentanes plus) plutôt que du gaz naturel, afin de tirer profit de la hausse des prix du pétrole.

Ces facteurs ont détourné du gaz naturel les investissements et les activités de forage au Canada, ce qui, malgré des réserves importantes, pourrait entraîner un recul de la productibilité de gaz naturel au pays au cours de la période de projection. Malgré ce recul potentiel, il est prévu que la productibilité de gaz au Canada sera plus que suffisante pour desservir les marchés canadiens.

Si l'offre disponible et la demande commencent à tendre vers un équilibre sur le marché gazier nord-américain, les prix amorceront une tendance haussière qui pourrait freiner voire infléchir le recul de la productibilité de gaz naturel au Canada.

Le scénario de prix médians provoque une diminution de la productibilité, qui passerait ainsi de 380 Mm<sup>3</sup>/j (13,4 Gpi<sup>3</sup>/j) en 2011 à 374 Mm<sup>3</sup>/j (13,2 Gpi<sup>3</sup>/j) en 2012, puis à 364 Mm<sup>3</sup>/j (12,8 Gpi<sup>3</sup>/j) en 2013.

## PRINCIPAUX DÉTERMINANTS ET RÉSULTATS

Au nombre des facteurs importants ayant une incidence sur la productibilité de gaz naturel au Canada se trouvent ceux énoncés ci-après.

- La production de gaz de schiste aux États-Unis progresse à un rythme plus rapide que la demande gazière en Amérique du Nord.
- L'accroissement de la production de gaz de schiste permet aux États-Unis de répondre à une plus grande proportion de sa demande intérieure, ce qui élimine en partie les possibilités d'exportation de gaz naturel du Canada vers son voisin du Sud.
  - Deux nouveaux gazoducs doivent être mis en service en 2011 pour acheminer la production américaine vers le Midwest et le long de la côte Ouest, c'est-à-dire vers des marchés d'exportation traditionnels du Canada<sup>3</sup>.
- Sur certains marchés de production d'électricité, les centrales alimentées au gaz naturel font concurrence aux centrales au charbon dont les chaudières sont plus anciennes et moins efficaces. Cette concurrence se produit lorsque les prix du gaz naturel en Amérique du Nord fléchissent pour s'établir à un niveau inférieur à celui des prix du charbon sur ces marchés.
- La production gazière au Canada suscite moins d'intérêt du fait du fléchissement des prix allié au recul des exportations vers les États-Unis.
- En réaction, les producteurs canadiens délaissent le gaz naturel pour concentrer leurs activités de forage sur les zones prometteuses en pétrole brut.
  - Par le passé, le gaz naturel était ciblé dans près de 80 % des forages au Canada; en 2010 et 2011, ce pourcentage a chuté à environ 40 %.
  - Les techniques de forage horizontal et de fracturation hydraulique en plusieurs étapes utilisées pour la mise en valeur des zones schisteuses servent maintenant à récupérer du pétrole brut de formations auparavant considérées comme étant trop imperméables pour en tirer des quantités commerciales de pétrole.
  - Toute intensification des activités de forage pétrolier contribuera aux contraintes liées à la main-d'œuvre ainsi qu'à l'inflation des coûts dans le secteur du forage et des services. L'inflation générale des coûts se répercutera sur les activités ciblant du gaz naturel au Canada, ce qui ajoutera au défi concurrentiel posé par le fléchissement des prix du gaz.

---

3 Mis en service en janvier 2011, le gazoduc Bison, d'une capacité initiale de 14,1 Mm<sup>3</sup>/j (0,4 Gpi<sup>3</sup>/j), transporte du gaz naturel du Wyoming jusqu'au gazoduc de Northern Border, qui dessert le Midwest américain. Avant d'entrer en service en juin 2011, le gazoduc Ruby, d'une capacité de 52,9 Mm<sup>3</sup>/j (1,5 Gpi<sup>3</sup>/j), doit acheminer du gaz naturel du Wyoming jusqu'à la région du nord-ouest du Pacifique et la Californie.

- 
- Dans les formations profondes de la Colombie-Britannique et la partie ouest de l'Alberta, les producteurs canadiens parviennent à forer un plus grand nombre de puits dont la productivité est grande.
    - Certains changements apportés à la réglementation de la province de l'Alberta autorisent maintenant la production simultanée de formations multiples, ce qui permet d'accroître la productivité des nouveaux puits dans ces régions.
    - Grâce à de nouveaux appareils de forage à grande puissance, les activités de forage profond gagnent en efficacité.
    - Il est probable qu'en raison de la faible productivité des nouveaux puits, les activités ciblant du gaz dans les gisements à faible profondeur ralentiront dans le sud-est de l'Alberta, en Saskatchewan et au Nouveau-Brunswick.
  - Au pays, le nombre de forages ciblant du gaz naturel au cours de la période à l'étude pourrait ne pas suffire pour contrebalancer la baisse constante de production des puits existants. En pareil cas, il y aurait diminution graduelle de la productibilité générale de gaz naturel de 2011 à 2013.
  - Le ralentissement des activités de forage gazier commence à avoir une incidence sur le gaz de schiste du bassin de la rivière Horn, en Colombie-Britannique, où l'intensité des travaux allait croissant jusqu'à récemment.
    - Les producteurs qui limitent leurs activités de forage dans le bassin de la rivière Horn en 2011 ne renoncent pas pour autant à leurs intérêts dans la région. Ils semblent plutôt ralentir le rythme momentanément jusqu'à ce que les conditions du marché s'améliorent.
    - D'autres producteurs de cette région pourraient maintenir ou accroître le niveau de leurs activités pendant la période à l'étude, si des ententes conclues avec des partenaires de coentreprise permettaient de couvrir une partie des coûts de forage.
  - Les producteurs continueront de cibler les gisements de gaz naturel riches en hydrocarbures liquides (propane, butanes et pentanes plus) puisque ceux-ci constituent une source supplémentaire de revenus.
  - Selon le calendrier de mise en valeur, le projet Deep Panuke, au large de la Nouvelle-Écosse, devrait commencer à produire du gaz naturel au deuxième semestre de 2011. Les volumes attendus du projet devraient permettre de contrer la baisse constante de la production des champs gaziers de l'île de Sable.
  - Au Québec, l'exploitation du gaz de schiste fait présentement l'objet de consultations publiques et d'examen de la réglementation. Par conséquent, la productibilité de gaz naturel de la province n'a pas été incluse dans les perspectives nationales.
  - Pendant la majeure partie de 2010 et au début de 2011, les importations de gaz naturel liquéfié (GNL) du Canada et des États-Unis ont tourné autour de 45,9 Mm<sup>3</sup>/j (1,3 Gpi<sup>3</sup>/j), ce qui ne représente qu'environ 8 % de la capacité d'importation des deux pays. Les importations de GNL ne sont pas susceptibles de s'accroître tant que les conditions d'offre excédentaire sur le continent maintiendront les prix sous ceux des marchés régionaux de l'Europe et de l'Asie-Pacifique.
  - La possibilité qu'un approvisionnement supplémentaire en gaz naturel des États-Unis débouche sur le marché assez rapidement constitue un facteur modérateur de tout raffermissement potentiel des prix du gaz naturel en Amérique du Nord. Cet approvisionnement supplémentaire comprend les stocks de puits forés mais n'ayant pas

---

encore été complétés ou raccordés au réseau pipelinier. Les travaux de complétion d'une bonne partie de ces puits sont en attente en raison de la forte demande à l'égard des activités de pompage effectuées dans le cadre du processus de fracturation hydraulique. Il en résulte une situation où les puits forés ne peuvent entrer en production immédiatement parce qu'ils n'ont pas été complétés ou raccordés à un réseau.

## ANALYSE

Le ralentissement des activités de forage gazier et l'accroissement de la demande en Amérique du Nord pourraient provoquer une tendance haussière des prix du gaz naturel qui favoriserait l'intensification des forages. Le moment et l'ampleur d'une éventuelle transition d'un déclin à un regain des activités gazières sont toutefois incertains. Pour contribuer à lever l'incertitude, la présente ÉMÉ, *Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada 2011-2013*, se penche sur trois scénarios possibles de productibilité de gaz naturel au Canada. 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 des niveaux de forage dans les zones prometteuses de Montney et de la rivière Horn, dans le nord-est de la Colombie-Britannique. L'annexe A décrit en détail la méthodologie utilisée pour établir les projections de productibilité. Les trois scénarios sont :

- un scénario de prix médians, où les prix accusent une baisse en 2011 avant d'amorcer une tendance à la hausse en 2012 et 2013;
- un scénario de prix élevés selon lequel les prix dépassent ceux de 2010 tout au long de la période de 2011 à 2013;
- un scénario de prix bas où les prix demeurent inférieurs aux prix de 2010 pendant toute la période à l'étude.

Le tableau 3.1 résume les principales hypothèses de départ des scénarios ainsi que les résultats de productibilité.

L'Ouest canadien constitue la principale source de production gazière commercialisable et représente actuellement environ 98 % de la production canadienne. Presque tout le reste de la production gazière canadienne provient des provinces Maritimes et une petite partie du Canada central et des Territoires du Nord-Ouest<sup>4</sup>.

Pour les besoins de la présente analyse, l'Office a divisé la production gazière de l'Ouest canadien en trois catégories : gaz classique, méthane de houille (MH) et gaz de schiste. 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, l'Office a subdivisé 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 groupées par affinités géologiques. L'annexe B décrit en détail les caractéristiques des ressources.

Bien que les prix du marché aient une incidence sur eux, les producteurs peuvent ne pas modifier immédiatement leurs plans de forage. Les participants aux marchés du gaz naturel peuvent

---

4 Le terminal méthanier Canaport au Nouveau-Brunswick est le seul terminal méthanier en exploitation au Canada. Comme le gaz pour ces projets de GNL provient de l'extérieur du pays, le présent rapport n'en tient pas compte pour déterminer la productibilité de gaz au Canada.

**T A B L E A U 3 . 1**
**Aperçu des hypothèses et productibilité**

	2010	Scénario de prix médians			Scénario de prix élevés			Scénario de prix bas		
		2011	2012	2013	2011	2012	2013	2011	2012	2013
Prix moyen (en \$US/MBTU) au carrefour Henry (CH)	4,38 \$ <sup>1</sup>	4,25 \$	4,50 \$	5,00 \$	5,25 \$	5,50 \$	6,00 \$	3,50 \$	3,75 \$	4,00 \$
Prix de référence du gaz albertain (en \$CAN/GJ)	3,57 \$ <sup>2</sup>	3,70 \$	3,92 \$	4,35 \$	4,72 \$	4,94 \$	5,37 \$	3,01 \$	3,23 \$	3,41 \$
Dépenses de forage ciblant du gaz naturel (en M\$)		7 901	7 949	7 827	10 274	10 418	11 256	5 642	5 567	5 427
Jours de forage ciblant du gaz naturel		48 116	46 103	43 237	60 273	55 561	54 081	34 358	32 600	30 853
Puits ciblant du gaz naturel	4 309 <sup>3</sup>	4 033	3 667	3 375	5 105	4 394	4 201	2 632	2 250	1 876
Proportion des jours de forage ciblant du gaz naturel (en %)	40	40	40	40	41	42	43	39	39	38
Nombre d'appareils de forage dans le parc du BSOC	799 <sup>4</sup>	804	795	788	810	802	794	786	773	759
<b>Productibilité au Canada (en Mm<sup>3</sup>/j)</b>	<b>403<sup>5</sup></b>	<b>380</b>	<b>374</b>	<b>364</b>	<b>387</b>	<b>392</b>	<b>389</b>	<b>371</b>	<b>351</b>	<b>331</b>
<b>Productibilité au Canada (en Gpi<sup>3</sup>/j)</b>	<b>14,2</b>	<b>13,4</b>	<b>13,2</b>	<b>12,8</b>	<b>13,7</b>	<b>13,8</b>	<b>13,7</b>	<b>13,1</b>	<b>12,4</b>	<b>11,7</b>

1. Perspectives énergétiques à court terme de l'EIA publiées le 8 février 2011 (<http://www.eia.doe.gov/emeu/steo/pub/contents.html>)
2. Gouvernement de l'Alberta, antécédents du prix de référence du gaz albertain - Janvier à décembre 2010 (<http://www.energy.alberta.ca/NaturalGas/1322.asp>)
3. Estimation de la PSAC (au 31 janvier 2011)
4. Estimation de la CAODC (au 22 octobre 2010)
5. Moyenne annuelle de la production provinciale enregistrée. Estimations fondées sur des relevés sur le terrain en l'absence de données provinciales.

« protéger » les prix qu'ils paient ou reçoivent en contrepartie d'un prix convenu (ou une fourchette de prix) pour les opérations futures. Une telle façon de faire a permis à certains producteurs gaziers d'obtenir en 2010 un prix moyen supérieur au prix de règlement immédiat des opérations effectuées au cours de l'année. Selon les tendances de prix sous-jacentes, la possibilité d'une majoration ou d'une réduction de prix peut découler de l'opération de couverture. Il semble que des volumes moins élevés de gaz fassent l'objet d'une couverture en 2011 comparativement à 2010, ce qui se traduira vraisemblablement, pour les producteurs, par une majoration moindre par rapport aux prix du marché. Pour tenir compte de certains des effets des opérations de couverture au cours de la période à l'étude, les projections supposent que le forage de puits supplémentaires se fait à des prix supérieurs à ceux projetés.

## PERSPECTIVES DE PRODUCTIBILITÉ

Les trois scénarios permettent d'examiner un éventail de possibilités, du scénario de prix bas, qui présente peu de stimulants économiques à la production de gaz au Canada en raison de l'offre excédentaire continue, au scénario de prix élevés, où l'offre et la demande de gaz naturel atteignent rapidement l'équilibre, ce qui fournit la forte impulsion nécessaire à la stabilité des activités gazières au Canada. Plus modéré, le scénario de prix médians suppose que le marché effectue une transition graduelle vers un certain équilibre en 2013. La figure 4.1 compare les trois perspectives de productibilité de gaz naturel au Canada jusqu'en 2013.

L'intensité des activités de forage sur laquelle reposent les perspectives de productibilité indiquées a été déterminée au moyen d'hypothèses relatives aux investissements de capitaux et d'estimations des coûts de forage. Les figures 4.2 et 4.3 comparent les activités de forage ciblant du gaz naturel selon chacun des trois scénarios, respectivement en termes de jours de forage ciblant du gaz et de puits forés ciblant du gaz.

### Scénario de prix médians

Selon ce scénario, les conditions d'offre excédentaire donnent une impulsion à la baisse aux prix du gaz naturel nord-américain en 2011. Par ricochet, les producteurs réduisent leurs activités de forage gazier aux États-Unis et au Canada. La faible intensité des forages freine la croissance de la production américaine à la fin de 2011 et l'augmentation de la demande en 2011 se traduit par des conditions de marché plus équilibrées en 2012. La stabilité des marchés favorise le raffermissement

FIGURE 4.1

### Perspectives de productibilité

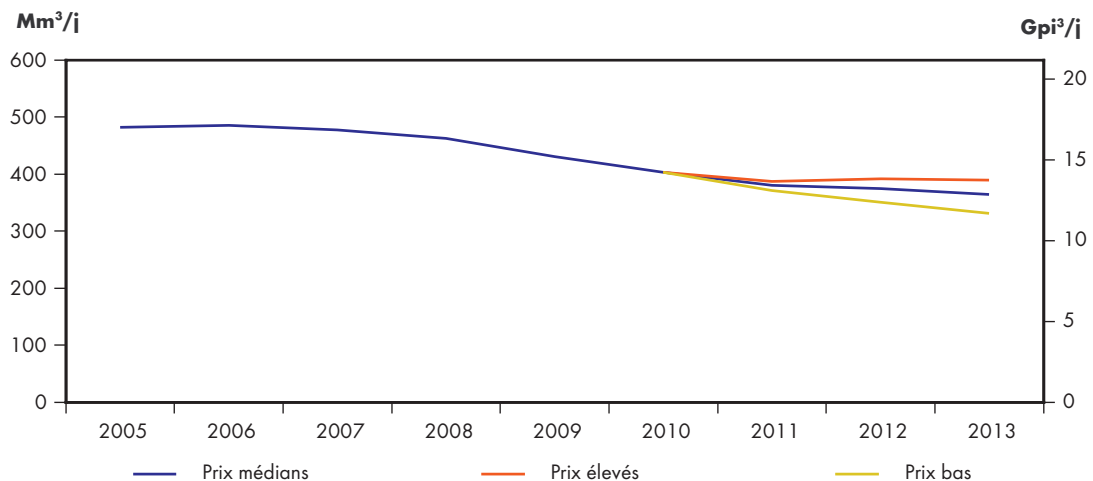


FIGURE 4.2

**Graphique comparatif des jours de forage ciblant du gaz**

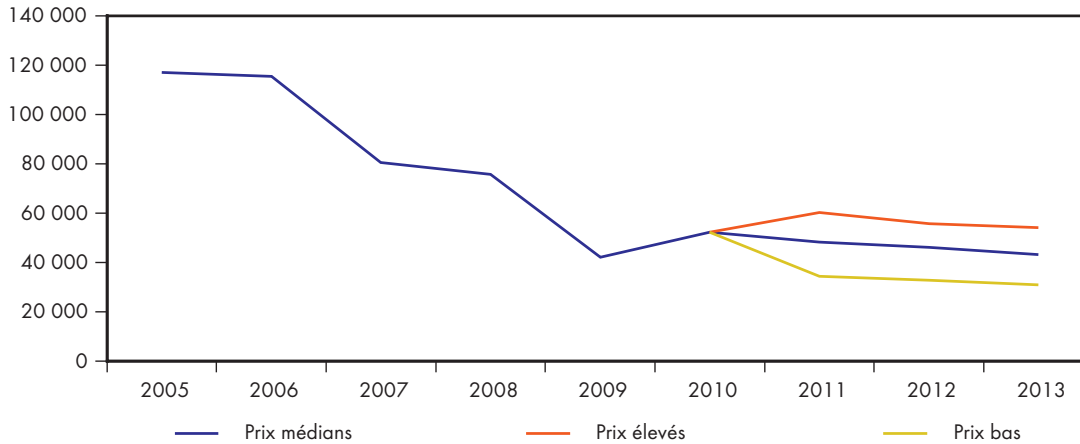
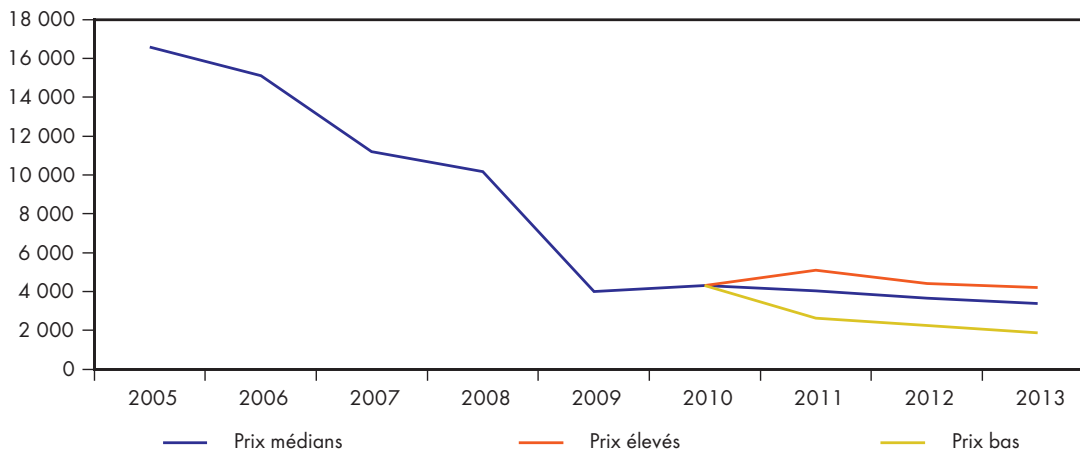


FIGURE 4.3

**Graphique comparatif des puits forés ciblant du gaz**



graduel des prix du gaz naturel. La modeste hausse des prix ne suffit toutefois pas pour intensifier les activités de forage gazier au Canada en 2012 et en 2013.

**Productibilité**

Selon ce scénario, la productibilité de gaz naturel au Canada, malgré la tendance baissière qu'elle suit, est plus que suffisante pour répondre adéquatement aux besoins des Canadiens. Avec le ralentissement des activités de forage en 2012 et en 2013, le taux de diminution de la productibilité ne décroît que légèrement du fait de la mise en service de puits à productivité élevée. Grâce au forage de 268 puits dans la région de Montney et de 82 puits dans la région de la rivière Horn, les activités ciblant du gaz de réservoirs étanches et du gaz de schiste s'accroissent en 2012 et en 2013. Dans la région de la rivière Horn, la productibilité passe de 6,9 Mm<sup>3</sup>/j (243 Mpi<sup>3</sup>/j) en 2010 à 16,1 Mm<sup>3</sup>/j (570 Mpi<sup>3</sup>/j) en 2013. Dans la région de Montney, en Colombie Britannique, elle augmente aussi, passant de 13,5 Mm<sup>3</sup>/j (476 Mpi<sup>3</sup>/j) en 2010 à 53,35 Mm<sup>3</sup>/j (1883 Mpi<sup>3</sup>/j) en 2013.



## Répercussions

Le scénario repose sur le ralentissement des activités de forage ciblant du gaz de schiste aux États-Unis dans le but de favoriser la progression de la demande gazière et l'atteinte d'un certain équilibre avec l'offre de manière à susciter des conditions de

marché plus stables. Il est possible que ce ralentissement des forages ciblant du gaz de schiste aux États-Unis soit le résultat de l'achèvement des forages nécessaires pour conserver les actifs obtenus par bail-achat au cours de la période de 2008. En effet, pour conserver un bail-achat, il faut qu'au moins un puits soit en production dans chaque zone. Le producteur peut alors commencer à détourner ses activités de forage vers le pétrole. La croissance de la demande de gaz du Canada permettrait de consommer une plus grande proportion de la production, ce qui aurait pour effet de réduire les volumes disponibles à l'exportation nette.

Les résultats complets propres à ce scénario sont présentés à l'annexe C.

## Scénario de prix élevés

Selon le scénario de prix élevés, l'approvisionnement en gaz de schiste aux États-Unis pourrait diminuer rapidement, malgré les prix supérieurs pendant la période par rapport à 2010. La situation pourrait être attribuable à un manque de main-d'œuvre et d'équipement pour les activités de fracturation hydraulique aux États-Unis ou au transfert d'un plus grand nombre de services de forage et de complétion de puits vers des cibles pétrolières que dans le scénario de prix médians. Si les prix du gaz naturel en Amérique du Nord augmentaient, le nombre de jours de forage ciblant du gaz naturel au Canada serait supérieur à celui indiqué dans le scénario de prix médians. Les jours de forage supplémentaires font fortement augmenter le nombre de puits forés ciblant du gaz naturel en 2011. Ce nombre recule toutefois en 2012 et en 2013, en raison de l'approfondissement du puits moyen, qui exige davantage de jours de forage. Il est par ailleurs possible que le recours au charbon, ressource peu coûteuse, pour produire de l'électricité fasse obstacle à l'utilisation accrue de gaz naturel à cette fin.

## Productibilité

La productibilité de gaz naturel au Canada décroît plus lentement que selon le scénario de prix médians, ce qui est imputable aux forages supplémentaires ciblant du gaz naturel. Elle passe de 403,2 Mm<sup>3</sup>/j (14,2 Gpi<sup>3</sup>/j) en 2010 à 389 Mm<sup>3</sup>/j (13,7 Gpi<sup>3</sup>/j) en 2013. Bien que l'accroissement de la production d'une région à l'autre soit principalement attribuable au gaz de réservoirs étanches et au gaz de schiste, des projets de mise en valeur d'une complexité et d'une profondeur moindres commencent aussi à attirer de nouveaux capitaux. Selon ce scénario, la productibilité passe de 6,9 Mm<sup>3</sup>/j (271 Mpi<sup>3</sup>/j) en 2010, à 18,93 Mm<sup>3</sup>/j (668 Mpi<sup>3</sup>/j) en 2013 dans la région de la rivière Horn et dans celle de Montney, en Colombie Britannique, de 13,5 Mm<sup>3</sup>/j (476 Mpi<sup>3</sup>/j) en 2010 à 60,1 Mm<sup>3</sup>/j (2 123 Mpi<sup>3</sup>/j) en 2013.

T A B L E A U 4 . 1

### Scénario de prix médians - résumé et résultats

	Prix moyen au CH en \$US/MBTU	Jours de forage ciblant du gaz	Puits ciblant du gaz	Productibilité moyenne	
				en Mm <sup>3</sup> /j	en Gpi <sup>3</sup> /j
20010E	4,38 \$ <sup>1</sup>		4 309 <sup>2</sup>	403 <sup>3</sup>	14,2
2011	4,25 \$	48 116	4 033	380	13,4
2012	4,50 \$	46 103	3 667	374	13,2
2013	5,00 \$	43 237	3 375	364	12,8

1. Perspectives énergétiques à court terme de l'EIA publiées le 8 février 2011 (<http://www.eia.doe.gov/emeu/steo/pub/contents.html>)
2. Estimation de la PSAC (au 31 janvier 2011)
3. Moyenne annuelle de la production provinciale enregistrée. Des relevés sur le terrain ont été utilisés en l'absence de données provinciales.

## Répercussions

Selon le scénario de prix élevés, les activités visant du pétrole devront peut-être perdre en intensité afin de favoriser l'accroissement des forages ciblant du gaz naturel sans entraîner de pénurie de main-d'œuvre ni d'escalade de coûts.

T A B L E A U 4 . 2

### Scénario de prix élevés - résumé et résultats

	Prix moyen au CH en \$US/MBTU	Jours de forage ciblant du gaz	Puits ciblant du gaz	Productibilité moyenne	
				en Mm <sup>3</sup> /j	en Gpi <sup>3</sup> /j
2010E	4,38 \$ <sup>1</sup>		4 309 <sup>2</sup>	403 <sup>3</sup>	14,2
2011	5,25 \$	60 273	5 105	387	13,7
2012	5,50 \$	55 561	4 394	392	13,8
2013	6,00 \$	54 081	4201	389	13,7

1. Perspectives énergétiques à court terme de l'EIA publiées le 8 février 2011 (<http://www.eia.doe.gov/emeu/steo/pub/contents.html>)
2. Estimation de la PSAC (au 31 janvier 2011)
3. Moyenne annuelle de la production provinciale enregistrée. Des relevés sur le terrain ont été utilisés en l'absence de données provinciales.

Les résultats complets propres à ce scénario sont présentés à l'annexe C.

## Scénario de prix bas

Le scénario de prix bas est fondé sur le maintien de l'intensité élevée des forages ciblant du gaz de schiste aux États-Unis, malgré la stabilité des prix à un niveau inférieur à celui de 2010 tout au long de la période. Une telle situation pourrait se produire s'il était possible d'améliorer l'efficacité grâce à une réduction marquée des coûts unitaires liés aux forages ciblant du gaz de schiste. Il pourrait ainsi s'agir de diminuer l'espacement entre les puits ou encore de forer de multiples puits à partir d'un même emplacement. À cette fin, il faudrait que la hausse de la production de gaz de schiste des États-Unis fasse plus que neutraliser les déclinés de la productibilité de gaz naturel classique, de gaz de réservoirs étanches et de méthane de houille du pays. La réalisation de ce scénario pourrait aussi dépendre du temps doux pour faire baisser la demande de gaz naturel et faire en sorte que de grands volumes de gaz demeurent stockés tout au long de la période.

## Productibilité

Au Canada, la productibilité de gaz naturel décline de façon continue pour s'établir à 331 Mm<sup>3</sup>/j (11,7 Gpi<sup>3</sup>/j) en 2013, un déclin de 72 Mm<sup>3</sup>/j (2,5 Gpi<sup>3</sup>/j) par rapport à 2010. Les prix du gaz naturel font obstacle à la capacité d'attirer de nouveaux investissements dans le secteur, particulièrement si les activités ciblant du pétrole s'accroissent sensiblement en même temps.

## Répercussions

Selon ce scénario, les consommateurs canadiens continueraient de profiter des prix faibles du gaz naturel, mais la productibilité de la ressource diminuerait rapidement. Cela s'expliquerait en partie par l'intensification des activités liées au pétrole qui pourraient peut-être contrebalancer le ralentissement des activités visant du gaz naturel afin de soutenir le secteur canadien du forage et des services. La transition potentielle du gaz naturel au pétrole entraînerait un déplacement des investissements de la Colombie-Britannique à la Saskatchewan. Les répercussions seraient moins évidentes en Alberta où les activités pétrolières augmenteraient en situation de baisse des activités gazières.

Les résultats complets propres à ce scénario sont présentés à l'annexe C.

Dans le but d'illustrer le contexte du marché en ce qui a trait aux changements correspondants 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 4.4. L'Office prévoit que la demande gazière annuelle au Canada s'accroîtra de 17 Mm<sup>3</sup>/j (0,6 Gpi<sup>3</sup>/j) entre 2010 et 2013, principalement en raison de l'utilisation accrue de gaz pour la mise en valeur des sables bitumineux dans l'Ouest canadien. Dans aucun des trois scénarios les perspectives de la productibilité de gaz naturel au Canada n'arrivent à suivre le rythme imposé par l'augmentation projetée de la demande.

**T A B L E A U 4 . 3**

**Scénario de prix bas - résumé et résultats**

	Prix moyen au CH en \$US/MBTU	Jours de forage ciblant du gaz	Puits ciblant du gaz	Productibilité moyenne	
				en Mm <sup>3</sup> /j	en Gpi <sup>3</sup> /j
20010E	4,38 \$e <sup>1</sup>		4 309 <sup>2</sup>	403 <sup>3</sup>	14,2
2011	3,50 \$	34 358	2 632	371	13,1
2012	3,75 \$	32 600	2 250	351	12,4
2013	4,00 \$	30 853	1 876	331	11,7

1. Perspectives énergétiques à court terme de l'EIA publiées le 8 février 2011 (<http://www.eia.doe.gov/emeu/steo/pub/contents.html>)
2. Estimation de la PSAC (au 31 janvier 2011)
3. Moyenne annuelle de la production provinciale enregistrée. Des relevés sur le terrain ont été utilisés en l'absence de données provinciales.

**T A B L E A U 4 . 4**

**Productibilité et demande moyennes au Canada**

	2010		2011		2012		2013	
	Mm <sup>3</sup> /j	Gpi <sup>3</sup> /j	Mm <sup>3</sup> /j	Gpi <sup>3</sup> /j	Mm <sup>3</sup> /j	Gpi <sup>3</sup> /j	Mm <sup>3</sup> /j	Gpi <sup>3</sup> /j
Productibilité au Canada								
Scénario de prix médians	403	14,2	380	13,4	374	13,2	364	12,8
Demande dans l'Ouest canadien	167	5,9	169	6,0	171	6,1	173	6,1
Demande dans l'Est du Canada	99	3,5	104	3,7	107	3,8	110	3,9

## DIFFÉRENCES FONDAMENTALES PAR RAPPORT AUX PROJECTIONS PRÉCÉDENTES

Depuis 2004, l'Office effectue chaque année une analyse de la productibilité similaire. Une comparaison du rendement réel de la productibilité et de l'évaluation la plus récente de l'Office, intitulée *Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada 2010-2012*, montre que les prix du gaz naturel au pays ont suivi de plus près le scénario de prix bas de l'Office, malgré la productibilité plus élevée que prévu et correspondant davantage au scénario de prix élevés du rapport 2010<sup>5</sup>. La situation est attribuable au fait que les producteurs canadiens ont été en mesure de protéger une grande partie de leur productibilité à des prix supérieurs à 6,00 \$/GJ. En effet, bien que les prix sur le marché au comptant en Alberta soient tombés sous la barre des 4,00 \$/GJ en 2010, les couvertures ont permis aux producteurs de dégager des produits avoisinant 6,50 \$/GJ.

Une autre différence fondamentale est la productivité des puits forés en 2009 et en 2010 qui s'est révélée plus grande que prévu dans le rapport de 2010. Pour contrer quelque peu le ralentissement des activités de forage gazier en 2009 et en 2010, les entreprises de service ont amélioré le rendement des puits forés ces années-là. Les améliorations sont probablement attribuables à des progrès technologiques, tels que l'accroissement de la longueur latérale des puits et des étapes de fracturation. Les améliorations témoignent également de la capacité des producteurs de concentrer leurs activités de forage et de production sur les zones les plus prometteuses.

---

5 Office national de l'énergie, *Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada 2010-2012* ([www.neb-one.gc.ca](http://www.neb-one.gc.ca))

## **OBSERVATIONS**

- De 2003 à 2008, les prix du gaz naturel au Canada se sont généralement accrus pour atteindre en moyenne près de 7,00 \$/GJ. Depuis, les prix moyens se situent autour de 4,00 \$/GJ.
- Au Canada, la production gazière a suivi la tendance haussière des prix pour s'élever, à son sommet en 2006, à environ 617,8 Mm<sup>3</sup>/j (17,5 Gpi<sup>3</sup>/j) avant d'amorcer une baisse pour s'établir à plus ou moins 403,2 Mm<sup>3</sup>/j (14,2 Gpi<sup>3</sup>/j) en 2010.
- Malgré cette baisse, la productibilité de gaz projetée au Canada est plus que suffisante pour desservir les marchés canadiens.
- Après trois années de recul, la production gazière canadienne s'est stabilisée en 2010, même si l'accroissement des activités de forage a été modeste. Cela est principalement attribuable à la productivité accrue des puits dans les zones schisteuses et à l'approfondissement des horizons en Colombie-Britannique et dans l'ouest de l'Alberta.
- L'intensification des activités pétrolières, et la hausse correspondante des forages, tiendra probablement le secteur du forage et des services du Canada fort occupé en dépit du ralentissement des activités gazières. L'intensification des activités de forage et des services aura également des répercussions sur le secteur gazier et rendra difficile tout accroissement à court terme des forages gaziers.
- La stimulation de la demande de gaz en Amérique du Nord neutraliserait en partie la hausse de la production schisteuse des États-Unis et permettrait d'accélérer le retour du marché à des conditions plus équilibrées. 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 en Amérique du Nord.
- Depuis 2008, les forages horizontaux ciblant du gaz de schiste s'accroissent aux États-Unis, malgré la baisse marquée des prix. La situation découle en partie de la nécessité de forer et de mettre en production un puits de gaz par section pour être en mesure de conserver des baux coûteux. La situation pourrait changer si davantage de baux étaient conservés en 2011, ce qui entraînerait une plus grande incidence des prix du marché sur les forages ciblant du gaz de schiste aux États-Unis.
- Les producteurs ciblent de plus en plus les gisements de gaz naturel qui sont riches en hydrocarbures liquides (propane, butanes et pentanes plus). Parce que ces hydrocarbures génèrent une proportion croissante des produits, il se peut que les activités de forage de tels puits gaziers subissent moins l'incidence des prix du gaz naturel et davantage l'incidence des prix du pétrole.
- Les produits tirés du gaz naturel pouvant être réinvestis pourraient baisser en 2011, en raison de l'échéance de certaines opérations de couverture effectuées à un moment où les prix étaient plus élevés.

**Annexe A**

- A1 Méthodologie (description détaillée)
- A2 Paramètres de productibilité - résultats
- A3 Paramètres de diminution selon les regroupements de raccordements gaziers existants
- A4 Paramètres de diminution selon les regroupements de raccordements gaziers futurs

**Annexe B**

- B1 Facteurs d'affectation du nombre de jours de forage ciblant du gaz selon la région
- B2 Projections détaillées de forages ciblant du gaz et de raccordements gaziers selon le scénario

**Annexe C**

Détails de productibilité selon le scénario

**Annexe D**

Productibilité totale au Canada - Comparaison des scénarios

**Annexe E**

Productibilité et demande moyennes par année au Canada

