



Office national
de l'énergie

National
Energy Board

Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada

2010-2012



ÉVALUATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE MARS 2010

Canada



Office national
de l'énergie

National Energy
Board

Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada

2010 - 2012

gaz

ÉVALUATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE MARS 2010

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 2010

N° de cat. NE2-1/2010F-PDF
ISBN 978-0-100-94123-3

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 2010

Cat. No. NE2-1/2010E-PDF
ISBN 978-1-100-15291-2

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

Listes des figures et des tableaux	i
Liste des sigles et des abréviations	ii
Listes des unités et des facteurs de conversion	iii
Avant-propos	iv
Chapiter 1 : Contexte	1
Chapiter 2 : Questions d’actualité	3
Chapiter 3 : Méthodologie (scénarios) et résultats	5
3.1 Scénario de prix médians	7
3.2 Scénario de prix élevés	8
3.3 Scénario de prix bas	9
Chapiter 4 : Autres facteurs	11
Annexes	12

FIGURES

3.1 Productibilité	6
3.2 Graphique comparatif des jours de forage ciblant du gaz	6
3.3 Graphique comparatif des puits forés ciblant du gaz	7

TABLEAUX

3.1 Aperçu des hypothèses et productibilité	5
3.2 Aperçu des hypothèses et productibilité - prix médians	8
3.3 Aperçu des hypothèses et productibilité - prix élevés	9
3.4 Aperçu des hypothèses et productibilité - prix bas	10

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

°C	degré Celsius
°F	degré Fahrenheit
\$US	dollar américain
\$CAN	dollar canadien
BSOC	bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
CAODC	Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors
CH	carrefour Henry (prix de référence du gaz nord-américain)
EIA	Energy Information Administration
ÉME	évaluation du marché de l'énergie
GNL	gaz naturel liquéfié
M\$	million de dollars
MH	méthane de houille
Office	Office national de l'énergie
PSAC	Petroleum Services Association of Canada

Unités

GJ	= gigajoule
Gpi ³ /j	= milliards de pieds cubes par jour
kPa abs.	= kilopascal en termes absolus
kpi ³	= millier de pieds cubes
lb/po ² abs.	= livres par pouce carré en termes absolus
MBTU	= million de BTU
Mm ³	= million de mètres cubes
Mm ³ /j	= millions de mètres cubes par jour
Mpi ³ /j	= millions de pieds cubes par jour

Facteurs de conversion courants du gaz naturel

1 Mm³ (à 101,325 kPa abs. et 15 °C) = 35,3 Mpi³ (à 14,73 lb/po² abs. et 60 °F)

1 GJ = 0,95 kpi³ = 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 est un organisme fédéral indépendant qui a pour raison d'être de promouvoir, dans l'intérêt public canadien¹, 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.

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. Il régleme en outre les droits et les tarifs des pipelines qui sont de son ressort. Par ailleurs, au chapitre des produits énergétiques eux mêmes, l'Office régleme les exportations de gaz naturel, de pétrole, de liquides de gaz naturel et d'électricité ainsi que les importations de gaz naturel. Enfin, il régleme 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.

De par ses fonctions de conseil, l'Office surveille et analyse les différentes activités qui sont de sa compétence en plus de fournir renseignements et avis dans les domaines de l'approvisionnement, du transport et de l'utilisation de l'énergie, au Canada et à l'étranger. À ce titre, il publie périodiquement des évaluations visant à informer les Canadiens des tendances, des faits nouveaux et des enjeux pouvant influencer sur les marchés de l'énergie au pays.

La présente évaluation du marché de l'énergie (ÉMÉ) examine les facteurs qui, à court terme, ont des répercussions sur l'offre de gaz naturel, en plus de présenter les perspectives de productibilité d'ici la fin de 2012. Elle vise principalement à mieux faire connaître la situation de l'offre de gaz naturel à court terme au Canada. Ce rapport suit la note d'information sur l'énergie intitulée *Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada 2009-2011* publiée par l'Office en octobre 2009.

Pendant la rédaction du rapport, 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. Il 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.

Le rapport ne présente aucune opinion quant à l'éventuel caractère d'intérêt public de toute demande qui pourrait se trouver devant l'Office. L'Office évalue chaque demande uniquement en fonction de l'information déposée dans ce contexte.

1 L'intérêt public englobe les intérêts de tous les Canadiens; il s'agit d'un équilibre des intérêts économiques, environnementaux et sociaux qui change en fonction de l'évolution des valeurs et des préférences de la société. L'Office soupèse les conséquences pertinentes de ces intérêts lorsqu'il rend ses décisions.

CONTEXTE

Le gaz naturel canadien continue de jouer un rôle de premier plan à l'intérieur du marché intégré de l'Amérique du Nord. Il représente quelque 20 % de l'offre continentale et constitue une source de revenus supérieurs à 47 milliards de dollars².

Au cours des dix dernières années, la productibilité³ au Canada est demeurée relativement constante, autour de 481 Mm³/j (17 Gpi³/j). En 2008, en fin d'année, elle avait régressé à quelque 447 Mm³/j (15,8 Gpi³/j), surtout en raison d'activités de forage grandement réduites au second semestre. La même tendance a pu être remarquée en 2009 compte tenu des faibles prix du gaz et d'un moins grand accès aux capitaux, touchant plus particulièrement les petits producteurs de l'Ouest canadien, deux facteurs à l'origine de niveaux d'activité de forage qui n'avaient jamais été aussi bas depuis les années 1990. Ces bas niveaux ont encore fait reculer la productibilité jusqu'aux environs de 409 Mm³/j (14,4 Gpi³/j) à la fin de l'année. Pendant cette même année 2009, les États-Unis ont été témoins d'une augmentation de la productibilité en raison de l'activité toujours plus étendue dans les prolifiques gisements de gaz de schistes. Il est possible d'obtenir un complément d'information sur le gaz de schistes dans la note d'information de l'Office intitulée *L'ABC du gaz de schistes au Canada*.

Grâce aux progrès réalisés sur le plan technique, les producteurs sont maintenant en mesure de mettre en valeur de nouvelles ressources gazières, principalement non classiques, comme le gaz de schistes. Il y a ainsi davantage de ressources disponibles en Amérique du Nord et les dépenses en immobilisations ont dévié en partie vers de tels gisements. Il est probable que le Canada verra une plus grande mise en valeur des ressources de gaz de schistes, mais à ce jour, l'activité en ce sens n'est pas comparable à ce qui se passe aux États Unis. Le rythme de la mise en valeur et de la commercialisation du gaz des réservoirs étanches de la région de Montney et du gaz de schistes de la région de Horn River devrait aller en s'accroissant au cours de la période de projection, et de là, ces activités pourraient bien s'étendre à d'autres zones où du gaz de schistes est présent⁴, dont celles d'Utica, au Québec, de Frederick Brook, dans les Maritimes, et enfin de Duvernay, en Alberta. Toutes ces ressources et d'autres qui sont mises en valeur ajoutent à celles qui sont disponibles et permettront de répondre aux besoins en gaz du pays dans un avenir prévisible.

Depuis deux ans, les prix du gaz canadien ont grandement varié, passant de 9,84 \$/MBTU en juillet 2008 à 2,48 \$/MBTU en septembre 2009⁵. La récession qui a commencé en 2008 a été à l'origine d'une forte baisse de la demande gazière, surtout pour les utilisations industrielles. Cette

2 Estimation de l'Association canadienne des producteurs pétroliers quant aux revenus provenant du gaz naturel au Canada en 2008.

3 La productibilité représente le volume estimatif de gaz qu'une région peut fournir compte tenu de la production historique et des déclinés enregistrés, ainsi que des niveaux d'activité et des résultats projetés. La production peut être inférieure à la productibilité pour différentes raisons, comme les interruptions de l'approvisionnement attribuables aux conditions météorologiques et la fermeture de puits pour des questions d'ordre économique ou stratégique.

4 Les hypothèses avancées ne tiennent nullement compte des décisions que pourrait prendre l'Office au sujet de demandes qui ont été ou qui seront déposées devant lui en vertu de la réglementation en vigueur.

5 Prix de référence du gaz albertain pour le mois (en \$CAN/GJ)

baisse, allée à une hausse globale de l'offre aux États-Unis, a été la cause d'un excédent sur le marché gazier.

En 2009, la situation sur les marchés financiers a fait que les producteurs ont eu de la difficulté à se procurer des capitaux. Cela a signifié, surtout pour les petits producteurs de l'Ouest canadien, que les flux de trésorerie ont constitué la seule source de capitaux de forage pendant la majeure partie de l'année. La situation s'est depuis améliorée, mais il n'en demeure pas moins que les capitaux ne seront pas aussi accessibles qu'avant 2008. Les producteurs qui en réunissent préfèrent s'en servir pour diminuer la dette ou acheter de la production en marche plutôt que pour effectuer des travaux de forage. L'accroissement relatif des coûts et des distances à franchir jusqu'aux principaux marchés gaziers a réduit les niveaux d'activité et la production, ce qui a résulté en une moins grande productibilité dans l'Ouest canadien.

QUESTIONS D'ACTUALITÉ

Vers la fin de 2009, les prix du gaz naturel ont augmenté, après les creux qui venaient d'être enregistrés, du fait d'un meilleur équilibre entre l'offre et la demande. Même si la demande de gaz peut demeurer moindre à court terme, la tendance haussière prévue et des projections plus optimistes à l'égard de la conjoncture économique ont redonné une certaine confiance à l'industrie. Les producteurs ont pu se procurer des capitaux en vue d'une augmentation de la production, mais cela est surtout vrai pour ceux qui, dans l'Ouest canadien, sont présents dans les régions de Montney et de Horn River. La diminution des frais de service a parfois atteint 20 % par rapport à 2008 et les prix du gaz sont revenus à des niveaux qui ont favorisé la rentabilité de plus d'activités de forage dans l'Ouest canadien. Les terrains récemment vendus en Alberta et en Colombie-Britannique ont produit des revenus accrus, ce qui est habituellement précurseur d'une plus grande activité. La rentabilité de nombre de projets gaziers demeure incertaine, mais ceux en cours pour la mise en valeur de réservoirs étanches ou de gaz de schistes en Alberta et en Colombie-Britannique ont été à l'origine d'une activité jusque-là inégalée ou s'approchant de nouveaux sommets. Les ressources en place sont de mieux en mieux comprises et la technologie servant à leur extraction continue de s'améliorer, ce qui rend probables une activité à venir encore plus grande et des capitaux toujours plus disponibles.

Le gaz classique, notamment celui des réservoirs étanches, compte actuellement pour plus de 90 % de la productibilité au Canada, un pourcentage qui pourrait changer au fil de la mise en valeur de nouveaux réservoirs étanches et de gaz de schistes. Compte tenu de l'étendue actuelle de la mise en valeur dans les régions de Montney et de Horn River, il semble probable que davantage de capitaux pour le forage de nouveaux puits ciblant du gaz naturel seront orientés dans cette direction, ce qui entraînera un rééquilibrage de la productibilité en Alberta et en Colombie-Britannique. Par conséquent, il se pourrait qu'au cours de la période de projection, l'Alberta continue de voir sa productibilité reculer alors que celle de la Colombie-Britannique continuerait pour sa part de croître. Si la mise en valeur du gaz de schistes en Alberta devait s'accélérer, à partir du gisement de Duvernay ou autre, cela pourrait inverser la tendance. En Saskatchewan, la productibilité continue de décroître alors que les investissements sont davantage axés sur les projets de mise en valeur du pétrole.

La productibilité réduite au Canada a contribué au fait que des volumes moindres de gaz canadien sont exportés aux États-Unis, cela dans le sillage de l'émergence de nouvelles sources d'approvisionnement dans ce pays qui présentent des perspectives économiques plus favorables que celles dans l'Ouest canadien. Le gaz de l'Ouest canadien demeure cependant un élément essentiel à l'échelle continentale, et devrait le demeurer selon les projections. Les facteurs de concurrence entre les différents bassins tournent autour des coûts d'approvisionnement et de transport ainsi que des économies d'échelle possibles et des encouragements fiscaux ou des incitatifs au titre de la réglementation.

L'intérêt est considérable lorsqu'il s'agit de mise en valeur gazière ailleurs au Canada, en particulier au Nouveau-Brunswick et au Québec, et l'Office continue de surveiller l'évolution de la situation pour tenir compte de son incidence éventuelle sur l'ensemble de la population canadienne. Il est peu

probable qu'au cours de la période visée par le présent rapport des volumes commerciaux importants soient produits au Québec à partir du gaz de schistes de la formation d'Utica. Dans les Maritimes, la productibilité devrait augmenter en 2011 compte tenu des volumes extracôtiers provenant du projet de Deep Panuke, lesquels permettront de combler, et même plus, le vide laissé par le recul des volumes tirés du projet de l'île de Sable. Sur la terre ferme, il n'est pas prévu que les travaux de mise en valeur au Nouveau-Brunswick feront grandement croître les volumes produits au cours de la période.

La hausse récente des prix a quelque peu amélioré les perspectives de rentabilité de la production de gaz naturel au Canada. À l'heure actuelle, l'équilibre entre l'offre et la demande en Amérique du Nord est incertain. Sur la base des données de 2009, la demande augmentera, mais nul ne sait de combien. Quant à l'offre, les observateurs s'entendent pour dire que l'activité réduite entraînera un recul de la productibilité; toutefois, la situation demeure elle aussi incertaine quant à la portée des changements et à leur degré d'imminence.

Les prix du pétrole ont augmenté beaucoup plus rapidement que ceux du gaz en 2009, ce qui a rendu d'autant plus attrayants les forages ciblant du pétrole dans l'Ouest canadien. Une technologie qui, à l'origine, devait servir à l'extraction du gaz de schistes est maintenant utilisée dans les gisements pétrolifères, en particulier ceux de Cardium, de Pembina et de Viking, en Alberta, ainsi que ceux de Bakken et de Shaunavon, en Saskatchewan. La possibilité d'accès à des accumulations de pétrole non mises en valeur jusque-là pourrait signifier un exode encore plus important des investissements au détriment du gaz.

Ceux qui observent le comportement du marché sont nombreux à prévoir une légère augmentation de la demande et des reculs de la productibilité à peine perceptibles qui mèneraient à un équilibre des marchés gaziers au cours du second semestre de 2010. D'ici là, les prix devraient généralement demeurer entre 5,00 \$/MBTU et 6,00 \$/MBTU, maintenus dans cette fourchette par deux facteurs. D'un côté, si les prix devaient descendre bien en deçà de 5,00 \$/MBTU, la demande des centrales alimentées au gaz augmenterait, ce qui ramènerait les prix à l'intérieur de la fourchette précitée. C'est ce qui est arrivé pendant un certain temps en 2009, alors que le gaz naturel a commencé à déloger le charbon pour la production de la charge de base. Par contre, si les prix devaient passer la barre des 6,00 \$/MBTU, les importations de gaz naturel liquéfié (GNL) en Amérique du Nord se feraient plus attrayantes, rehaussant alors suffisamment l'offre pour ramener encore une fois les prix à l'intérieur de la fourchette mentionnée. À la fin de 2009, selon des rapports traitant de la question, des instruments de couverture semblaient être en place pour quelque 40 % de l'offre de gaz naturel nord-américain, verrouillant ainsi le prix moyen de ce gaz en 2010 à 6,15 \$/MBTU. Puisque les prix du gaz sont immuables pour une si grande partie de l'offre, leur variation en 2010 se fera moins sentir sur les revenus des producteurs et sur leurs projections de dépenses pour l'année. Par conséquent, en 2010, les écarts par rapport aux estimations risquent moins d'être importants.

MÉTHODOLOGIE (SCÉNARIOS) ET RÉSULTATS

De manière à mieux tenir compte des incertitudes propres au marché gazier et à l'économie en général, trois scénarios de prix du gaz naturel ont été élaborés à partir de diverses hypothèses macroéconomiques. Ces prix ont ensuite servi dans le cadre des projections d'activité de forage et de productivité au Canada.

- Le scénario de prix médians provoque, au fil de la période de projection, une diminution progressive de la productivité, qui passerait ainsi de 428 Mm³/j (15,1 Gpi³/j) en 2009

T A B L E A U 3 . 1

Aperçu des hypothèses et productivité

	2009	Prix médians			Prix élevés			Prix bas		
		2010	2011	2012	2010	2011	2012	2010	2011	2012
Prix moyen (en \$US/MBTU) au carrefour Henry (CH)	4,06	5,50	6,00	6,75	6,50	7,00	7,75	4,25	4,75	5,25
Prix de référence du gaz albertain (en \$CAN/GJ)	3,70 ¹	5,09	5,55	6,38	6,26	6,71	7,55	3,34	3,76	4,27
Dépenses de forage ciblant du gaz naturel (en M\$)	6 600	7 500	8 200	9 100	9 800	10 800	12 000	4 200	4 700	5 000
Jours de forage ciblant du gaz naturel		45 659	47 735	50 512	60 679	66 011	69 742	25 588	28 019	30 066
Puits ciblant du gaz naturel	4 000 ²	4 819	5 075	5 358	5 767	6 309	6 652	2 201	2 450	2 576
Proportion des jours de forage ciblant du gaz naturel (en %)	53	55	55	55	55	57	58	50	50	51
Nombre d'appareils de forage dans le parc du BSOC	854 ³	785	789	791	797	795	804	775	774	773
Productivité au Canada (en Mm³/j)	428⁴	393	372	369	401	395	405	380	343	328
Productivité au Canada (en Gpi³/j)	15,1	13,9	13,1	13,0	14,2	13,9	14,3	13,4	12,1	11,6

1. Gouvernement de l'Alberta, antécédents du prix de référence du gaz albertain (<http://www.energy.alberta.ca/NaturalGas/1322.asp>)

2. Estimation de la PSAC (au 27 janvier 2010)

3. Estimation de la CAODC (au 21 octobre 2009)

4. Moyenne annuelle de la production provinciale enregistrée. Relevés sur le terrain utilisés en l'absence de données provinciales.

à 369 Mm³/j (13,0 Gpi³/j) en 2012. En 2010, les niveaux d'activité de forage ciblant du gaz augmenteraient de 19 %, puis de moins de 10 % pendant chacune des deux années suivantes.

- Selon le scénario de prix élevés, la productibilité régresserait à 401 Mm³/j (14,2 Gpi³/j) en 2010, puis encore un peu jusqu'à 395 Mm³/j (13,9 Gpi³/j) en 2011 avant de rebondir et d'atteindre 405 Mm³/j (14,3 Gpi³/j) en 2012. Ce scénario prévoit des niveaux d'activité de forage ciblant du gaz qui augmenteraient rapidement, soit de 64 % en tout du début à la fin de la période de projection.
- Pour ce qui est du scénario de prix bas, la productibilité continuerait de diminuer tout au long de la période de projection, jusqu'à 328 Mm³/j (11,6 Gpi³/j) en 2012. De la même manière, les niveaux d'activité de forage reculeraient pour aboutir, à la fin de la période de projection, à 60 % des niveaux enregistrés en 2009. Les zones particulièrement touchées par ces scénarios sont les gisements plus marginaux de gaz classique, tandis que la mise en valeur de gaz non classique ne cesserait que si la situation devenait particulièrement négative.

FIGURE 3.1

Productivité

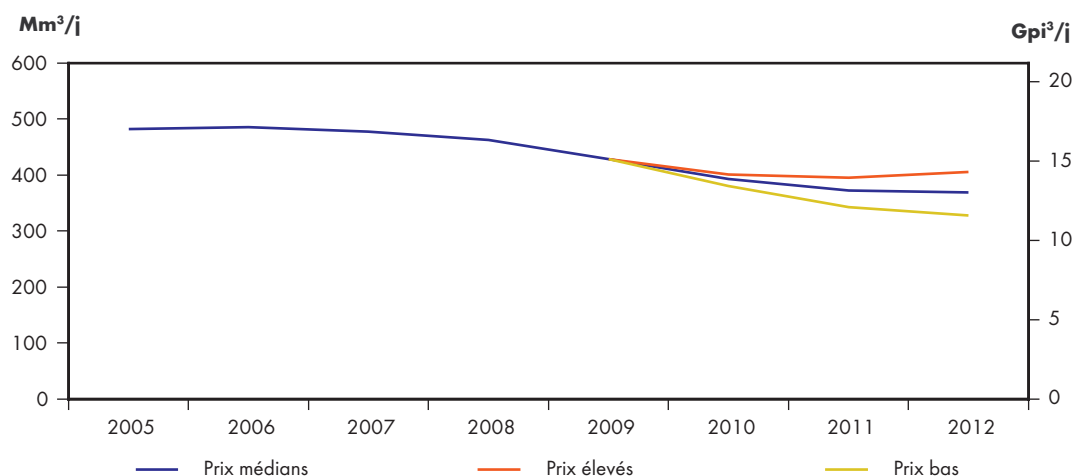


FIGURE 3.2

Graphique comparatif des jours de forage ciblant du gaz

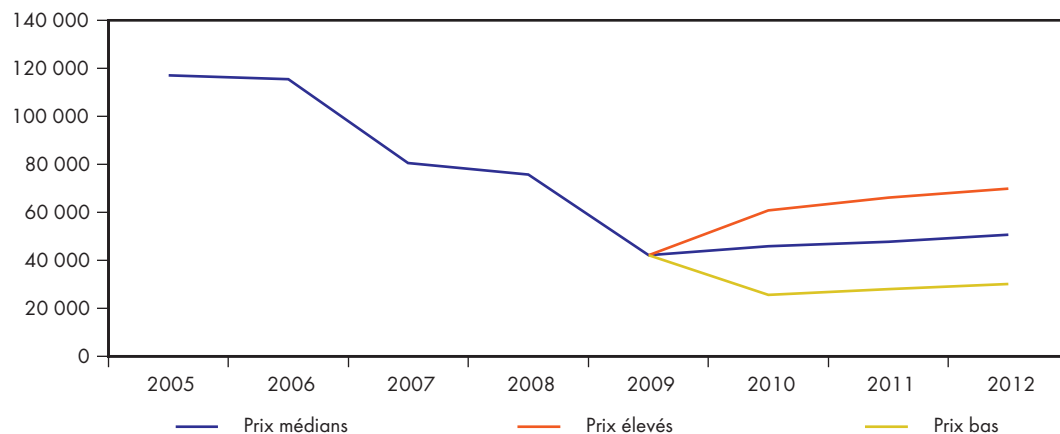
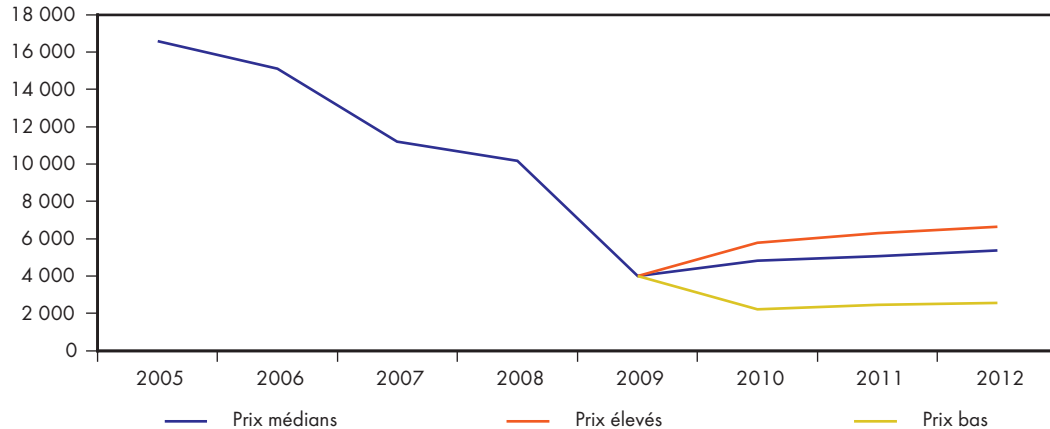


FIGURE 3.3

Graphique comparatif des puits forés ciblant du gaz



Des données détaillées au sujet des scénarios et des résultats de productibilité correspondants sont présentées dans les annexes.

3.1 Scénario de prix médians

Ce scénario prévoit un équilibre entre l’offre et la demande alors que les forages sur le continent et les importations de GNL permettent de répondre à la demande croissante projetée et donnent lieu à des prix plus stables du gaz naturel. Même si la productibilité régresse au Canada et, comme on le suppose, en Amérique du Nord, les importations de GNL combleraient les lacunes qui pourraient se manifester à court terme, comme celles découlant de déséquilibres entre l’offre et la demande en raison du temps qu’il fait. La mise en valeur du gaz de schistes se poursuit et répond largement aux attentes en termes de coûts, de productibilité et de durée de vie des gisements. Dans le cadre de ce scénario, l’offre continue d’évoluer alors que de nouveaux gisements de gaz de schistes sont constamment délimités et commercialisés. Les prix trouvent un équilibre qui représente le coût marginal de l’offre, estimé en 2010 à 5,50 \$/MBTU. Sur la période de projection, compte tenu de la hausse de la demande et des coûts, les prix augmentent et atteignent 6,75 \$/MBTU en 2012. Dans l’Ouest canadien, les niveaux d’activité se relèvent après le recul de 2009, mais le pétrole prend davantage de place dans l’équation qu’auparavant.

Productibilité

Ce scénario prévoit une tendance baissière de la productibilité qui, sur l’ensemble de la période de projection, perdra 62 Mm³/j (2,2 Gpi³/j) par rapport aux niveaux enregistrés en 2009. La mise en valeur des réservoirs étanches et du gaz de schistes continue de prendre de l’expansion alors que plus de 200 puits sont forés dans la région de Montney et 70 dans celle de Horn River en 2010, des chiffres qui croissent au fil de la période. Dans la région de Horn River, la productibilité passe de 1,2 Mm³/j (41 Mpi³/j) à 13,1 Mm³/j (462 Mpi³/j) en 2012. Dans la région de Montney, toujours en Colombie-Britannique, elle augmente aussi, passant de 11 Mm³/j (387 Mpi³/j) en 2009 à 42 Mm³/j (1,5 Gpi³/j) en 2012.

T A B L E A U 3 . 2

Aperçu des hypothèses et productibilité - prix médians

	Prix moyen au CH	Jours de forage ciblant du gaz	Puits ciblant du gaz	Productibilité moyenne	
	en \$US/MBTU			en Mm ³ /j	en Gpi ³ /j
2009E	4,06		4 000 ¹	428	15,1
2010	5,50	45 659	4 819	393	13,9
2011	6,00	47 735	5 075	372	13,1
2012	6,75	50 512	5 358	369	13,0

1. Estimation de la PSAC pour 2009 (au 27 janvier 2010)

Répercussions

La principale conséquence du scénario de prix médians serait que le volume net des exportations aux États-Unis de gaz produit au Canada diminuerait pendant la période de projection. Les niveaux de productibilité permettraient sans problème de répondre à la demande canadienne, même en tenant compte d'une utilisation plus grande pour l'extraction de sables bitumineux et la production d'électricité. Il devrait y avoir stabilisation des dépenses en immobilisations et de l'emploi dans le secteur, suivie d'une lente décroissance pendant la période visée. Compte tenu d'un tel niveau d'activité, la capacité du Canada de rehausser de façon significative la productibilité par la suite diminuerait à mesure que les services seraient rationalisés. Dans l'Ouest canadien, l'activité au chapitre des réservoirs étanches et du gaz de schistes nécessite le recours à des appareils pouvant atteindre de grandes profondeurs ainsi qu'à la fracturation hydraulique, et l'équipement ainsi requis est déjà plus utilisé que le reste du matériel dans le secteur du forage et des services. La possibilité de croissance dans ces domaines peut être limitée tant qu'il n'y aura pas de nouvelles dépenses en immobilisations de la part des fournisseurs de services, lesquelles suivront les dépenses engagées par les producteurs.

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

3.2 Scénario de prix élevés

Ce scénario est le reflet des projections économiques les plus optimistes découlant d'un marché gazier nord-américain en déficit. La croissance économique réelle permet de compenser la baisse de la demande de gaz naturel enregistrée en 2009, et même d'aller au-delà d'une simple compensation. Alors que la productibilité diminue au Canada et aux États-Unis, les prix croissent de façon substantielle puisque les importations de GNL ne peuvent entièrement combler l'écart entre l'offre et la demande. Cette combinaison de facteurs pousserait les prix du gaz au CH de 6,50 \$/MBTU en 2010 à 7,75 \$/MBTU en 2012. Cette fourchette ne tient pas compte des pointes temporaires découlant des températures froides en hiver ou chaudes en été, ni des interruptions de l'approvisionnement attribuables aux conditions météorologiques.

Productibilité

La productibilité, selon ce scénario, poursuit son repli en 2010 malgré un relèvement des niveaux d'activité au cours de l'année. Elle passe de 428 Mm³/j (15,1 Gpi³/j) en 2009 à 401 Mm³/j (14,2 Gpi³/j) en 2010. Après un nouveau recul en 2011 qui la ramène à 395 Mm³/j (13,9 Gpi³/j), la productibilité au Canada rebondit un peu en 2012 et atteint alors 405 Mm³/j (14,3 Gpi³/j). Cette augmentation est principalement attribuable aux réservoirs étanches et au gaz de schistes, mais la

T A B L E A U 3 . 3

Aperçu des hypothèses et productibilité - prix élevés

	Prix moyen au CH	Jours de forage ciblant du gaz	Puits ciblant du gaz	Productibilité moyenne	
	en \$US/MBTU			en Mm ³ /j	en Gpi ³ /j
2009E	4,06		4 000 ¹	428	15,1
2010	6,50	60 679	5 767	401	14,2
2011	7,00	66 011	6 309	395	13,9
2012	7,75	69 742	6 652	405	14,3

1. Estimation de la PSAC pour 2009 (au 5 novembre 2009)

mise en valeur de gisements moins profonds et moins complexes finirait par attirer davantage de capitaux du fait de la rareté des appareils de forage pouvant atteindre de grandes profondeurs et des pompes foulantes appropriées qui obligerait les producteurs à se tourner vers de nouvelles cibles. Dans les régions de Montney et de Horn River, en Colombie-Britannique, la productibilité augmente plus rapidement selon ce scénario. Elle passe de 12,1 Mm³/j (428 Mpi³/j) en 2009 à 74,2 Mm³/j (2,6 Gpi³/j) en 2012.

Répercussions

Même si, dans l'ensemble, la productibilité régresse, ce scénario laisse entrevoir une forte augmentation des activités de forage pendant la période de projection, plus d'emplois et une intensification de l'activité économique qui profite aux hôtels, restaurants et autres entreprises de soutien sur le terrain. Le recul de la productibilité a des incidences sur le volume net des exportations aux États-Unis de gaz produit au Canada. Ce scénario prévoit un élargissement de la demande (p. ex. pour les véhicules ou une production accrue d'électricité) qui pourrait éliminer toute offre excédentaire et faire en sorte que les conditions du marché soient semblables à celles qui prévalaient pendant la période 2005-2007, soit une croissance de la demande limitée par l'offre disponible. Au Canada, une activité plus intense serait à l'origine d'une hausse des coûts de forage, ce qui aurait tendance à pousser encore davantage vers le haut les prix du gaz.

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

3.3 Scénario de prix bas

L'image macroéconomique sur laquelle se fonde ce scénario est plus pessimiste. En général, elle illustre une faible croissance positive de l'économie associée à un accroissement de la demande faible ou même inexistant. Les États-Unis seraient en position d'avoir moins recours aux importations canadiennes, limitées aux périodes de demande de pointe. Au Canada, cela se traduirait par une production qui répondrait à la demande intérieure et au besoin sporadique d'exportations. Par ailleurs, le gaz de l'Ouest canadien serait en concurrence avec le GNL pour ce qui est des importations sur le marché américain, et selon ce scénario, une offre excédentaire de GNL à l'échelle mondiale aurait tendance à désavantager le gaz du BSOC en situation de concurrence. L'activité au niveau des réservoirs étanches et du gaz de schistes serait plus grande, mais à un rythme moins rapide. Au Canada, les capitaux affectés aux travaux de forage seraient davantage orientés vers le pétrole brut, et même si, dans l'ensemble, les niveaux d'activité pourraient demeurer constants selon ce scénario, la part du montant total affecté au gaz déclinerait graduellement.

T A B L E A U 3 . 4

Aperçu des hypothèses et productibilité - prix bas

	Prix moyen au CH	Jours de forage ciblant du gaz	Puits ciblant du gaz	Productibilité moyenne	
	en \$US/MBTU			en Mm ³ /j	en Gpi ³ /j
2009E	4,06		4 000 ¹	428	15,1
2010	4,25	25 588	2 201	380	13,4
2011	4,75	28 019	2 450	343	12,1
2012	5,25	30 066	2 576	328	11,6

1. Estimation de la PSAC pour 2009 (au 5 novembre 2009)

Productibilité

La productibilité poursuit sa régression, passant de 428 Mm³/j (15,1 Gpi³/j) à 328 Mm³/j (11,6 Gpi³/j), pour une diminution totale de 100 Mm³/j (3,5 Gpi³/j) pendant la période de projection. Ce scénario prévoit un recul continu de la productibilité jusqu'à ce qu'un meilleur équilibre continental entre l'offre et la demande pousse les prix vers le haut, favorisant ainsi l'exploration et la mise en valeur au delà de 2012. Au Canada, la productibilité continuerait de surpasser la demande intérieure pendant la période de projection.

Répercussions

À plus long terme, ce scénario est à l'origine d'une baisse des prix pour les consommateurs, mais aussi d'une diminution des niveaux d'emploi et des dépenses dans le secteur du gaz naturel ainsi que d'un moins grand avant-gardisme, au Canada, lorsqu'il s'agit de l'utilisation de nouvelles techniques et façons de procéder en matière d'exploration gazière. Une diminution nette d'entreprises et de travailleurs qualifiés serait à prévoir du fait que les capitaux préféreraient de meilleures perspectives économiques. À son tour, cette situation entraînerait un recul des revenus pour le gouvernement compte tenu de la baisse enregistrée au niveau des ventes de terrains, des redevances et des impôts perçus auprès de l'industrie. Le repli des prix favoriserait en outre la consommation de gaz naturel, mais sans l'appui d'une croissance économique soutenue, la demande n'en serait pas grandement touchée.

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

AUTRES FACTEURS

Nombreux sont les éléments pouvant influencer sur l'ampleur des activités de forage et sur la productibilité de gaz naturel au Canada. Ceux qui suivent ne constituent pas une liste exhaustive à cet égard mais donnent une idée de ce qui pourrait peser lourd dans la balance à la longue.

- L'évolution de questions sociales et environnementales, comme l'utilisation des terres et de l'eau.
- La croissance de la demande de gaz de la part des utilisateurs de longue date comme les centrales et le secteur industriel.
- Les répercussions sur la demande des gains d'efficacité réalisés dans les marchés d'utilisation finale.
- La production tirée de nouveaux gisements et l'incidence subséquente de ces ressources sur les niveaux d'activité futurs. Des régressions rapides dans les régions de gaz de schistes pourraient nécessiter un relèvement de la ligne de base pour les forages de manière à maintenir la productibilité.
- Les coûts de transport, tant pour l'infrastructure en place que pour les agrandissements envisagés.
- Les GNL, plus précisément les volumes importés (et les prix) ainsi que la question de savoir s'ils auront une incidence sur les travaux de mise en valeur au Canada.
- L'augmentation des coûts liés aux activités dans le secteur gazier. Ceux associés à la main-d'œuvre comptent en général pour beaucoup lorsqu'il s'agit des coûts de forage et de service dans l'Ouest canadien.
- L'accès aux capitaux, sur le marché mondial, par les producteurs.
- Les conditions fiscales et la réglementation par rapport à ce qui est imposé ailleurs, et leurs incidences sur les travaux de mise en valeur.

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

