



Office national
de l'énergie

National Energy
Board

ÉVALUATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE



Supplément Avenir énergétique du Canada en 2017

.....
PRODUCTION DE GAZ NATUREL

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

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

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada représentée par l'Office national de l'énergie 2018

ISSN 2369-1484
Key title : Supplément au rapport sur l'avenir énergétique

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 2018

ISSN 2369-1479
Key title: Energy Futures Supplement

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

T A B L E D E S M A T I È R E S

Chapitre 1 : Contexte **1**

Chapitre 2 : Scénario de référence **3**

Chapitre 3 : Tous les scénarios **10**

Chapitre 4 : En conclusion **13**

Annexe A1 – Méthode (Description détaillée) **14**

Annexe A2 – Paramètres de production - Résultats **25**

Annexe A3 – Regroupements et paramètres de diminution pour les puits existants **29**

[Appendix B, and C](#)

Contexte

La série de documents produits par l'Office national de l'énergie sur l'*avenir énergétique* permet d'explorer diverses possibilités qui pourraient s'offrir aux Canadiens à long terme. Les analyses alors présentées rendent compte d'un large éventail de répercussions sur l'ensemble de la filière énergétique canadienne. De façon à pouvoir aborder les différentes facettes du secteur de l'énergie au Canada dans un seul document de perspectives d'offre et de demande, l'analyse de la production de pétrole brut et de gaz naturel doit demeurer à un niveau relativement élevé. Des analyses supplémentaires sur cette production permettent de traiter d'incidences propres à l'offre, ce qui donne l'occasion de fournir davantage de précisions et de greffer de nouveaux scénarios visant expressément une plus grande volatilité des prix et autorisant une évaluation plus approfondie des avancées technologiques.

Les prix du pétrole constituent un déterminant de premier plan quand on parle de production à venir et ils comptent aussi parmi les principales incertitudes liées aux projections dans le rapport intitulé [Avenir énergétique du Canada en 2017 - Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040](#) (« Avenir énergétique 2017 »). Ceux du brut pourraient être plus élevés ou plus bas selon la demande, la technologie utilisée, les situations géopolitiques et le rythme d'adoption, par les différentes nations, de politiques visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre.

Les analyses sur l'avenir énergétique supposent qu'à long terme, toute l'énergie produite, compte tenu des prix pratiqués selon le scénario avancé, trouvera preneur et que l'infrastructure requise sera construite pour l'acheminer jusqu'aux marchés. Il est difficile de prédire avec précision l'émergence éventuelle de nouveaux marchés, qu'il s'agisse du moment où cela pourrait se produire ou de l'ampleur que la chose pourrait prendre, si la croissance de la demande sera supérieure/inférieure à la production locale, si des possibilités d'exportation/importation surgiront ou si de nouvelles infrastructures pour le pétrole brut seront effectivement construites. Autant de raisons pour lesquelles des hypothèses simplificatrices sont adoptées. Donc, encore une fois dans le présent rapport supplémentaire, l'analyse suppose que tout écart à court terme sera comblé à plus long terme.

Les rapports supplémentaires sur la production de gaz naturel et de pétrole brut regroupent chacun six scénarios. On y retrouve ceux adoptés dans *Avenir énergétique 2017* et d'autres qui permettent d'analyser plus à fond cette production au Canada.

T A B L E A U 1.1

Hypothèses/scénarios dans les rapports supplémentaires Avenir énergétique 2017 sur la production de gaz naturel et de pétrole brut

Variables	Avenir énergétique 2017			Scénarios supplémentaires		
	Référence	Tarification du carbone élevée	Tarification du carbone élevée + avancées technologiques	Référence + avancées technologiques	Prix élevé	Prix bas
Prix du pétrole	Modéré	Modéré	Modéré	Modéré	Élevé	Bas
Gas Price	Modéré	Modéré	Modéré	Modéré	Élevé	Bas
Tarification du carbone	Montant nominal fixe de 50 \$ CAN/t	Accroissement des coûts du CO ₂ jusqu'à un montant nominal de 140 \$ CAN/t en 2040	Accroissement des coûts du CO ₂ jusqu'à un montant nominal de 140 \$ CAN/t en 2040	Montant nominal fixe de 50 \$ CAN/t	Montant nominal fixe de 50 \$ CAN/t	Montant nominal fixe de 50 \$ CAN/t
Avancées technologiques	Hypothèses du scénario de référence	Hypothèses du scénario de référence	Accéléré	Accéléré	Hypothèses du scénario de référence	Hypothèses du scénario de référence
Notes	Fondé sur une perspective économique actuelle et sur une vision modérée des prix de l'énergie	Tient compte de l'incidence d'une tarification du carbone élevée sur la filière énergétique canadienne	Tient compte de l'incidence d'une adoption élargie de certaines technologies émergentes sur la filière énergétique canadienne, notamment d'avancées technologiques pour l'exploitation des sables bitumineux	Puisque les prix, qui varient au fil du temps, comptent parmi les facteurs ayant le plus d'influence sur la production pétrolière et gazière, ces deux scénarios évaluent des répercussions d'écarts importants à cet égard		

Le présent rapport supplémentaire sur la production de gaz naturel scrute le scénario de référence avant d'illustrer les résultats obtenus à partir des cinq autres scénarios adoptés. Dans les scénarios consacrés aux avancées technologiques, l'accent est placé sur la production tirée des sables bitumineux et non sur celle de gaz naturel, ce qui fait que les prix de celui-ci ne varient pas selon le scénario. Par conséquent, les projections à cet égard pour le gaz sont uniformes dans tous les cas à l'exception des scénarios de prix élevé et bas, pour lesquels les hypothèses avancées sont très différentes des autres.

Pour sa part, l'annexe renferme une description des méthodes et des hypothèses utilisées ayant mené aux projections de production de gaz naturel, en plus d'ensembles de données détaillés pour tous les scénarios, qu'il s'agisse par exemple du nombre de puits forés par année, des paramètres propres à la courbe de diminution de leur production ou de chiffres mensuels à ce sujet, tant par regroupements stratigraphiques que géographiques. On peut [consulter l'annexe](#) alors que les [données connexes](#). Les [données propres aux tableaux](#) du présent rapport supplémentaire se trouvent ici.

Scénario de référence

Production selon le type de gaz

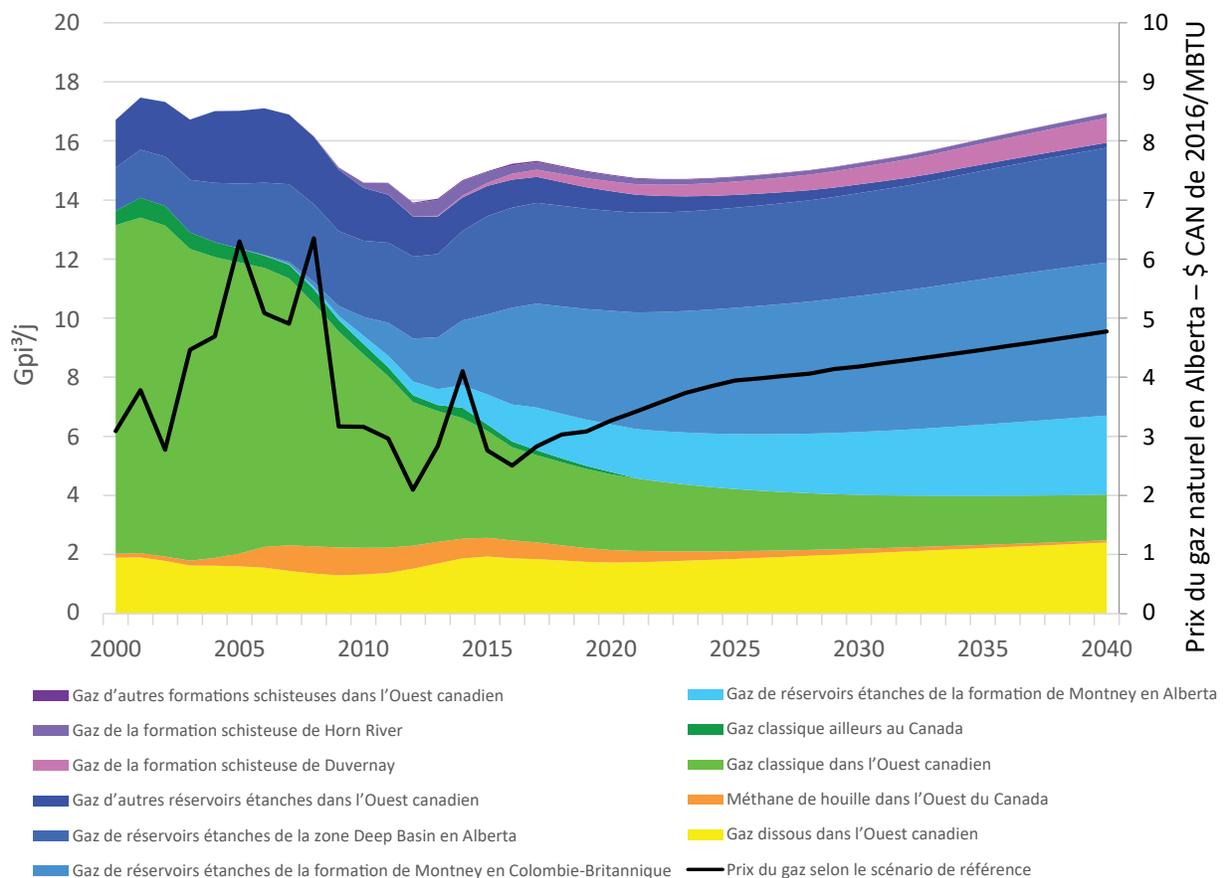
- La production de gaz au Canada est demeurée stable ces dernières années, malgré le recul des prix depuis 2014 (figure 2.1). Les deux raisons principales en sont qu'on a continué de forer des puits afin d'évaluer les ressources devant permettre d'épauler les projets d'exportation de gaz naturel liquéfié à partir de la côte Ouest du pays et que de nouvelles usines de traitement ont été construites pour désengorger le réseau de collecte. Cependant, cette activité s'essouffle peu à peu et la production canadienne totale de gaz naturel devrait légèrement régresser jusqu'en 2021. Elle devrait ensuite prendre la direction inverse en raison de la hausse des prix du gaz¹ et de l'entrée en service de nouveaux puits dont la production est supérieure aux reculs enregistrés à ce chapitre par les puits plus anciens. À l'échelle nationale, la production quotidienne a atteint un sommet en 2001 à 495 millions de mètres cubes (« Mm³/j »), soit 17,5 milliards de pieds cubes (« Gpi³/j »). En 2016, elle s'établissait à 431 Mm³/j (15,2 Gpi³/j) et on projette ensuite une augmentation de 11 % d'ici 2040 jusqu'à 480 Mm³/j (16,9 Gpi³/j).
- La production de la formation de Montney, gisement gazier d'importance qui s'étend du nord-est de la Colombie-Britannique jusqu'au nord-ouest de l'Alberta, a pris beaucoup d'ampleur depuis cinq ans. Celle de [réservoirs étanches](#) est passée de nulle, avant 2006, à presque 128 Mm³/j (4,5 Gpi³/j) en 2016, ce qui représente 30 % de la production totale de gaz naturel au Canada. Pendant la période de projection, la croissance de la production canadienne est surtout attribuable à la formation de Montney, où elle atteint 223 Mm³/j (7,9 Gpi³/j) en 2040, pour une augmentation de 74 % par rapport à 2016.
- Pour ce qui est de la zone Deep Basin en Alberta, dont les réservoirs étanches longent les contreforts, elle a produit 96 Mm³/j (3,4 Gpi³/j) de gaz en 2016. La faible augmentation projetée suit la hausse des prix du gaz naturel et des liquides de gaz naturel (« LGN ») alors que la production atteint 110 Mm³/j (3,9 Gpi³/j) en 2040.
- Les formations schisteuses de Duvernay et de Horn River ne produisent à l'heure actuelle que de faibles quantités de gaz naturel. Une croissance modeste à ce chapitre est prévue dans les deux cas pendant la période de projection. Duvernay est une zone émergente en Alberta qui renferme du gaz naturel, des LGN et du pétrole brut. Celle de Horn River, dans le nord-est de la Colombie-Britannique, est mieux établie, mais en l'absence de LGN, il n'est pour le moment pas rentable d'y forer des puits. Regroupée, la production de ces deux zones passe de 14 Mm³/j (0,5 Gpi³/j) en 2016 à 28 Mm³/j (1,0 Gpi³/j) en 2040, la formation de Duvernay représentant alors 85 % de ce total.

¹ Le prix du gaz naturel comprend un rajustement pour réduction du méthane entrant en vigueur en 2020 qui équivaut à environ 0,02 \$ par million de BTU (« MBTU ») pour le gaz extrait de puits gaziers et à 0,09 \$/MBTU pour le gaz dissous provenant de puits de pétrole.

- La production de ressources gazières [classiques](#) ou sous forme de [méthane de houille](#), qui ne nécessitent ni forage horizontal ni [fracturation hydraulique en plusieurs étapes](#), perd de la vigueur tout au long de la période de projection alors que de nouveaux forages ne sont pas rentables à partir des hypothèses de prix avancées dans le scénario de référence. Dans l'Ouest canadien, exception faite du [gaz dissous](#), la production classique, qui constituait 55 % de la production totale en 2006 et représente 21 % de celle-ci en 2016, poursuit sa trajectoire descendante pour s'établir à 10 % en 2040.
- La production de gaz dissous se fonde sur les [données de production de pétrole classique ou tiré de réservoirs étanches et de formations schisteuses](#) présentées dans le scénario de référence. Elle augmente graduellement au cours des 25 prochaines années pour finalement constituer 14 % de la production canadienne totale en 2040.
- Ailleurs au Canada, la production est minime pendant la période de projection et des explications plus détaillées sont données dans la section qui suit.

FIGURE 2.1

Production de gaz et prix selon le scénario de référence

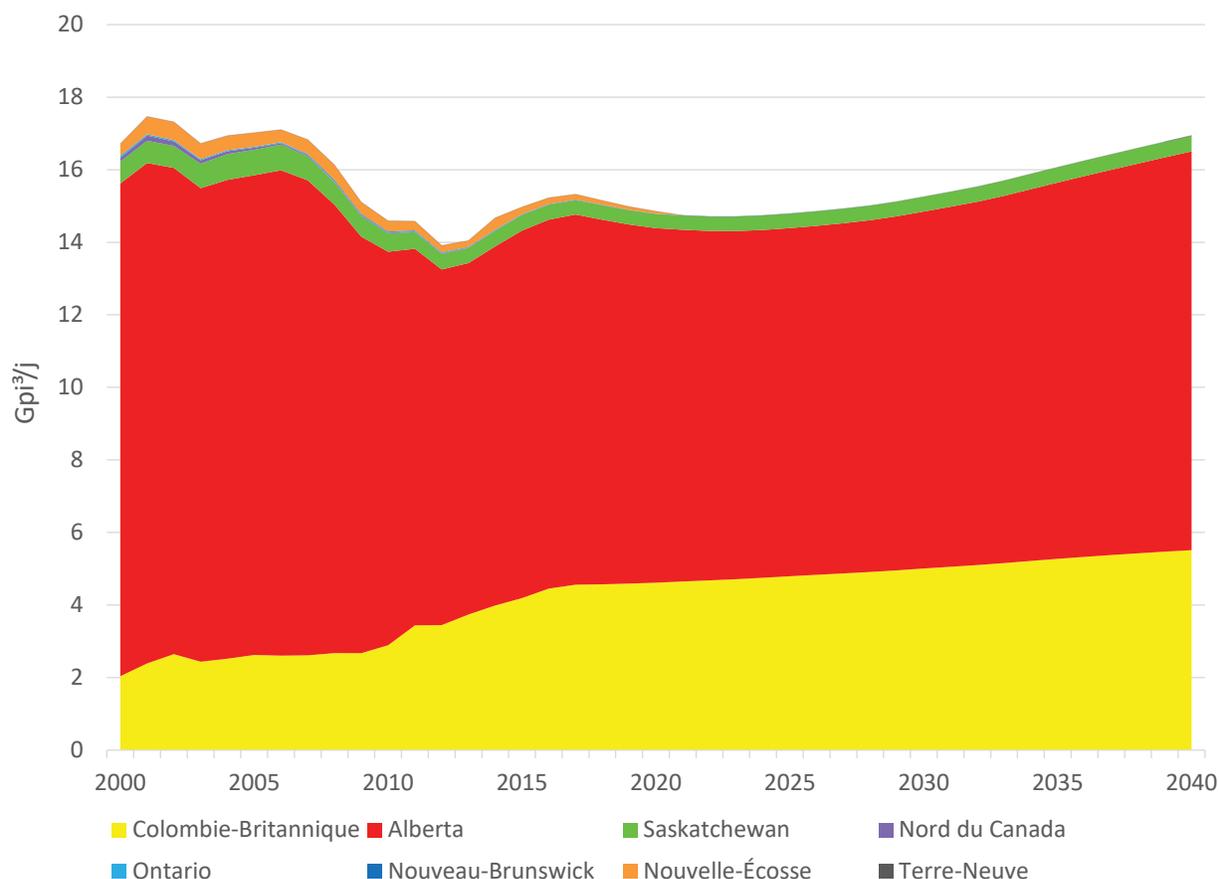


Production par province

- L'Alberta demeure en tête du peloton pour ce qui est de la production de gaz naturel, mais la part de la Colombie-Britannique augmente au fil de la croissance de la formation de Montney (figure 2.2). En Saskatchewan, la production, qui provient surtout du gaz dissous (voir les annexes C1 à C6 pour les regroupements à ce chapitre), croît lentement mais à un rythme régulier pendant la période de projection.

FIGURE 2.2

Production par province selon le scénario de référence



- Au Canada atlantique, la production de gaz naturel continue de s'amenuiser au cours de la période de projection. Celle sur la terre ferme, au Nouveau-Brunswick, devient presque nulle en 2040. Quant à la production extracôtière en Nouvelle-Écosse, on suppose une décroissance graduelle jusqu'à arrêt total en 2021 tant pour le projet Deep Panuke que pour celui de l'île de Sable. Puisque les coûts d'exploration extracôtière sont relativement élevés et compte tenu des politiques provinciales actuelles en la matière, on ne prévoit la mise en exploitation d'aucun nouveau gisement gazier dans toute cette région du pays.²

2 Du gaz est aussi produit à partir des projets pétroliers au large de Terre-Neuve, mais celui-ci est brûlé à la torche, évacué, réinjecté ou utilisé sur la plateforme afin de produire de l'électricité et ne se rend donc pas jusqu'aux marchés.

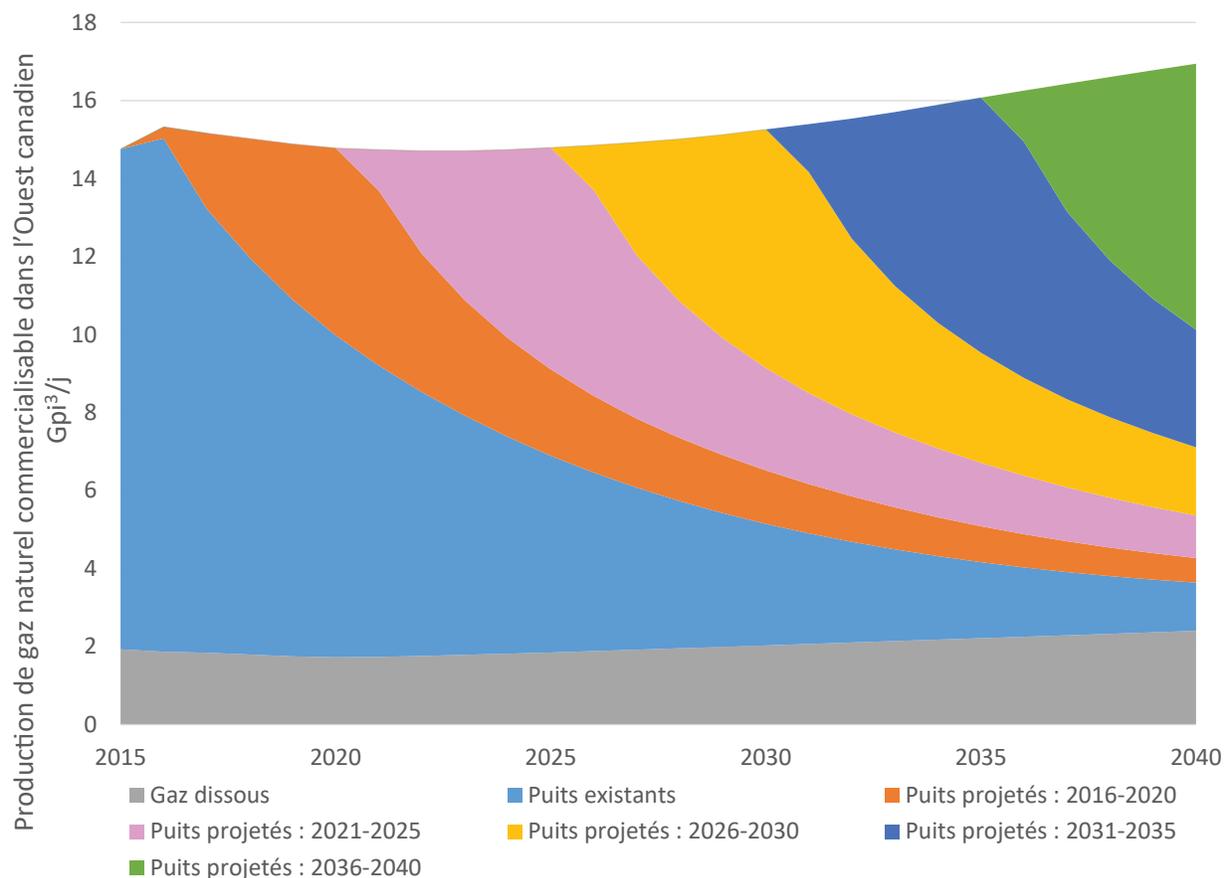
- La production de gaz naturel en Ontario et dans le Nord du Canada continue à encore de diminuer pendant la période de projection.
- Des ressources gazières importantes existent à l'extérieur de l'Ouest canadien (voir la section 2.5), mais leur mise en valeur n'est pas prévue pendant la période de projection compte tenu de la conjoncture, des distances à franchir pour se rendre jusqu'aux marchés, des moratoires imposés à l'égard des forages et de différents autres facteurs.

Production selon l'année de forage des puits

- La figure 2.3 illustre la production des puits, regroupés selon l'année de leur forage. Si aucun nouveau puits n'était foré après 2016, la production chuterait jusqu'à 44 Mm³/j (1,2 Gpi³/j) en 2040, exception faite du gaz dissous.
- Par tranche de cinq ans de la période de projection, la production augmente dans le sillage de la hausse des prix et de l'accroissement des dépenses en immobilisations, qui entraînent à leur suite le nombre de jours de forage et de puits forés (voir les annexes B1.1 à B1.6 et B2.1 à B2.6 pour des données précises, selon chaque regroupement, à l'égard des jours de forage et des puits forés par année).

FIGURE 2.3

Production en fonction de l'année de forage des puits selon le scénario de référence

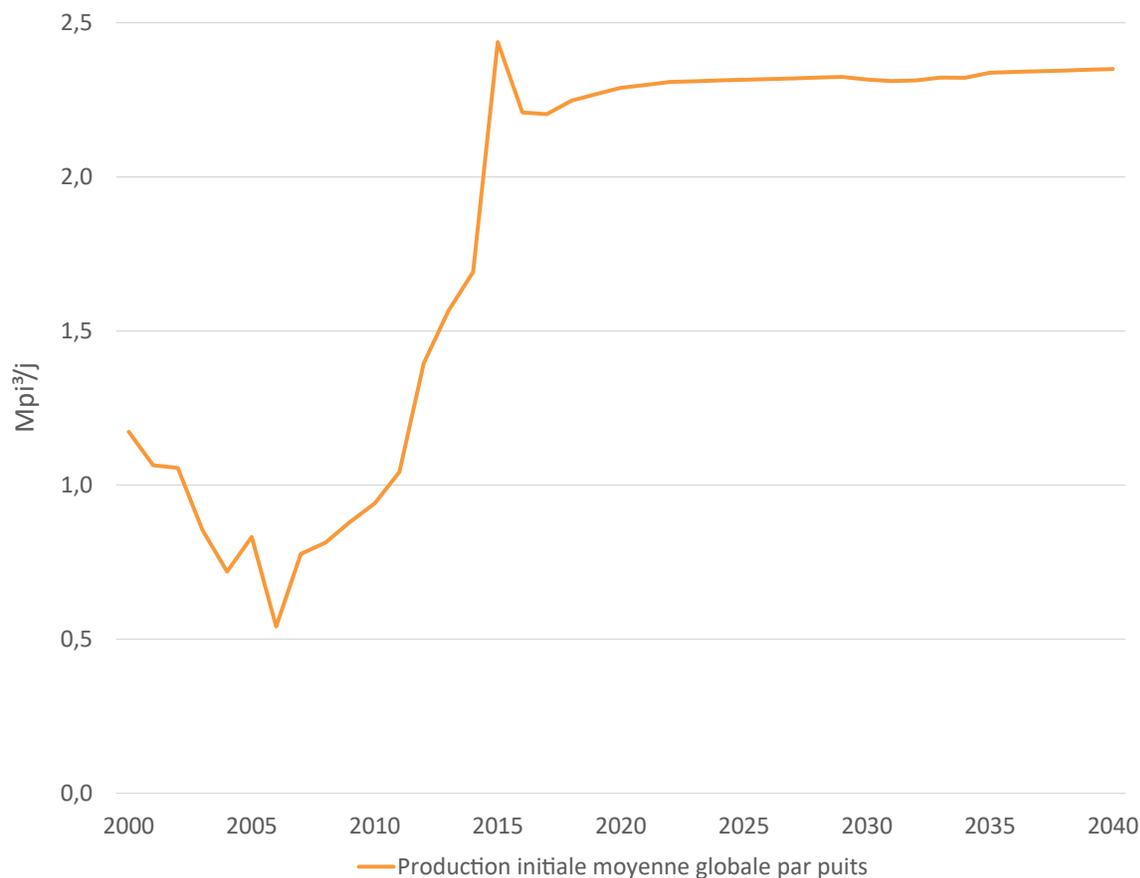


Productivité initiale des puits

- Alors que l'industrie s'est concentrée sur l'exploitation de ressources se trouvant à des profondeurs toujours plus grandes, le taux moyen de production initiale des puits gaziers dans l'Ouest canadien a augmenté. Ce taux était à son plus bas en 2006 alors qu'il s'établissait à 0,54 million de pieds cubes par jour (« Mpi³/j »), époque à laquelle un grand nombre de puits peu profonds à faible productivité étaient forés (figure 2.4), ce qui tranche nettement à côté d'un taux de 2,2 Mpi³/j en 2016, un bond de taille en dix ans attribuable à davantage de travaux visant des ressources à de plus grandes profondeurs au moyen du forage horizontal et de la fracturation hydraulique en plusieurs étapes. Pendant la période de projection, la production initiale moyenne devrait demeurer élevée, les exploitants continuant de concentrer leurs efforts sur des puits productifs plus profonds. Elle devrait même tendre un peu vers le haut avec l'amélioration des techniques de forage et de complétion qui devrait permettre de neutraliser amplement les conséquences d'une plus grande mise en valeur en périphérie des zones centrales³, ces dernières faisant l'objet d'une exploitation maximale.⁴

FIGURE 2.4

Production initiale moyenne des puits dans l'Ouest canadien selon l'année



3 Les zones centrales regroupent celles dont l'exploitation affiche les plus belles promesses de rentabilité.

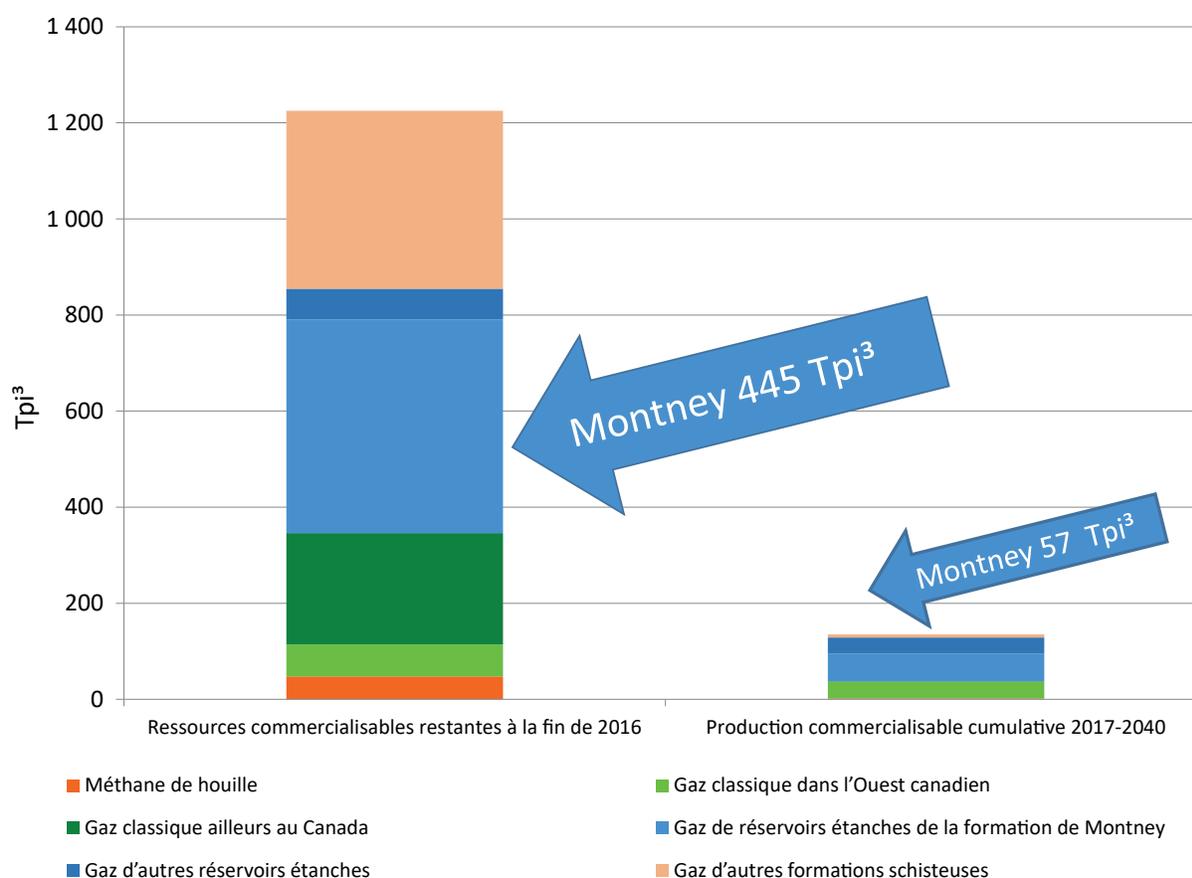
4 Les données historiques et projetées quant aux jours de forage, puits forés et paramètres de diminution de la production selon les différents regroupements sont présentées aux [annexes B1.1 à B1.6, B2.1 à B2.6, A3 et A4](#).

Gaz naturel commercialisable

- Le Canada dispose d'abondantes ressources gazières. En tenant compte de la technologie existante, à la fin de 2016, la quantité estimative de gaz commercialisable qu'il reste encore à mettre en valeur est de 1 225 millions de millions de pieds cubes (« Tpi³ »), ce qui représente, aux niveaux de production actuels, une offre qui pourrait s'étaler sur plus de 200 ans. La production annuelle du Canada se situe à 5,6 Tpi³. À ce rythme, la production totale de 2017 à 2040 sera de 135 Tpi³, soit à peine 11 % des 1 225 Tpi³ mentionnés ci-dessus. Selon le scénario de référence, il devrait encore y avoir 1 090 Tpi³ de gaz naturel au pays en 2040, ce qui équivaut à 196 fois les niveaux de production de 2016. Voir les [annexes d'Avenir énergétique 2017](#) pour la répartition des ressources selon le type de gaz et la région.

FIGURE 2.5

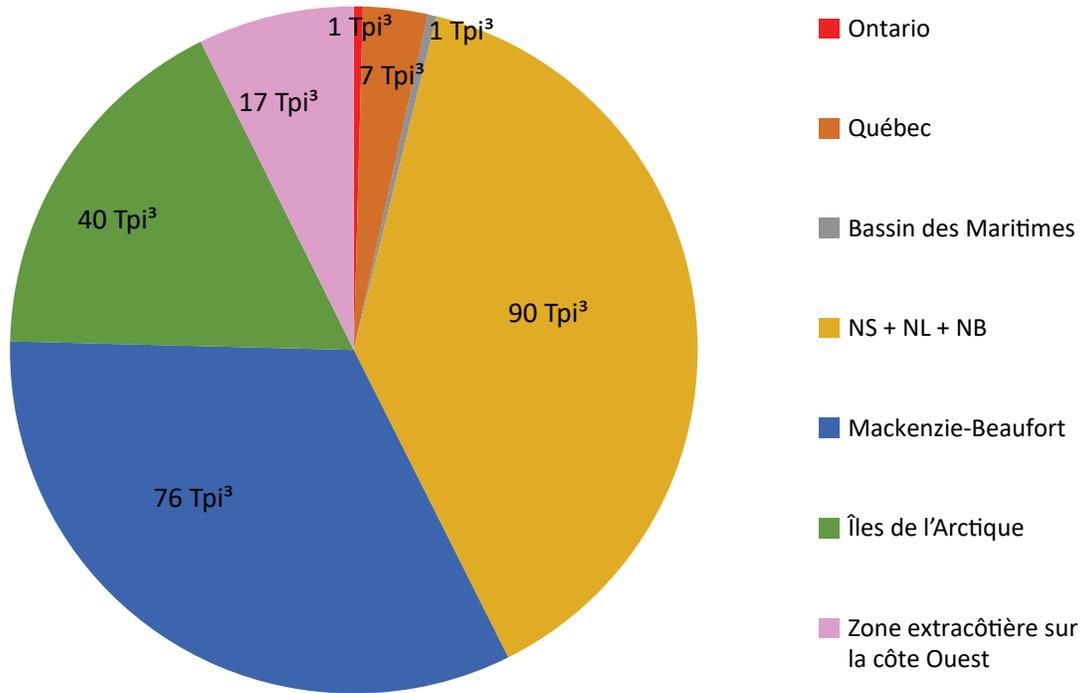
Ressources gazières et production projetée



- Une proportion importante de tout le gaz naturel au pays se trouve dans l'Ouest canadien. Ces ressources sont également abondantes ailleurs au Canada, en particulier dans le Nord (figure 2.6).

FIGURE 2.6

Ressources gazières ailleurs au Canada



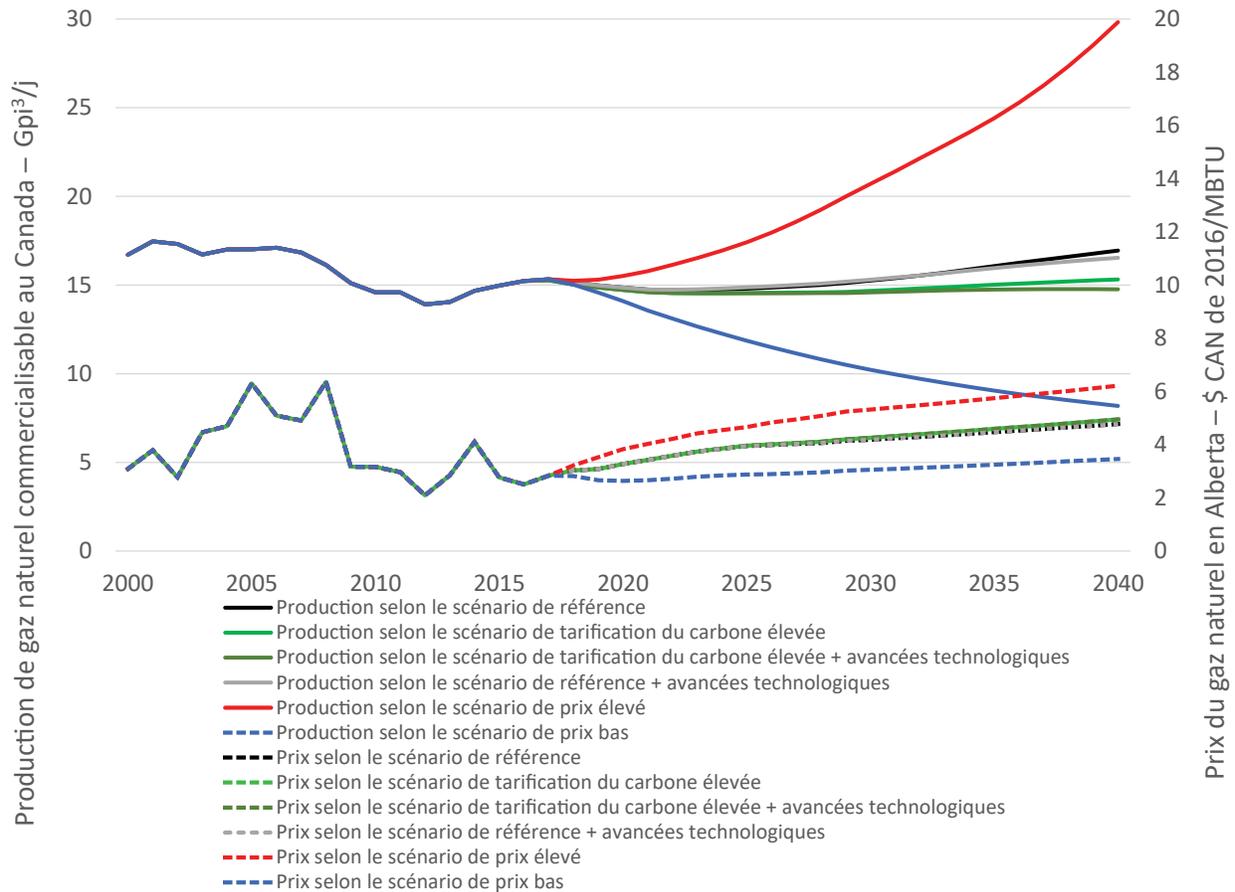
Tous les scénarios

- La production de gaz naturel varie selon le scénario, mais l'écart est particulièrement grand entre ceux de prix élevé et bas (figure 3.1). L'accent est dans tous les cas placé sur le gaz plus rentable de réservoirs étanches en profondeur. Pour ce qui est des ressources gazières ailleurs au Canada, les projections sont identiques dans les six scénarios.
- À l'exception de celui de prix bas, quel que soit le scénario, après une période de recul à court terme, la production devrait ensuite augmenter d'année en année jusqu'à la fin de la période de projection. Dans le scénario de prix bas, c'est-à-dire inférieur à 4 \$/MBTU, les dépenses en immobilisations ne sont pas favorisées et ne permettent pas de forer un nombre suffisant de nouveaux puits pour combler le vide laissé par la baisse de production des plus anciens. La production totale baisse donc pendant toute la période visée. Elle s'établit ainsi à 232 Mm³/j (8,2 Gpi³/j) en 2040, soit environ la moitié de ce qui est attendu selon le scénario de référence.
- Inversement, le scénario de prix élevé projette une production de 845 Mm³/j (29,8 Gpi³/j) en 2040, soit le double de celle du scénario de référence. Cela est en grande partie le résultat d'un effet d'entraînement pendant toute la période visée, alors que des prix plus élevés mènent au forage d'un plus grand nombre de puits et d'une production plus grande à l'origine d'une hausse de revenus. Ces derniers permettent alors un relèvement des dépenses en immobilisations, donc le forage d'un plus grand nombre de puits et une production plus grande, etc.⁵ Toutefois, une telle analyse se fonde sur l'hypothèse de l'existence des marchés voulus et que l'infrastructure requise sera construite, sans s'attarder à la question de savoir qui consommera cette production accrue.
- Les scénarios de tarification du carbone élevée poussent celle-ci jusqu'à 140 \$ en 2040, en dollars de 2016, soit presque le triple des 50 \$/tonne envisagés dans les autres scénarios. Cependant, les répercussions de cette situation sur la production sont loin d'être aussi visibles que celles découlant des prix pour les deux scénarios précités.

5 La hausse des coûts est la même quel que soit le scénario, mais celle associée aux jours de forage pourrait varier en fonction d'un nombre plus ou moins élevé de puits forés.

FIGURE 3.1

Prix du gaz et projections de la production selon le scénario

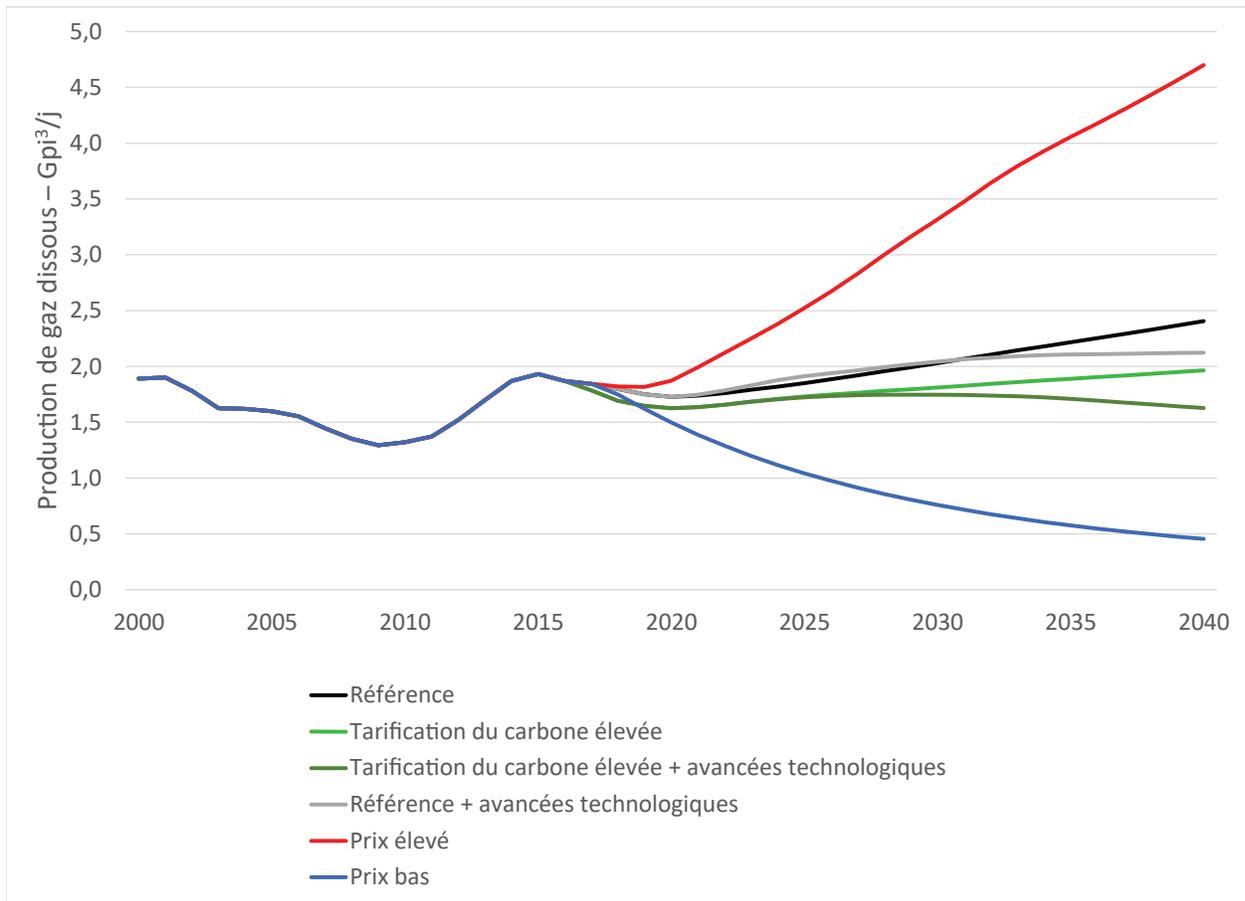


- À 50 \$/tonne, la tarification du carbone représente un coût de 0,22 \$ par millier de pieds cubes (« kpi³ »)⁶ de gaz naturel commercialisable produit. Néanmoins, les projections de la production selon le scénario de référence et celui de tarification du carbone élevée ne varient pas énormément (au contraire de ce qu'on voit entre les scénarios de prix élevé et bas), ce qui est surtout dû au fait qu'on suppose des prix identiques dans les deux cas. Les deux scénarios des avancées technologiques (scénario de tarification du carbone élevée + avancées technologiques et scénario de référence + avancées technologiques) n'envisagent de changements qu'à l'égard des méthodes d'exploitation des sables bitumineux, alors que les hypothèses de prix sont les mêmes, ce qui fait que la production de gaz projetée est encore là assez semblable dans les deux cas. La seule différence palpable entre tous ces scénarios se situe au niveau de la production de gaz dissous, la tarification du carbone devant normalement jouer sur les prix du pétrole et sa production en fonction de l'évolution de la demande (figure 3.2). Les projections pour le gaz dissous sont en fonction de celles présentées dans le [rapport supplémentaire sur la production de pétrole classique ou tiré de réservoirs étanches et de formations schisteuses](#).

6 En supposant en moyenne environ 0,05 tonne de CO₂/kpi³ de gaz naturel brut produit, une consommation moyenne de 0,08 de chaque kpi³ du gaz produit ainsi qu'une contraction moyenne de 16 % entre le brut et le gaz naturel commercialisable.

FIGURE 3.2

Projections de la production de gaz dissous selon le scénario



En conclusion

- La présente analyse repose sur la double hypothèse qu'à long terme, les marchés seront en mesure d'absorber toute l'énergie produite et que l'infrastructure nécessaire sera mise en place en fonction des besoins. Toutefois, l'absence de débouchés pour le gaz naturel produit au Canada réduit les prix obtenus par les producteurs canadiens comparativement à ceux pratiqués au carrefour Henry et influe sur les tendances en production gazière.
- Les projections illustrées ici présentent diverses possibilités associées à des hypothèses portant notamment sur les prix pratiqués, la conjoncture, la technologie et la géologie. La production réelle pourrait s'en écarter en raison par exemple d'imprévus pouvant toucher la demande, d'intempéries ou de pannes à des usines de traitement.
- La production gazière dépend des prix, mais aussi des techniques de récupération ainsi que de l'efficacité des travaux de forage et des coûts qui y sont associés. Si les progrès réalisés en matière technique ou de coûts diffèrent de ce qui est envisagé, cela se répercuterait sur les projections découlant du modèle utilisé ici pour ce qui est des dépenses en immobilisations et de la production des puits.
- Le Canada dispose d'abondantes ressources gazières.

Annexe A

Annexe A1 – Méthode (Description détaillée)

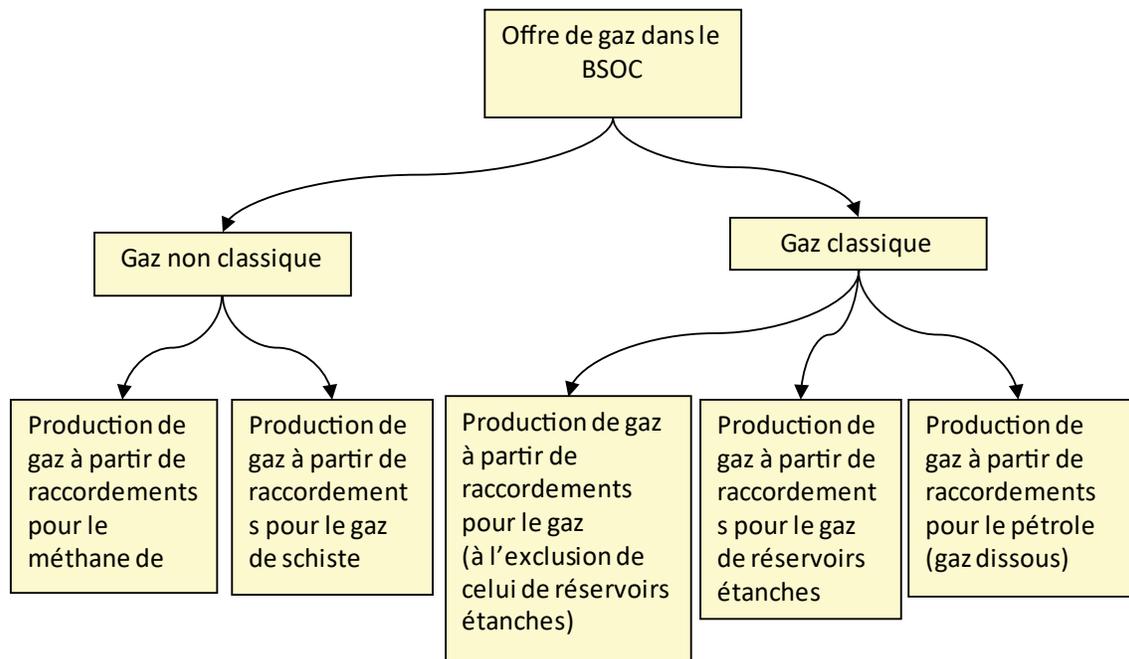
La production de gaz naturel au Canada de 2017 à 2040 sera constituée de gaz classique et de réservoirs étanches provenant du BSOC, auquel se grefferont les contributions du Canada atlantique et de l'Ontario, le méthane de houille de l'Alberta ainsi que le gaz de schiste de cette même province et de la Colombie-Britannique. Dans le présent rapport, l'analyse porte notamment sur les tendances pour ce qui est des caractéristiques de production des puits et les attentes quant à la mise en valeur des ressources, le tout en vue d'élaborer les paramètres utilisés pour circonscrire la production gazière future dans le BSOC. Des démarches différentes sont utilisées pour les autres régions du Canada où la production provient d'un plus petit nombre de puits.

A1.1 BSOC

La production de gaz dans le BSOC a été séparée en cinq grandes catégories (figure A1.1).

FIGURE A1.1

Principales catégories de production de gaz dans le BSOC



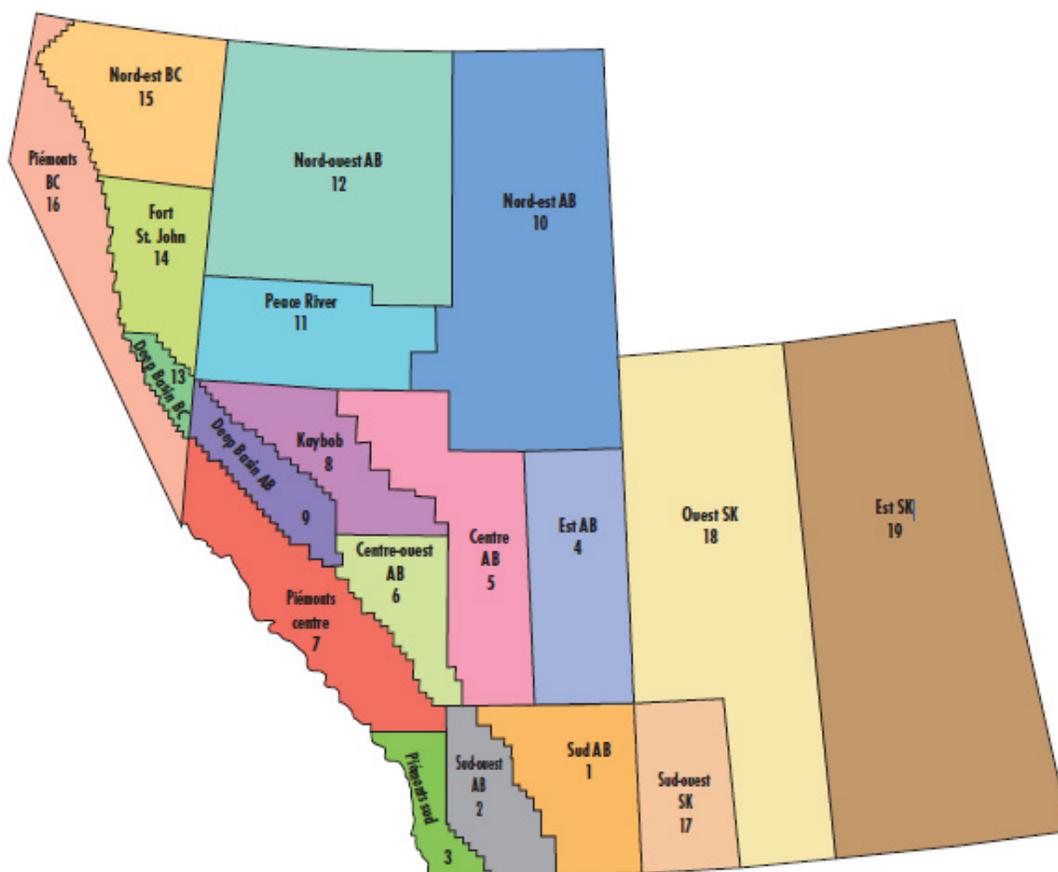
La méthode utilisée pour cerner la production tirée des puits de gaz classique (y compris de réservoirs étanches), du méthane de houille et des formations schisteuses est décrite ci après. On a eu recours à une analyse de diminution de la production fondée sur les données historiques afin de déterminer les paramètres de rendement futur. La méthode de calcul de la production de gaz associée à des puits de pétrole (gaz dissous) est exposée à la section A1.1.2 de la présente annexe.

A1.1.1 Regroupements pour l'analyse de diminution de la production

Différents regroupements selon le type de puits de gaz pour évaluer les caractéristiques de rendement de ceux-ci. Les puits de gaz classique, de réservoirs étanches et de schiste sont regroupés en fonction des régions petroCUBE en Alberta, en Colombie-Britannique et en Saskatchewan (figure A1.2). Les puits ont aussi été regroupés en tenant compte des zones géologiques. Dans la présente analyse, la production de la formation de Montney est séparée des autres sources de gaz provenant de réservoirs étanches.

FIGURE A1.2

Carte des régions du BSOC



Dans chaque région petroCUBE et chaque zone, les puits sont regroupés par année, tous ceux antérieurs à 1999 faisant partie d'un même groupe alors que des groupes distincts ont été constitués pour chaque année de 1999 à 2040.

Les puits de méthane de houille en Alberta ont par ailleurs été regroupés principalement par zone en trois catégories :

- formation principale de Horseshoe Canyon;
- méthane de houille de Mannville;
- autre méthane de houille.

Dans chacune des trois catégories, les puits de méthane de houille ont également été regroupés par année. En ce qui concerne la formation principale de Horseshoe Canyon et la catégorie autre méthane de houille, un groupe unique a été constitué pour l'ensemble des six puits antérieurs à 2004, mais les regroupements sont distincts pour chacune des années depuis. Tous les puits de méthane de houille de Mannville antérieurs à 2006 sont regroupés, mais depuis, des groupes distincts ont été créés d'année en année.

Il existe en tout environ 150 regroupements de ressources gazières dans l'Ouest canadien, chacun disposant de son propre jeu de paramètres de diminution pour chaque année.

A1.1.2 Méthode pour les puits existants

La méthode de projection de la production des puits de gaz existants diffère de celle utilisée pour les puits futurs. Dans le cas des **puits existants**, on a réalisé une analyse de diminution de la production à partir des données historiques pour chaque regroupement (type de gaz, région petroCUBE, zone géologique et année) afin de produire deux jeux de paramètres.

1. Paramètres de production du groupe – Attentes de production pour le regroupement de ressources gazières dans son ensemble
2. Paramètres de production d'un puits moyen – Attentes de production pour un puits de gaz moyen du regroupement

La méthode employée pour l'analyse de diminution de la production des puits existants est décrite ci-après. Les paramètres de production des groupes et ceux d'un puits moyen découlant de cette analyse se trouvent, respectivement, aux annexes A.3 et A.4.

Dans le modèle, on s'est servi des paramètres de production du groupe afin de projeter celle des puits existants. Un jeu de données historiques de la production commercialisable du groupe pour chacun des regroupements est obtenu de la façon suivante :

- sommation des données de production brute par mois civil des puits de gaz raccordés de chaque regroupement afin d'obtenir un total pour le groupe;
- multiplication du total de la production brute d'un mois civil pour un groupe par un facteur de contraction propre à celui-ci, puis division du produit ainsi obtenu par le nombre de jours de chaque mois afin d'obtenir le total mensuel de la production de gaz commercialisable et le taux (en Mpi^3/j) pour chaque mois civil;
- obtention subséquente, pour chaque regroupement, de schémas du taux de production commercialisable quotidienne totale par rapport à la production commercialisable cumulative.

Les jeux de données historiques sur la production d'un puits moyen sont quant à eux obtenus comme suit :

- saisie des données sur la production brute des puits par mois pour chaque raccordement du regroupement;
- détermination, pour chaque mois de production de chacun des puits, d'une valeur pour un mois de production normalisé correspondant au nombre de mois écoulés depuis le raccordement;
- sommation de la production brute des puits d'un regroupement par mois de production normalisé multiplié par le facteur de contraction moyen qui s'applique afin d'obtenir le total de production commercialisable par mois de production normalisé;

-
- division de la production commercialisable d'un mois de production normalisé par 30,4375, soit le nombre moyen de jours dans un mois, pour obtenir le taux de production d'un puits moyen du groupe par mois de production normalisé;
 - obtention subséquente, pour un puits moyen de chaque regroupement, de schémas du taux de production commercialisable quotidienne par rapport à la production commercialisable cumulative.

En ce qui concerne les puits de gaz classique, on a procédé de la manière précisée ci après afin de réaliser l'analyse de diminution de la production au moyen des jeux de données historiques portant sur le groupe et pour un puits moyen.

- **Analyse de diminution de la production des puits antérieurs à 1999**

Pour chaque regroupement, le schéma comparant le taux à la production cumulative des puits de gaz en production avant 1999 est le premier évalué. Une diminution exponentielle constante sur plusieurs années en est ressortie, quel que soit le regroupement. Pour tous les puits antérieurs à 1998, le schéma de groupe propose le taux de production commercialisable courant, un taux de diminution stable de la production future et une diminution ultime au besoin.

- **Analyse de diminution de la production des puits antérieurs de 1999 à 2016**

Après évaluation initiale globale des puits d'un regroupement, chaque année de 1999 à 2016 est évaluée dans l'ordre chronologique.

a. Analyse de diminution de la production d'un puits moyen

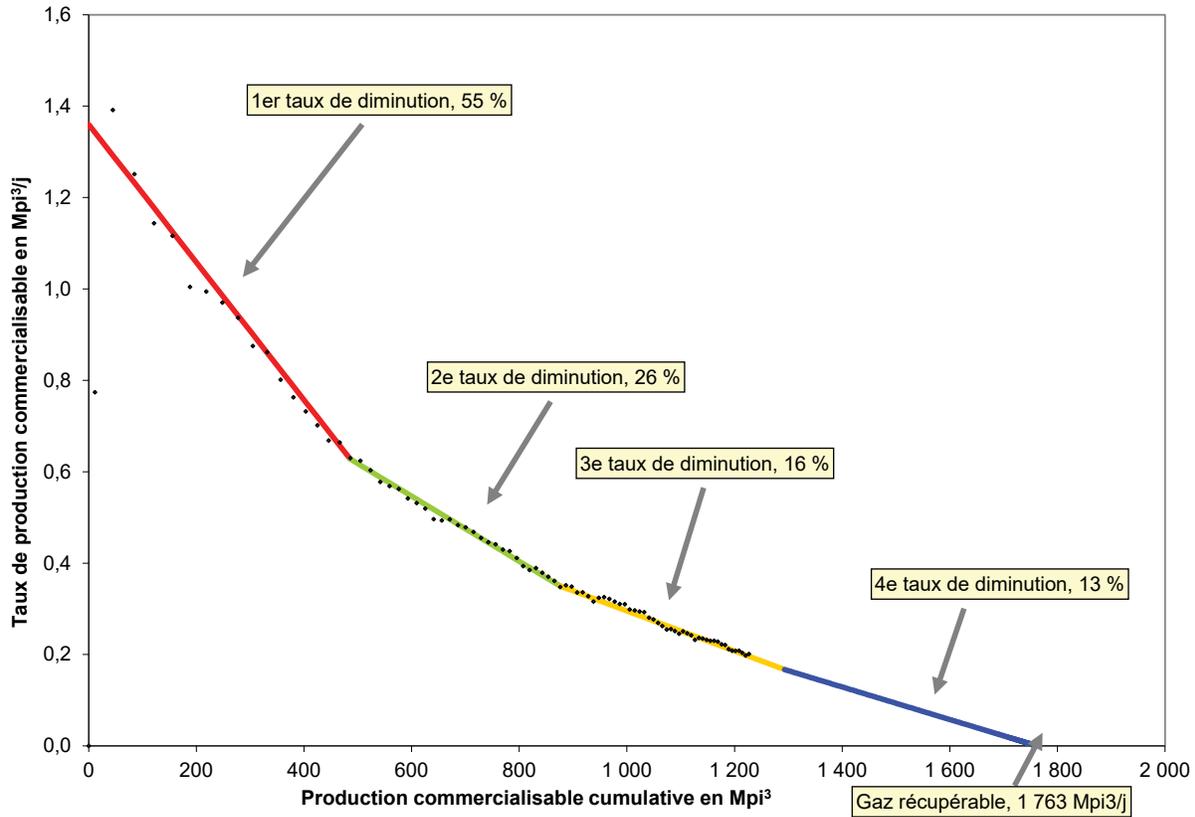
Pour chaque année, le schéma comparant le taux à la production cumulative est le premier évalué afin d'établir les paramètres suivants qui définissent le profil de production d'un puits moyen sur toute sa durée de sa vie productive :

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

La figure A1.3 donne un exemple des schémas utilisés pour évaluer le rendement d'un puits moyen et les différents taux de diminution servant à décrire la production.

FIGURE A1.3

Exemple de schéma d'analyse de diminution de la production d'un puits moyen



Source : Analyse par l'Office des données de production de puits GeoVista de Divestco

Pour les puits d'années antérieures, les données disponibles sont habituellement suffisantes en vue d'établir tous ces paramètres. Dans le cas des puits d'années plus récentes, le raccourcissement de la durée sur laquelle portent les données historiques fait que les paramètres décrivant la diminution à un horizon temporel plus éloigné doivent être établis à partir de ce qui a été déterminé pour les premières années. Dans l'exemple présenté à la figure A1.3, les données disponibles permettent de déterminer les paramètres qui définissent les trois premières périodes de diminution du puits tandis que ceux de la quatrième période sont fondés sur l'analyse de puits d'années antérieures.

On a supposé, à moins que les données historiques de l'année n'indiquent autre chose, que le quatrième taux de diminution serait égal au dernier taux de diminution pour le regroupement établi après évaluation de tous les puits antérieurs à 1999 et que la période de diminution ultime commencerait après 120 mois de production.

Voir l'annexe A4 afin de connaître les paramètres de diminution déterminés de cette façon pour les puits moyens.

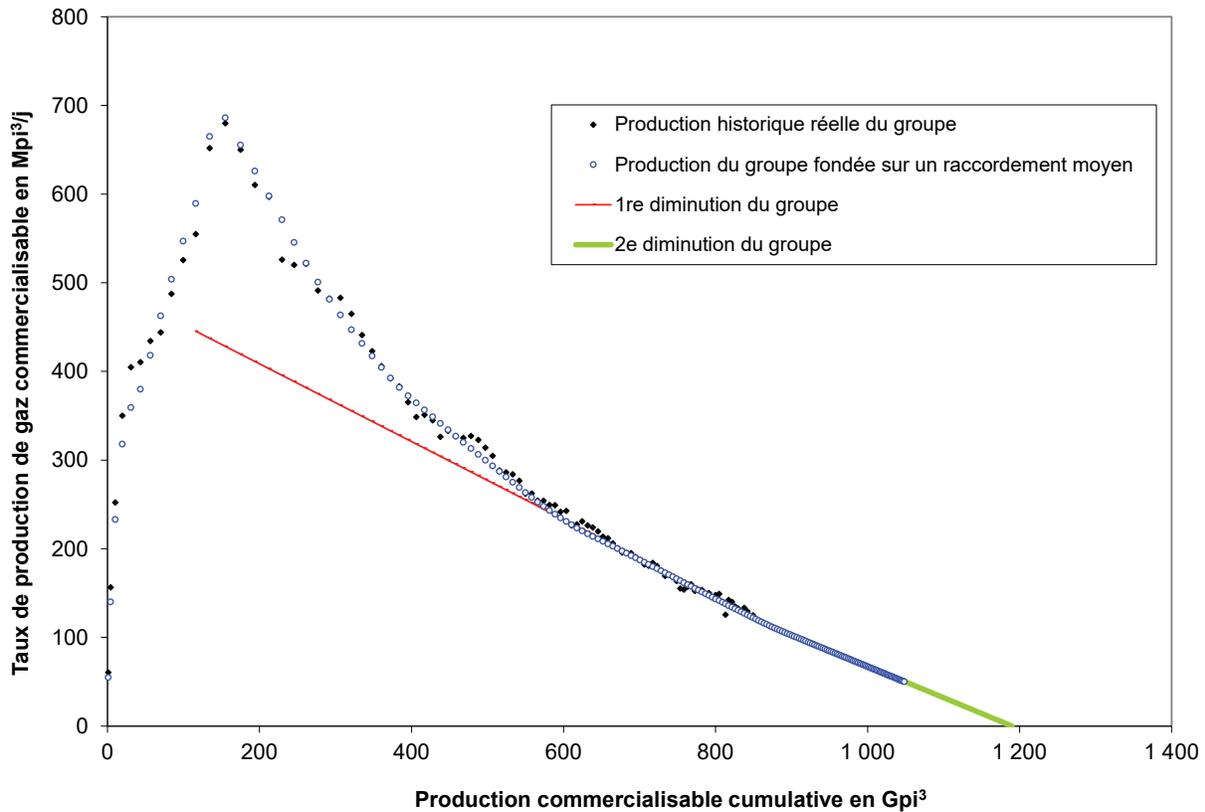
b. Analyse de diminution de la production pour les données d'un groupe

Une fois les paramètres de rendement d'un puits moyen établis, on évalue ceux de groupe.

Tout d'abord, les paramètres de rendement d'un puits moyen sont intégrés à un calendrier sur 12 mois pour les puits connus afin de calculer le rendement prévu du groupe, à quoi on greffe les données de rendement réelles du groupe. Si celles obtenues à partir du rendement d'un puits moyen ne correspondent pas tout à fait aux données de production historiques réelles du groupe, les paramètres du puits moyen peuvent être revus jusqu'à obtention d'un bon appariement. Un exemple de ce type de schémas est présenté à la figure A1.4.

FIGURE A1.4

Exemple de schéma d'analyse de diminution de la production du groupe



Source : Analyse par l'Office des données de production de puits GeoVista de Divestco

Les paramètres de rendement suivants sont déterminés à partir du schéma du groupe :

- taux de production au premier mois;
- premier taux de diminution;
- deuxième taux de diminution (le cas échéant);
- nombre de mois avant le deuxième taux de diminution (le cas échéant);
- troisième taux de diminution (le cas échéant);
- nombre de mois avant le troisième taux de diminution (le cas échéant);
- quatrième taux de diminution (le cas échéant);
- nombre de mois avant le quatrième taux de diminution (le cas échéant).

Dans les regroupements de puits plus anciens (2001, 2002, etc.), les données réelles se stabilisent habituellement à la date courante pour correspondre exactement ou presque au taux de diminution ultime établi pour tout le groupe antérieur à 1999. Dans ces cas, un taux de diminution unique est suffisant pour décrire la durée de vie productive restante du regroupement et le rendement prévu à partir des données d'un puits moyen a peu d'influence sur la détermination des paramètres de groupe.

Pour les puits plus récents (2015, 2016, etc.), les données historiques réelles du groupe ne constituent pas un bon fondement pour établir une projection de la production future. En pareil cas, le rendement prévu calculé à partir des données d'un puits moyen est essentiel à l'établissement des taux de diminution actuels et futurs.

Voir l'annexe A3 afin de connaître les paramètres de rendement déterminés de cette façon pour les groupes.

On a aussi eu recours à la méthode d'analyse de diminution de la production décrite ci-dessus pour les regroupements de méthane de houille et de gaz de schiste. Les raccordements associés au méthane de houille de Mannville ont un profil de rendement qui diffère de ceux des autres ressources gazières du BSOC. Alors que les puits de gaz de tous les autres regroupements sont reconnaissables à une diminution relativement prévisible du premier taux de production, les raccordements associés au méthane de houille de Mannville, en raison de l'étape de dessiccation qui leur est propre, présentent une hausse de la production sur plusieurs mois avant d'atteindre un taux maximal. Ce n'est que par la suite que le processus de diminution est enclenché. On a donc utilisé un jeu de paramètres légèrement différent pour établir le rendement d'un puits moyen pour le méthane de houille de Mannville, le premier taux de production étant remplacé par le « nombre de mois avant la production de pointe » et le « taux de production de pointe ».

La brève période de production de gaz de schiste permet plus difficilement d'établir des taux de diminution à long terme en se fondant sur des données historiques. Des taux de diminution pour toute la vie productive des puits de gaz de schiste sont quand même estimés en fonction de l'opinion de l'Office quant à la récupération ultime de gaz d'un puits moyen.

A1.1.3 Méthode pour les puits futurs

Pour les puits futurs, la production estimative est fonction du nombre de ceux projetés et des caractéristiques de rendement moyen prévues de tels puits. Les projections sur le forage servent à estimer le nombre de puits de gaz futurs. On a utilisé les tendances historiques des paramètres de rendement d'un puits moyen, obtenues à partir de l'analyse de diminution de la production des puits de gaz existants, pour estimer les paramètres correspondants des puits futurs.

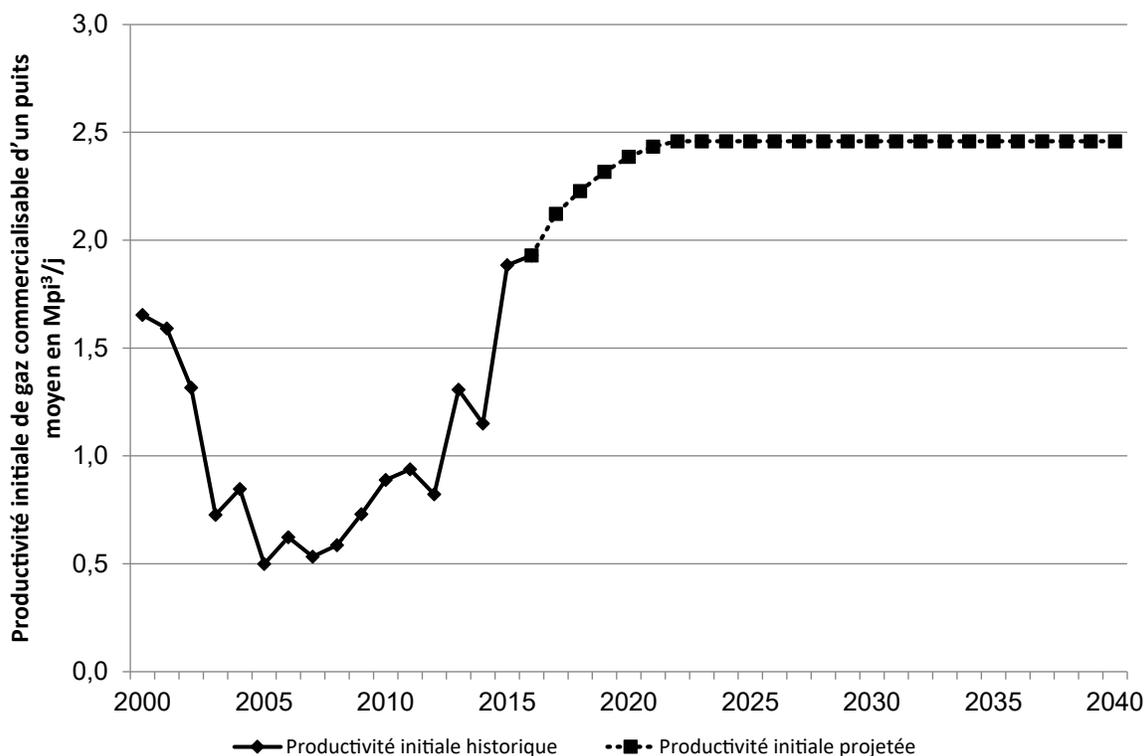
A1.1.3.1 Rendement des puits futurs

On obtient le rendement des puits futurs de chaque regroupement en extrapolant les tendances de production d'un puits moyen des années antérieures. Les paramètres de rendement estimés sont la productivité initiale d'un puits moyen et les taux de diminution s'y rapportant.

Dans nombre de regroupements, les tendances peuvent pointer vers une diminution ou une augmentation de la productivité initiale d'un puits de gaz moyen. La figure A1.5 montre le taux de production initiale au fil du temps pour les puits de gaz de réservoirs étanches du regroupement du Colorado supérieur dans la zone Deep Basin AB. La production initiale avait tendance à diminuer jusqu'aux alentours de 2006, alors que la montée en popularité du forage horizontal et de la fracturation hydraulique en plusieurs étapes, dans ce regroupement, l'ont fait augmenter. Le premier taux de production des puits de gaz futurs est estimé en extrapolant la tendance observée dans chaque regroupement, puis en rajustant au besoin pour tenir compte d'autres hypothèses, par exemple des modifications touchant la technologie ou les ressources. Les annexes A3 et A4 traitent des valeurs historiques et projetées de productivité initiale d'un puits moyen pour tous les regroupements qui s'y trouvent.

FIGURE A1.5

Exemple de production initiale moyenne par année - Réservoirs étanches du Colorado supérieur dans la zone Deep Basin AB

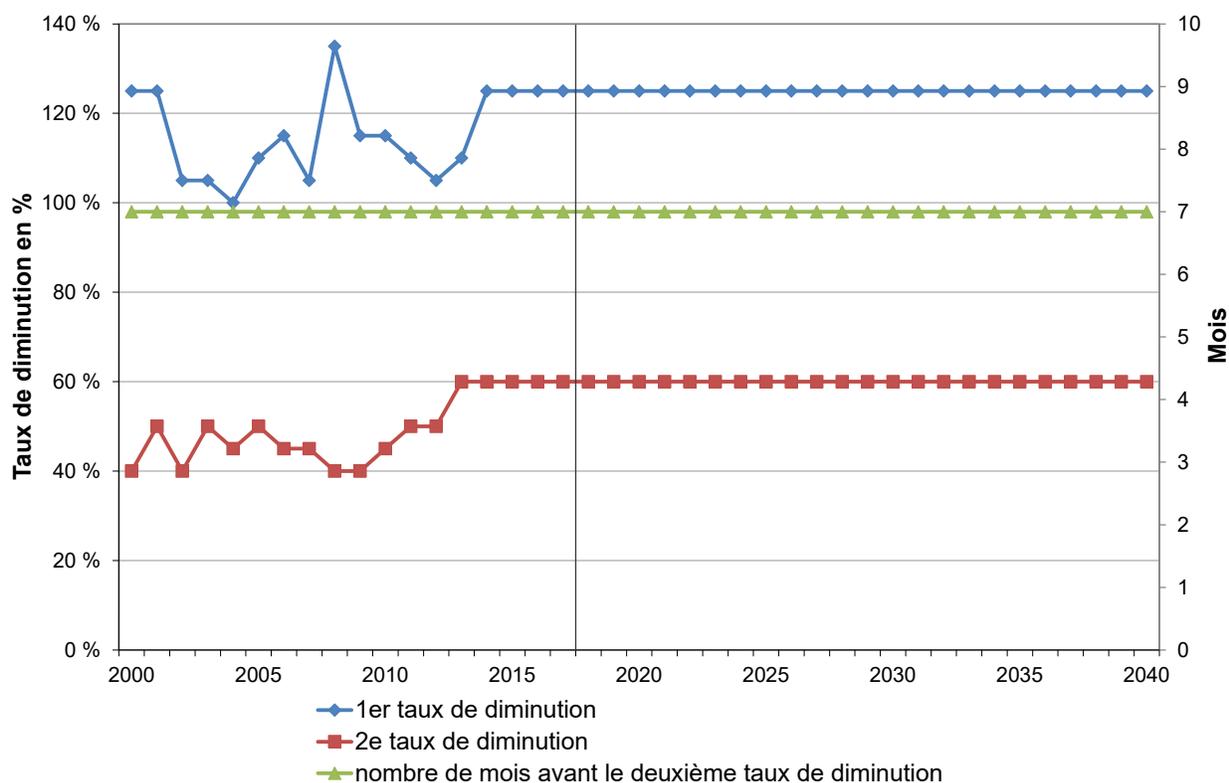


Source : Analyse par l'Office des données de production de puits de Divestco

Les paramètres de diminution clés ayant une incidence à court terme sont les premier et deuxième taux ainsi que le nombre de mois entre les deux. La figure A1.6 présente les valeurs historiques et projetées de ces paramètres de diminution clés pour un puits moyen du regroupement des réservoirs étanches du Mannville dans la zone Deep Basin AB. Comme on peut voir, les tendances observées dans les paramètres de diminution des puits des années antérieures servent à établir ces mêmes paramètres clés pour les années futures.

FIGURE A1.6

Exemple de paramètres clés de diminution au fil du temps - Réservoirs étanches du Mannville dans la zone Deep Basin en Alberta



A1.1.3.2 Nombre de puits futurs

La figure A1.7 illustre la méthode employée pour cerner le nombre de puits de pétrole chaque année pendant la période de projection. Les intrants clés ici sont le degré de réinvestissement des revenus et les coûts par jour de forage. Une modification de l'un ou de l'autre peut avoir d'importantes répercussions sur les projections. Les valeurs projetées pour les autres intrants sont estimées à partir d'une analyse des données historiques.

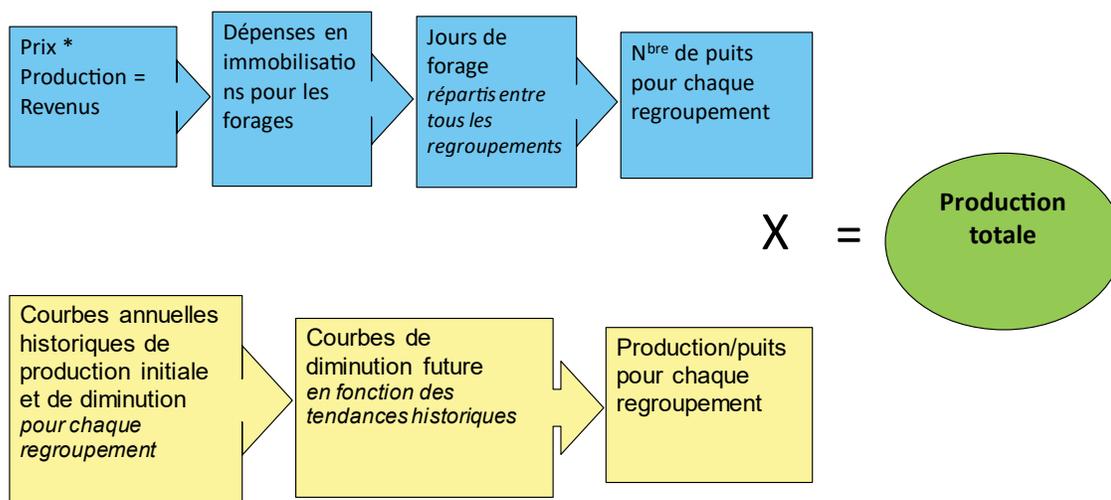
L'Office projette un nombre de jours de forage ciblant du gaz pour chaque regroupement. Ceux-ci sont répartis en fonction des tendances historiques, des estimations récentes des coûts d'approvisionnement et de l'opinion de l'Office quant au potentiel de mise en valeur. Les fractions ainsi obtenues témoignent des tendances historiques à la faveur des formations plus profondes situées du côté ouest du bassin, d'un intérêt accru pour le gaz de réservoirs étanches et de schiste, en Colombie-Britannique et en Alberta, ainsi que d'une mise en valeur plus poussée du gaz naturel humide/riche en liquides. Les annexes B1.1 à B1.6 renferment des tableaux sur les jours de forage par année et regroupement selon chacun des scénarios.

Le nombre de puits de gaz forés au cours d'une année correspond au quotient des jours de forage ciblant chaque regroupement de ressources et du nombre moyen requis pour un puits. Ce dernier, pour les puits futurs de chaque regroupement, est fondé sur les données historiques en plus de tenir compte d'autres hypothèses, par exemple des modifications touchant l'efficacité des travaux ou les ressources. Les annexes B2.1 à B2.6 renferment des tableaux sur les puits par année et regroupement selon chacun des scénarios.

FIGURE A1.7

Schéma de la méthode de projection des forages

Pour chaque année



A1.1.4 Gaz dissous

Le gaz dissous est produit à partir de puits de pétrole en même temps que le pétrole brut et représente actuellement plus de 10 % de toute la production de gaz commercialisable du BSOC. L'analyse de ce gaz prend en compte la région petroCUBE alors que les projections sont fondées sur les tendances historiques et envisagées pour la production de pétrole classique, de réservoirs étanches et de schiste par province. La production de gaz dissous projetée n'est pas segmentée (c'est-à-dire qu'elle porte à la fois sur les puits de pétrole existants et futurs).

A1.1.5 Yukon et Territoires du Nord-Ouest

Le gaz du delta et du couloir du fleuve Mackenzie n'est pas inclus dans la production pendant la période de projection, car il n'est plus rentable en raison de la baisse des prix. Le champ Norman Wells produit de petites quantités de gaz à des fins locales et n'est pas relié au réseau pipelinier nord-américain. Quant à la production à Cameron Hills, elle a cessé en février 2015.

A1.2 Canada atlantique

En ce qui concerne les puits au large de la Nouvelle-Écosse, les profils de production sont fondés sur le rendement saisonnier des deux projets en exploitation. Aucun nouveau puits intercalaire n'est prévu pour les champs producteurs pendant la période de projection. La production du gisement Deep Panuke a commencé à décroître à l'automne 2013 et est depuis devenue saisonnière.

Le gaz du champ continental McCully, au Nouveau-Brunswick, maintenant en production saisonnière, a été relié au réseau pipelinier régional à la fin de juin 2007.

Un potentiel du gaz de schiste existe au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse, mais les politiques provinciales interdisent pour l'instant la fracturation hydraulique nécessaire à l'exploitation des formations qui en renfermeraient. Les projections supposent que ces politiques n'évolueront pas pendant la période visée ici.

A1.3 Autre production canadienne

La faible partie restante de la production canadienne provient de l'Ontario. Les projections à son égard sont faites par extrapolation des volumes historiques. Il existe aussi un potentiel de gaz de schiste au Québec, mais les politiques provinciales interdisent pour l'instant la fracturation hydraulique nécessaire à l'exploitation des formations qui en renfermeraient. Les projections supposent que ces politiques n'évolueront pas pendant la période visée ici.

Annexe A2 – Paramètres de production - Résultats

A2.1 BSOC

A2.1.1 Production des puits de gaz existants

On a estimé la production future des puits existants des regroupements de ressources –classique (y compris de réservoirs étanches), non classique (de schiste et méthane de houille) et tout le gaz dissous– au moyen de la méthode d’analyse de la production décrite à l’annexe A1. Les paramètres de diminution **sont les mêmes** dans tous les cas.

Les paramètres de production future de tous les regroupements sont le taux de production en décembre 2016 et jusqu’à quatre taux de diminution future s’appliquant à des périodes précises. En ce qui concerne les puits plus anciens dont la production semble s’être stabilisée à un taux de diminution ultime, un seul de ces taux est requis pour décrire la productibilité future du groupe. Dans le cas de puits plus récents, le taux de diminution qui s’applique aux mois à venir change au fur et à mesure que le rendement du groupe se rapproche de la période ultime stable. Trois ou même quatre taux de diminution ont été déterminés pour décrire le rendement futur de ces puits.

Les projections pour les puits existants représentent la production du BSOC si aucun autre puits de gaz ne commençait à produire après décembre 2016. La production des puits de gaz futurs supplée la diminution à venir des puits existants.

A2.1.2 Production des puits de gaz futurs

La production associée aux puits de gaz futurs est calculée pour chaque regroupement de ressources à partir d’estimations du rendement d’un puits moyen et du nombre de puits futurs. Les paramètres se rattachant à chacun de ces intrants sont traités dans les sections qui suivent.

Les projections antérieures visant les puits de gaz existants ont été fort précises, ce qui ne rend pas plus certaines celles pour les puits futurs. Les principales incertitudes ont trait au nombre de forages qui cibleront du gaz et aux niveaux de production des puits. Les scénarios de prix élevé et bas ont donc été créés pour traiter de celles qui entourent les projections sur les forages.

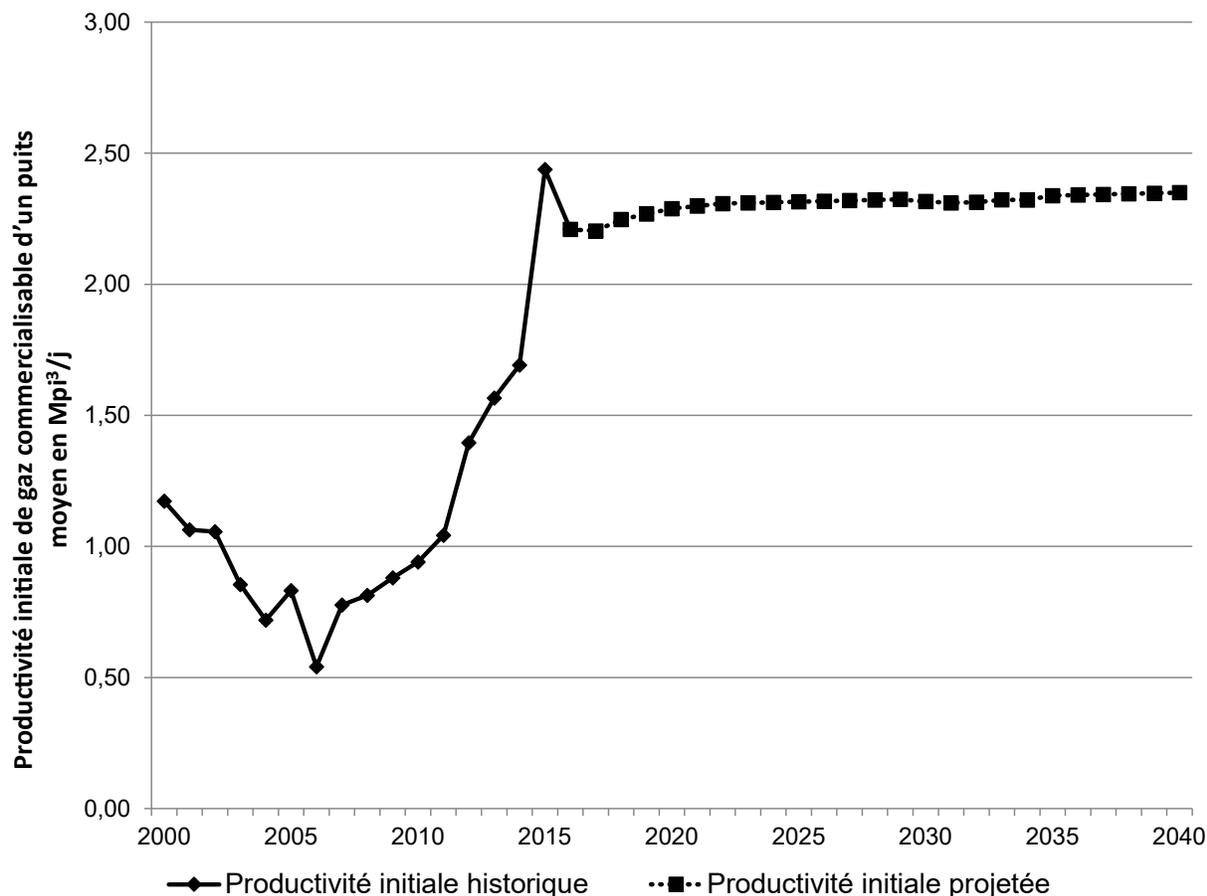
A2.1.2.1 Paramètres de rendement des puits de gaz moyens futurs

Les méthodes d’analyse de diminution de la production décrites à l’annexe A.1 ont servi de base à l’établissement des paramètres de rendement des puits de gaz futurs. Les tendances observées au chapitre du rendement d’un puits moyen pour les différents regroupements de puits existants ont été utilisées pour estimer les paramètres de rendement des puits de gaz futurs.

En ce qui a trait à la productivité initiale d’un puits de gaz moyen, la tendance pour le BSOC dans son ensemble est illustrée à la figure A2.1. Après avoir baissé au cours de la période de 2001 à 2006, la tendance s’est inversée en 2007, puis est demeurée relativement stable jusqu’en 2009 avant de poursuivre sa montée jusqu’en 2015, alors que les taux de productivité initiaux plus élevés dans les réservoirs étanches et les formations schisteuses se mettaient à représenter une part croissante dans le contexte du nombre total de puits forés au cours d’une année. La productivité initiale pendant la période de projection demeure presque inchangée, en raison principalement de taux constants pour la plupart des puits de gaz.

FIGURE A 2.1

Production initiale moyenne pondérée du BSOC par année - Scénario de référence



Source : Analyse par l'Office des données de production de puits de Divestco

Le [tableau A2.1](#) illustre la production initiale moyenne pondérée historique des puits par zone et année. Les paramètres de rendement, historiques et projetés, pour tous les regroupements sont présentés aux annexes A3 et A4.

Les paramètres de rendement projetés sont les mêmes quel que soit le scénario évaluer dans le présent rapport. Les différences d'un scénario à l'autre sont le résultat de variations de l'intensité des activités de forage ciblant du gaz, comme on l'explique plus en détail à la section A2.1.2.2 de la présente annexe.

A2.1.2.2 Nombre de puits de gaz futurs

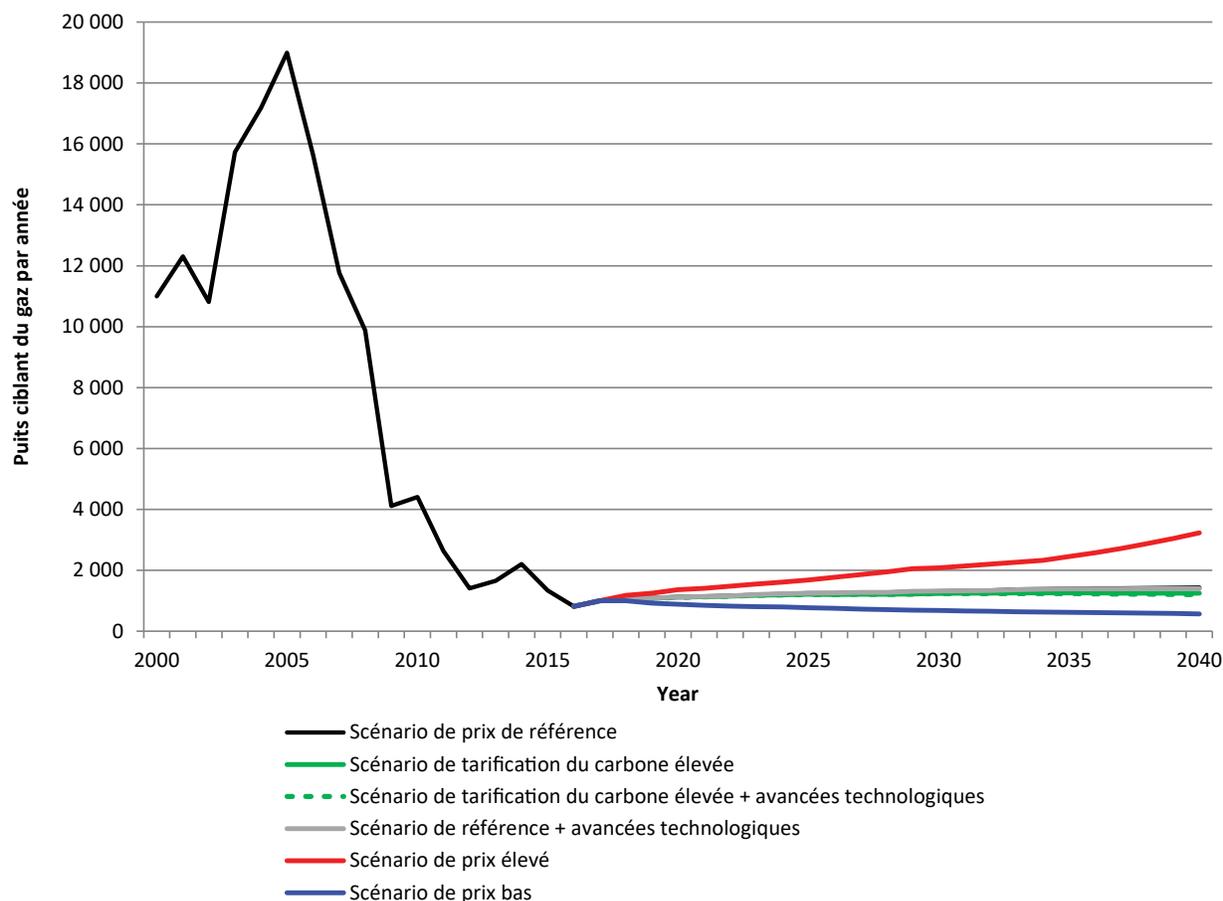
Le nombre projeté de puits par année et la production attendue d'un puits moyen pour les années en question servent à évaluer la production des puits de gaz futurs. Afin d'établir le nombre de ces puits, on projette le niveau des activités de forage ciblant du gaz pour chaque regroupement.

Les forces du marché, volatiles et imprévisibles, devraient constituer le principal facteur d'influence sur ces activités. En conséquence, il y a beaucoup d'incertitude relativement à celles-ci pendant la période de projection. Les scénarios de prix élevé et bas rendent compte de la variété de conditions éventuelles sur le marché pendant la période visée. La figure A.2.2 illustre le nombre total projeté de puits de gaz par année selon le scénario.

Le puits de gaz et jours de forage projetés par année pour chaque regroupement sont présentée aux annexes B1.1 à B1.6 ainsi que B2.1 à B2.6.

FIGURE A 2. 2

Puits de gaz dans le BSOC selon le scénario



A2.2 Canada atlantique, Ontario et Québec

Tel qu'il est indiqué à l'annexe A1, la production au Canada atlantique et en Ontario est fondée sur une extrapolation des tendances antérieures. On n'envisage pas de nouveaux travaux de forage pouvant contribuer à la production pendant la période de projection.

La production commercialisable découlant de la mise en valeur de Deep Panuke a commencé à l'automne 2013. Ce gisement est maintenant en exploitation saisonnière, l'hiver, mais la pénétration d'eau dans le réservoir pourrait nuire à la quantité de gaz naturel récupérable pendant la durée utile du projet. Quant à la production extracôtière en Nouvelle-Écosse, on suppose dans le présent rapport une décroissance graduelle pendant la période de projection jusqu'à arrêt de la production en 2021, tant pour le projet Deep Panuke que pour celui de l'île de Sable.

À l'heure actuelle, les politiques du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Écosse interdisent la fracturation hydraulique nécessaire à l'exploitation des formations qui en renfermeraient. On suppose que ces politiques n'évolueront pas et qu'aucun puits supplémentaire ne sera foré sur la terre ferme pendant la période de prévision. En Ontario, la production continue de décroître et on ne prévoit pas de nouveaux travaux de forage pendant la période de projection.

Au Québec, la politique provinciale interdit actuellement la fracturation hydraulique nécessaire à l'exploitation des formations qui en renfermeraient. On suppose qu'elle n'évoluera pas et qu'aucun puits de gaz supplémentaire ne sera foré pendant la période de projection.

Annexe A3 – Regroupements et paramètres de diminution pour les puits existants

T A B L E A U A 3 . 1

Index des formations

Formation	Abréviation	Numéro
gaz dissous	gaz dissous	0
Tertiaire	Tert	02
Crétacé supérieur	CrSup	03
Colorado supérieur	ColSup	04
Colorado	Col	05
Mannville supérieur	ManvSup	06
Mannville moyen	ManvMoy	07
Mannville inférieur	ManvInf	08
Mannville	Mnvl	06;07;08
Jurassique	Jur	09
Trias supérieur	TrSup	10
Trias inférieur	TrInf	11
Trias	Tr	10;11
Permien	Perm	12
Mississippien	Miss	13
Dévonien supérieur	DévSup	14
Dévonien moyen	DévMoy	15
Dévonien inférieur	DévInf	16
Siluro/Ordovicien	Sil	17
Cambrien	Cambr	18
Précambrien	PréCambr	19

T A B L E A U A 3 . 2
Index des regroupements

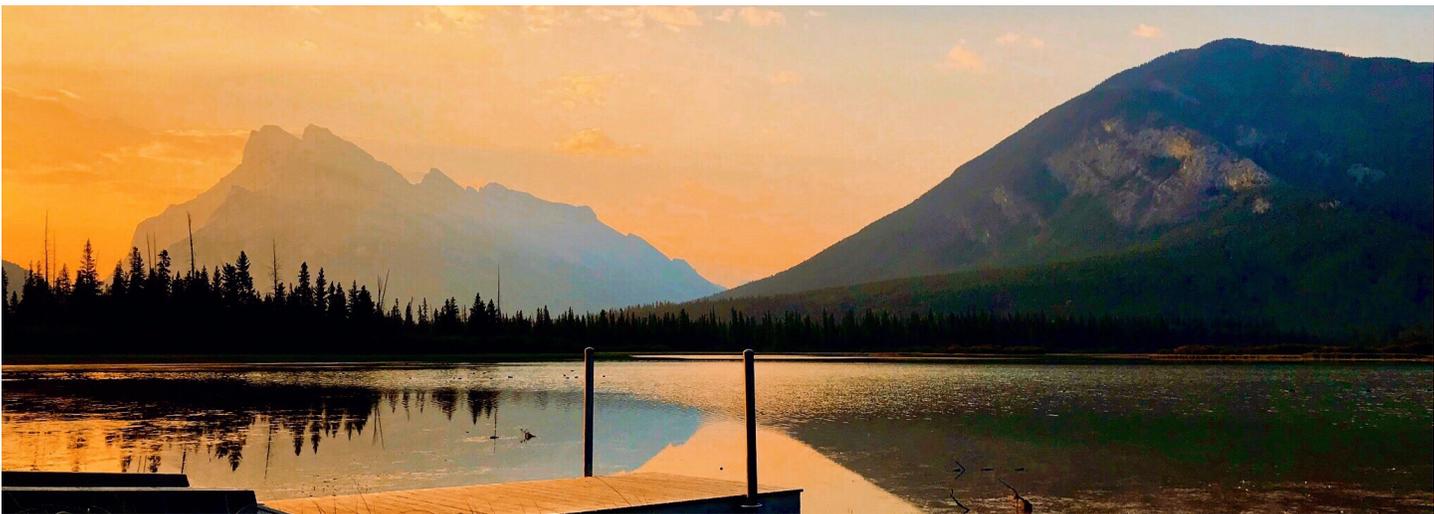
Nom de la zone	Area	Resource	Resource
	Number	Type	Group
Méthane de houille	00	Méthane de houille	Formation principale HSC
Méthane de houille	00	Méthane de houille	Mannville
Sud AB	01	Classique	Tert;CrSup;ColSup
Sud AB	01	Classique	Col
Sud AB	01	Classique	Mnvl
Sud AB	01	Réservoirs étanches	ColSup
Sud-Ouest AB	02	Classique	Tert;CrSup;ColSup
Sud-Ouest AB	02	Classique	Col
Sud-Ouest AB	02	Classique	ManvMoy;ManvInf
Sud-Ouest AB	02	Classique	Jur;Miss
Sud-Ouest AB	02	Classique	DévSup
Sud-Ouest AB	02	Réservoirs étanches	ColSup
Sud-Ouest AB	02	Réservoirs étanches	Col
Sud-Ouest AB	02	Réservoirs étanches	ManvInf
Sud-Ouest AB	03	Classique	Miss;DévSup
Est AB	04	Classique	CrSup;ColSup
Est AB	04	Classique	Col;Mnvl
Est AB	04	Réservoirs étanches	ColSup
Est AB	04	Schiste	Duvernay
Centre AB	05	Classique	Tert;CrSup
Centre AB	05	Classique	Col
Centre AB	05	Classique	Mnvl
Centre AB	05	Classique	Miss;DévSup
Centre AB	05	Réservoirs étanches	Col
Centre AB	05	Réservoirs étanches	Mvl
Centre AB	05	Réservoirs étanches	Montney
Centre AB	05	Schiste	Duvernay
Centre-Ouest AB	06	Classique	Tert
Centre-Ouest AB	06	Classique	CrSup;ColSup
Centre-Ouest AB	06	Classique	Mnvl
Centre-Ouest AB	06	Classique	ManvInf; Jur
Centre-Ouest AB	06	Classique	Miss
Centre-Ouest AB	06	Classique	DévSup
Centre-Ouest AB	06	Réservoirs étanches	Col
Centre-Ouest AB	06	Réservoirs étanches	Mnvl
Centre-Ouest AB	06	Réservoirs étanches	Montney

Centre-Ouest AB	06	Schiste	Duvernay
Piémonts Centre	07	Classique	ColSup
Piémonts Centre	07	Classique	Col;Mnvl
Piémonts Centre	07	Classique	Jur;Tr;Perm
Piémonts Centre	07	Classique	Miss
Piémonts Centre	07	Classique	DévSup;DévMoy
Piémonts Centre	07	Réservoirs étanches	ColSup;Col
Piémonts Centre	07	Réservoirs étanches	Mnvl
Piémonts Centre	07	Réservoirs étanches	Jur
Piémonts Centre	07	Réservoirs étanches	Montney
Piémonts Centre	07	Schiste	Duvernay
Kaybob	08	Classique	ColSup;Col
Kaybob	08	Classique	Mnvl;Jur
Kaybob	08	Classique	Tr
Kaybob	08	Classique	DévSup
Kaybob	08	Réservoirs étanches	Col;Mnvl
Kaybob	08	Réservoirs étanches	Tr
Kaybob	08	Réservoirs étanches	Montney
Kaybob	08	Schiste	Duvernay
Deep Basin AB	09	Classique	CrSup
Deep Basin AB	09	Classique	ColSup
Deep Basin AB	09	Classique	Mnvl;Jur
Deep Basin AB	09	Classique	Tr
Deep Basin AB	09	Classique	DévSup
Deep Basin AB	09	Réservoirs étanches	ColSup
Deep Basin AB	09	Réservoirs étanches	Col
Deep Basin AB	09	Réservoirs étanches	Mnvl;Jur
Deep Basin AB	09	Réservoirs étanches	Tr
Deep Basin AB	09	Réservoirs étanches	Montney
Deep Basin AB	09	Schiste	Duvernay
Nord-Est AB	10	Classique	Mnvl;DévSup
Peace River	11	Classique	ColSup
Peace River	11	Classique	Col;ManvSup
Peace River	11	Classique	ManvMoy;ManvInf
Peace River	11	Classique	TrSup
Peace River	11	Classique	TrInf
Peace River	11	Classique	Miss
Peace River	11	Classique	DévSup;DévMoy
Peace River	11	Réservoirs étanches	ColSup
Peace River	11	Réservoirs étanches	ManvMoy;ManvInf

Peace River	11	Réservoirs étanches	TrSup
Peace River	11	Réservoirs étanches	TrInf
Peace River	11	Réservoirs étanches	Tr
Peace River	11	Réservoirs étanches	Miss
Peace River	11	Réservoirs étanches	Montney
Peace River	11	Schiste	Duvernay
Nord-Ouest AB	12	Classique	Mnvl
Nord-Ouest AB	12	Classique	Miss
Nord-Ouest AB	12	Classique	DévSup
Nord-Ouest AB	12	Classique	DévMoy
Nord-Ouest AB	12	Schiste	Duvernay
Deep Basin BC	13	Classique	Col
Deep Basin BC	13	Classique	TrInf
Deep Basin BC	13	Réservoirs étanches	Col
Deep Basin BC	13	Réservoirs étanches	Mnvl
Deep Basin BC	13	Réservoirs étanches	TrInf
Deep Basin BC	13	Réservoirs étanches	Montney
Fort St. John	14	Classique	Mnvl
Fort St. John	14	Classique	Tr
Fort St. John	14	Classique	Perm;Miss
Fort St. John	14	Classique	DévSup;DévMoy
Fort St. John	14	Réservoirs étanches	Mnvl
Fort St. John	14	Réservoirs étanches	Tr
Fort St. John	14	Réservoirs étanches	Perm;Miss
Fort St. John	14	Réservoirs étanches	Dvn
Fort St. John	14	Réservoirs étanches	Montney
Nord-Est BC	15	Classique	ManvInf
Nord-Est BC	15	Classique	Perm;Miss
Nord-Est BC	15	Classique	DévSup;DévMoy
Nord-Est BC	15	Réservoirs étanches	DévSup
Nord-Est BC	15	Schiste	Cordova
Nord-Est BC	15	Schiste	Horn River
Nord-Est BC	15	Schiste	Liard
Piémonts BC	16	Classique	Col;Mnvl
Piémonts BC	16	Classique	Tr;Perm;Miss
Piémonts BC	16	Réservoirs étanches	TrInf
Piémonts BC	16	Réservoirs étanches	Tr
Piémonts BC	16	Réservoirs étanches	Montney
Sud-Ouest SK	17	Réservoirs étanches	ColSup
Ouest SK	18	Classique	Col

Ouest SK	18	Classique	ManvMoy;ManvInf;Miss
Est SK	19	Classique	Gaz dissous
Nouveau-Brunswick	20	Classique	
Nouvelle-Écosse	21	Classique	
Nord du Canada	22	Classique	
Ontario	23	Classique	
Québec	24	Classique	
Manitoba	25	Classique	
Terre-Neuve	26	Classique	

Voir les [fichiers Excel](#) pour tous les graphiques et tableaux des annexes A, B et C.



© Sa Majesté la Reine du chef du Canada représentée par l'Office national de l'énergie 2018

www.neb-one.gc.ca/avenirenergetique