



Office national  
de l'énergie

National Energy  
Board

# SUPLÉMENT AVENIR ÉNERGÉTIQUE DU CANADA EN 2018



PRODUCTION DE GAZ NATUREL

## **Autorisation de reproduction**

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

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

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

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

## **Permission to Reproduce**

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

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

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

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

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

ISSN 2369-1484

Key title: Supplément au rapport sur l'avenir énergétique  
Supplément Avenir énergétique du Canada en 2018 –  
Rapport supplémentaire sur la production de gaz naturel

NE2-16F-PDF

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 2369-1476

Key title: Energy Futures Supplement  
Canada's Energy Future 2018 Supplement: Natural Gas Production  
NE2-16E-PDF

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

# Table de matières

1. Contexte .....	1
2. Scénario de référence.....	3
3. Tous les scénarios .....	11
4. Facteurs à considérer.....	13
Annexe A .....	14



## 1. Contexte

La série Avenir énergétique du Canada de l'Office national de l'énergie explore la façon dont divers scénarios énergétiques pourraient se traduire à long terme pour les Canadiens. Les analyses présentées tiennent compte d'un large éventail de répercussions sur l'ensemble de la filière énergétique canadienne. Afin que toutes les facettes du secteur de l'énergie au Canada soient abordées dans un seul document de perspectives d'offre et de demande, l'analyse globale de la production de pétrole brut, de gaz naturel et de liquides de gaz naturel (« LGN ») est effectuée sommairement. Une série de rapports supplémentaires traite des incidences propres à l'offre pour fournir davantage de précisions.

Les prix du gaz naturel constituent un déterminant de premier plan dans la production à venir et ils comptent aussi parmi les principales incertitudes liées aux projections dans le rapport [Avenir énergétique du Canada en 2018 – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040](#) (« Avenir énergétique 2018 »). Les prix du gaz naturel peuvent varier 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.

La présente analyse repose sur l'hypothèse qu'à long terme, les marchés seront en mesure d'absorber toute l'énergie produite. Il est difficile de prédire à quel moment et dans quelle ampleur les nouveaux marchés émergeront, si la croissance de la demande sera supérieure ou inférieure à la production locale, si des possibilités d'exportation et d'importation se présenteront ou si de nouvelles infrastructures de transport seront construites, d'où la formulation d'hypothèses simplificatrices. Donc, comme tous les rapports Avenir énergétique, l'analyse suppose que tout écart à court terme sera comblé à long terme.

Les rapports supplémentaires de la collection Avenir énergétique portant sur le gaz naturel, le pétrole brut et les liquides de gaz naturel (« LGN ») tablent sur les quatre scénarios du rapport d'origine.

**Tableau 1.1 – Hypothèses et scénarios du rapport Avenir énergétique 2018 sur la production de gaz naturel et de pétrole brut**

Variables	Référence	Prix élevé	Prix bas	Avancées technologiques
Prix du pétrole	Modéré	Élevé	Prix bas	Modéré
Prix du gaz	Modéré	Élevé	Prix bas	Modéré
Tarification du carbone	Prix nominal fixe de 50 \$ CAN/tonne	Prix nominal fixe de 50 \$ CAN/tonne	Prix nominal fixe de 50 \$ CAN/tonne	Accroissement des coûts du CO <sub>2</sub> jusqu'à un montant nominal de 336 \$ CAN/tonne en 2040
Avancées technologiques	Hypothèse du scénario de référence	Hypothèse du scénario de référence	Hypothèse du scénario de référence	Adoption accélérée
Notes	Fondé sur une perspective économique actuelle et sur une vision modérée des prix de l'énergie	Puisque les prix, qui varient au fil du temps, comptent parmi les facteurs ayant le plus d'influence sur la production pétrolière et gazière, l'analyse porte sur les effets sur la production d'écarts importants à cet égard.		Tient compte de l'incidence d'une adoption élargie de certaines technologies émergentes sur la filière énergétique canadienne, notamment des avancées technologiques pour l'exploitation des sables bitumineux et l'impact sur la filière énergétique canadienne d'une tarification élevée du carbone.

Le présent rapport supplémentaire sur la production de gaz naturel expose en détail le scénario de référence ainsi que les résultats des trois autres scénarios. Dans le scénario des avancées technologiques, on s'attarde 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. Les hypothèses relatives au prix du gaz naturel du scénario de prix élevé et celui de prix bas sont très différentes de celles des autres scénarios.

Tous les scénarios supposent que le gaz naturel liquéfié (« GNL ») sera exporté à partir de la côte de la Colombie-Britannique. On chiffre les exportations à 0,75 milliard de pieds cubes par jour (« Gpi<sup>3</sup>/j ») en 2025, volume qui doublerait en 2026 pour atteindre 1,5 Gpi<sup>3</sup>/j. Les exportations totales de GNL passeraient ensuite à 2,25 Gpi<sup>3</sup>/j en 2030 et à 3,0 Gpi<sup>3</sup>/j en 2031. La figure 2.5 dans [Avenir énergétique 2018](#) illustre le volume des exportations de GNL. Une hausse de production de gaz naturel provenant des exportations de GNL ferait donc augmenter la production de LGN.

L'annexe décrit les méthodes et les hypothèses employées pour faire des projections de la production et renferme des ensembles de données détaillés pour tous les scénarios – nombre de puits forés par année, paramètres propres à la courbe de diminution de leur production, production mensuelle – pour les regroupements stratigraphiques et géographiques. L'annexe se trouve dans le présent document; les données qu'elle contient et les données des tableaux du rapport supplémentaire sont aussi [accessibles ici](#).



## 2. Scénario de référence

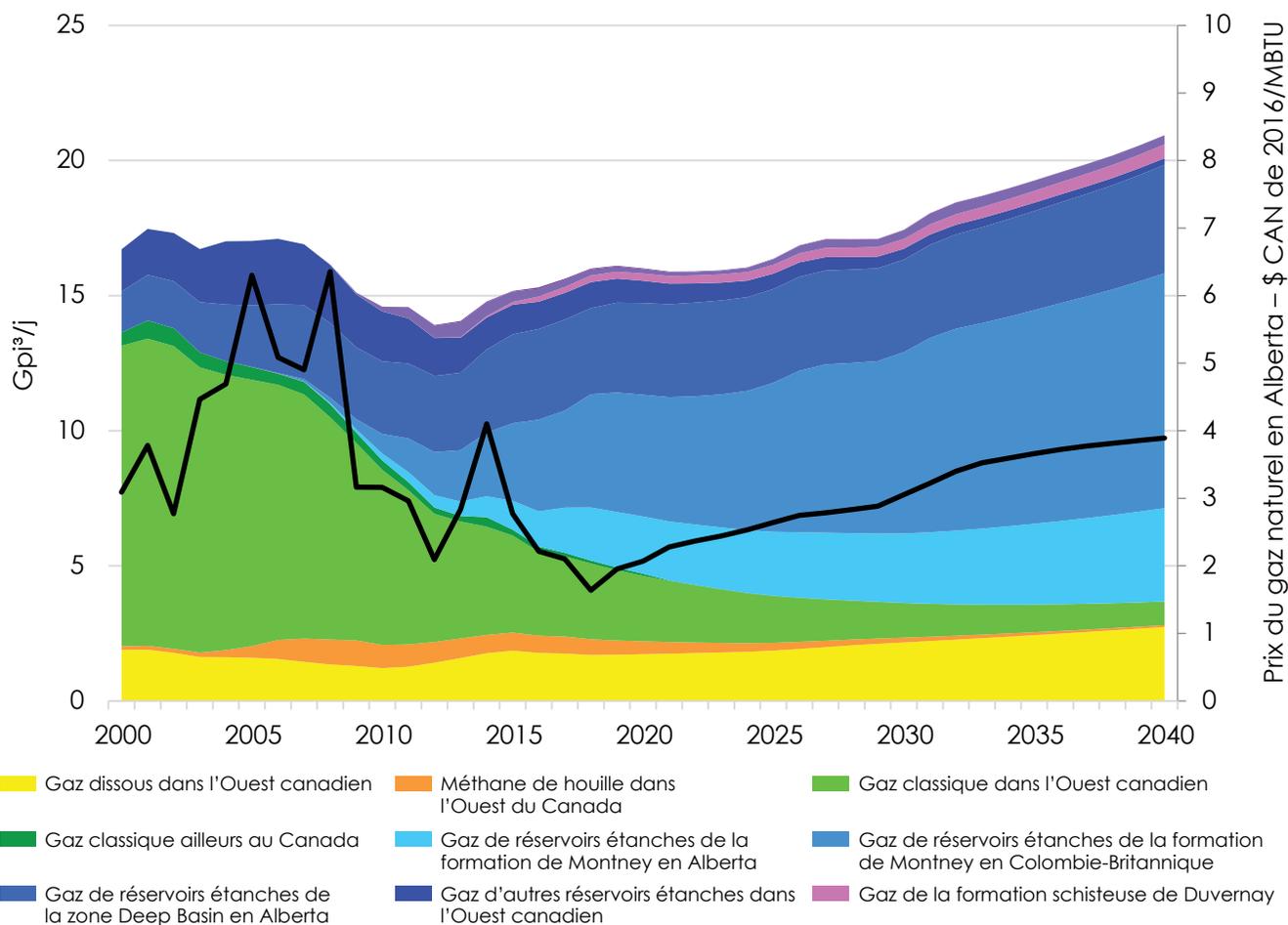
### 2.1 Production selon le type de gaz

- La production de gaz au Canada est demeurée stable ces dernières années, malgré le recul des prix depuis 2014 (figure 2.1). Cela tient, en partie, aux forages réalisés dans le but d'évaluer les ressources gazières en vue de soutenir les exportations de GNL à partir de la côte Ouest du pays. Pendant ce temps, de nouvelles usines de traitement ont aidé à désengorger une partie des réseaux de collecte de gaz. Plus important, toutefois, les liquides de gaz naturel dans certaines zones gazières ont stimulé les forages et la production de gaz en dépit des prix faibles du gaz naturel. L'hiver froid que le Canada a connu en 2017-18 a contribué à accroître la demande saisonnière. On prévoit que la production demeurera stable jusqu'en 2025 en raison de la persistance des bas prix pour le gaz naturel de l'Ouest canadien à court terme, une situation qui se redressera d'ici 2025 grâce à la construction de nouvelles infrastructures. Après 2025, lorsque commenceront les exportations de GNL selon les projections, la production reprendra, résultat d'une hausse des prix<sup>1</sup> du gaz naturel et de nouveaux forages nécessaires pour soutenir les exportations de GNL. À l'échelle nationale, la production quotidienne a atteint un sommet en 2001 à 495 millions de mètres cubes (« Mm<sup>3</sup>/j »), soit 17,5 milliards de pieds cubes (« Gpi<sup>3</sup>/j »). En 2017, elle s'établissait à 442 Mm<sup>3</sup>/j (15,6 Gpi<sup>3</sup>/j) et on projette qu'elle augmentera de 34 % d'ici 2040 pour s'élever à 593 Mm<sup>3</sup>/j (20,9 Gpi<sup>3</sup>/j).
- La production de la formation de Montney, vaste gisement gazier qui s'étend du NordEst de la Colombie-Britannique jusqu'au Nord-Ouest de l'Alberta, a considérablement augmenté depuis six ans. Celle de [gaz de réservoirs étanches](#) dans cette même formation est passée de nulle avant 2006 à près de 149 Mm<sup>3</sup>/j (5,3 Gpi<sup>3</sup>/j) en 2017, ce qui représente 34 % 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 344 Mm<sup>3</sup>/j (12,1 Gpi<sup>3</sup>/j) en 2040, soit 58 %. On prévoit que la plus grande partie du gaz qui sera transformé en GNL pour l'exportation proviendra de la formation de Montney, ce qui entraînera la plus forte croissance de la production autour de 2025 et 2030, comme l'illustre la figure 2.1.

<sup>1</sup> 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 gazières et à 0,09 \$/MBTU pour le gaz dissous provenant de puits de pétrole.

- Pour ce qui est de la zone Deep Basin en Alberta, dont les réservoirs étanches longent les contreforts, elle a produit 95 Mm<sup>3</sup>/j (3,4 Gpi<sup>3</sup>/j) de gaz en 2017. La production augmente modestement en réaction à la hausse des prix du gaz naturel et des liquides de gaz naturel (« LGN »), et atteint 114 Mm<sup>3</sup>/j (4,0 Gpi<sup>3</sup>/j) en 2040.
- Les formations schisteuses de Duvernay et du bassin de Horn River ne produisent à l'heure actuelle que de faibles quantités de gaz naturel. On prévoit une croissance modeste de cette production dans les deux cas pendant la période de projection. La formation de Duvernay est une zone schisteuse 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 comme on n'y trouve pas de LGN, il n'est pour le moment pas rentable d'y forer des puits. Cependant, on suppose qu'une petite quantité de gaz qui y provient sera exportée sous forme de GNL et que la production augmentera quelque peu, comme l'indique la figure 2.1. Regroupée, la production de ces deux zones passe de 14 Mm<sup>3</sup>/j (0,5 Gpi<sup>3</sup>/j) en 2017 à 24 Mm<sup>3</sup>/j (0,9 Gpi<sup>3</sup>/j) en 2040, la formation de Duvernay représentant alors 60 % de ce total.
- 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](#), fléchit tout au long de la période de projection en raison du fait qu'il n'est pas rentable de forer de nouveaux puits selon les hypothèses de prix du 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 23 % en 2017, poursuit sa trajectoire descendante pour s'établir à 4 % en 2040.
- La production de gaz dissous est fondée sur les données de la production de pétrole classique, de pétrole de réservoirs étanches et de pétrole de schiste du scénario de référence ([Supplément Avenir énergétique du Canada en 2018 –Production de pétrole classique, de pétrole de réservoirs étanches et de pétrole de schiste](#)). Elle augmente graduellement au cours des 25 prochaines années pour finalement constituer 13 % de la production canadienne totale en 2040.
- Ailleurs au Canada, la production est minime pendant la période de projection, ce qui est expliqué plus en détail dans la section qui suit.

Figure 2.1 Production de gaz et prix selon le scénario de référence

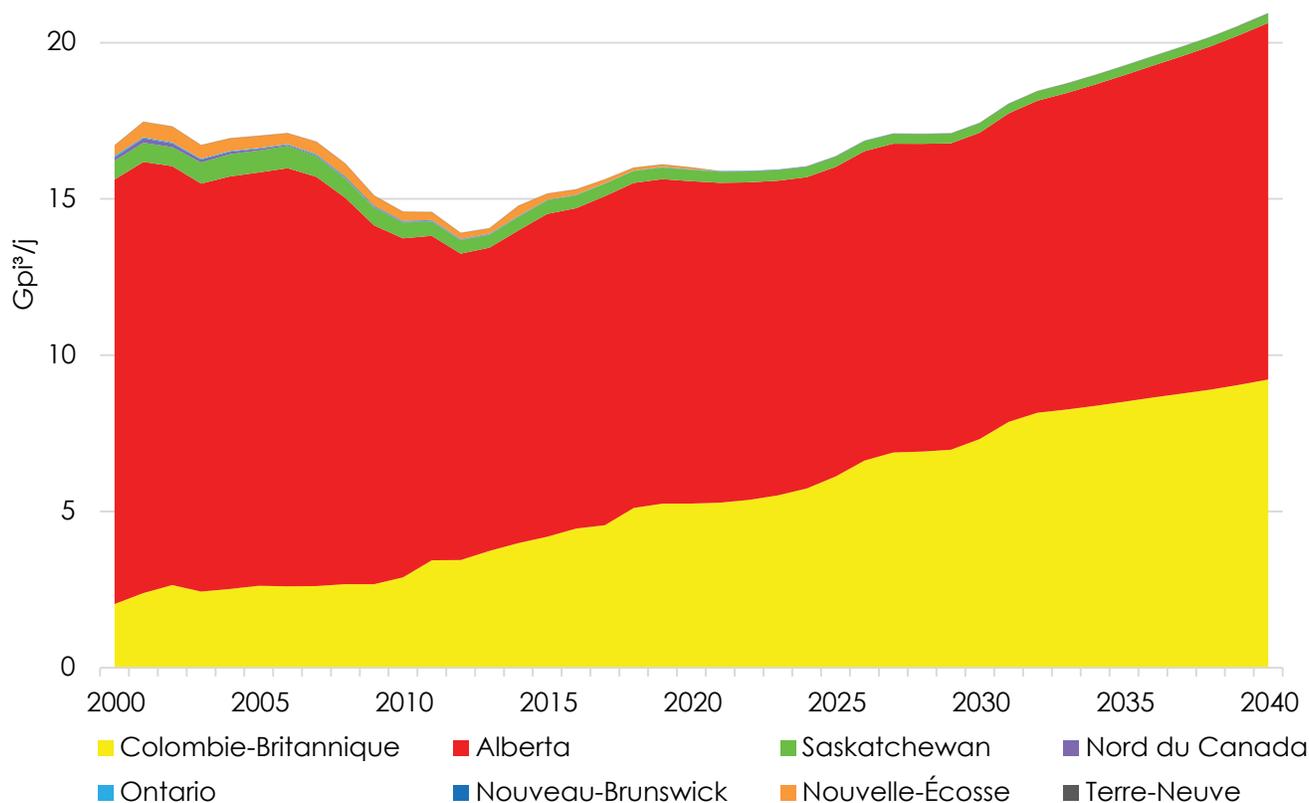


Remarque : OC = Ouest canadien (Colombie-Britannique, Alberta, Saskatchewan, Manitoba)

## 2.2 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 C4](#) pour les regroupements), 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 fléchir 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 prévoit qu'elle baissera progressivement pour s'arrêter complètement en 2020 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<sup>2</sup>.
- La production de gaz naturel en Ontario et dans le Nord du Canada continue de diminuer pendant la période de projection. La production de gaz naturel dans le Nord du Canada a cessé à Norman Wells<sup>3</sup> en février 2017 lorsque le pipeline qui transportait le pétrole de cet endroit, la canalisation 21, a été fermé après que l'on a constaté qu'une rive près de Fort Simpson était devenue instable. La remise en service du pipeline a depuis été approuvée, et on s'attendait à ce que la production reprenne en janvier 2019. On prévoit que la production de gaz à Norman Wells se situe au même niveau qu'avant la fermeture du pipeline et qu'elle diminuera au cours de 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 en raison de la conjoncture, des distances à franchir pour atteindre les marchés, des moratoires imposés à l'égard des forages et de différents autres facteurs.

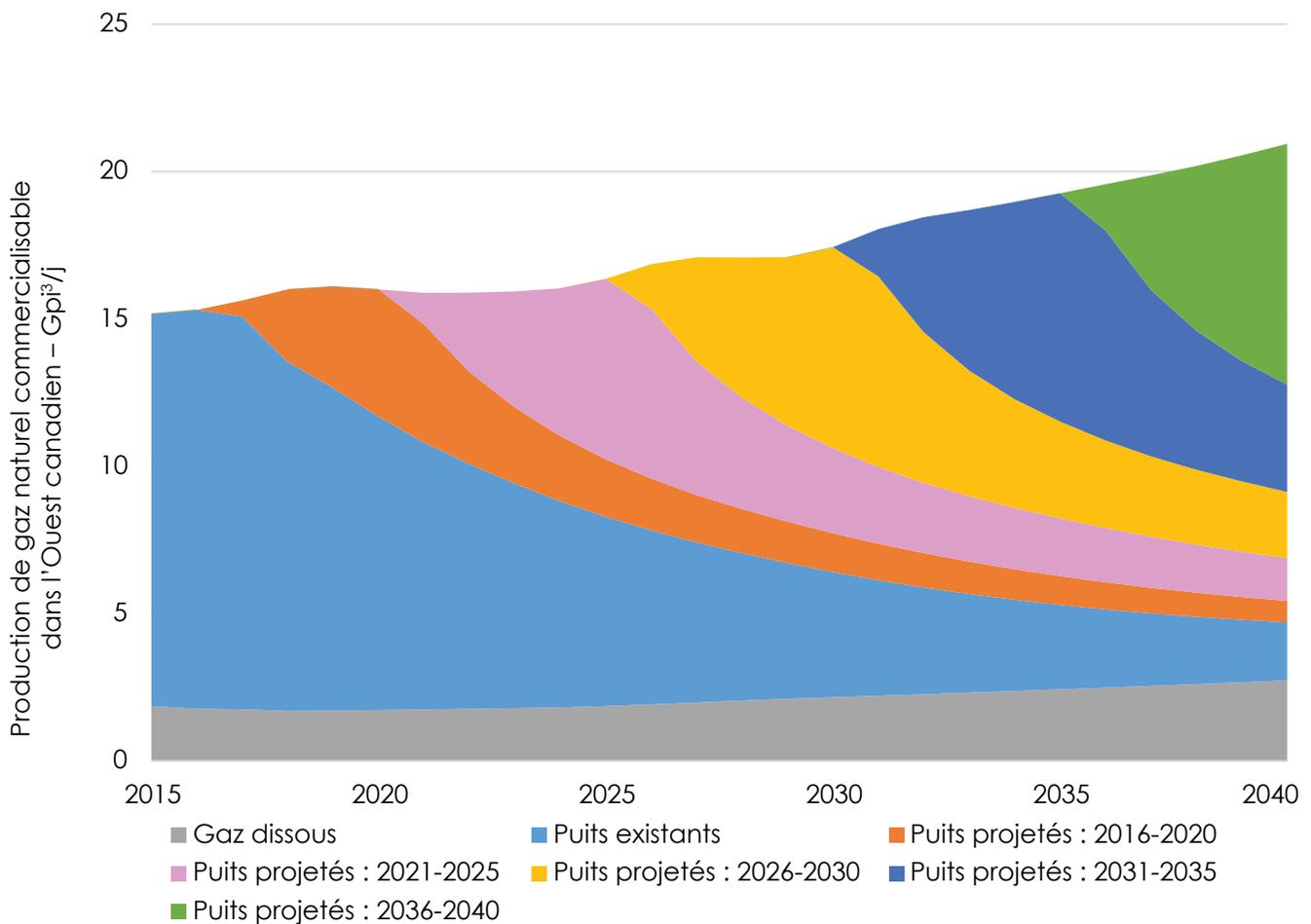
2 Du gaz est aussi produit à partir des projets pétroliers au large de Terre-Neuve, mais il est brûlé à la torche, évacué, réinjecté ou utilisé sur la plateforme afin de produire de l'électricité; il ne se rend donc pas jusqu'aux marchés.

3 La quasi-totalité du gaz naturel produit aux Territoires du Nord-Ouest l'est à Norman Wells. Ikhil est l'autre gisement qui produit du gaz.

## 2.3 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 2017, la production chuterait à 56 Mm<sup>3</sup>/j (2,0 Gpi<sup>3</sup>/j) d'ici 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 B1.4 et B2.1 à B2.4](#) pour des données précises, selon chaque regroupement, sur les jours de forage et les puits forés par année).

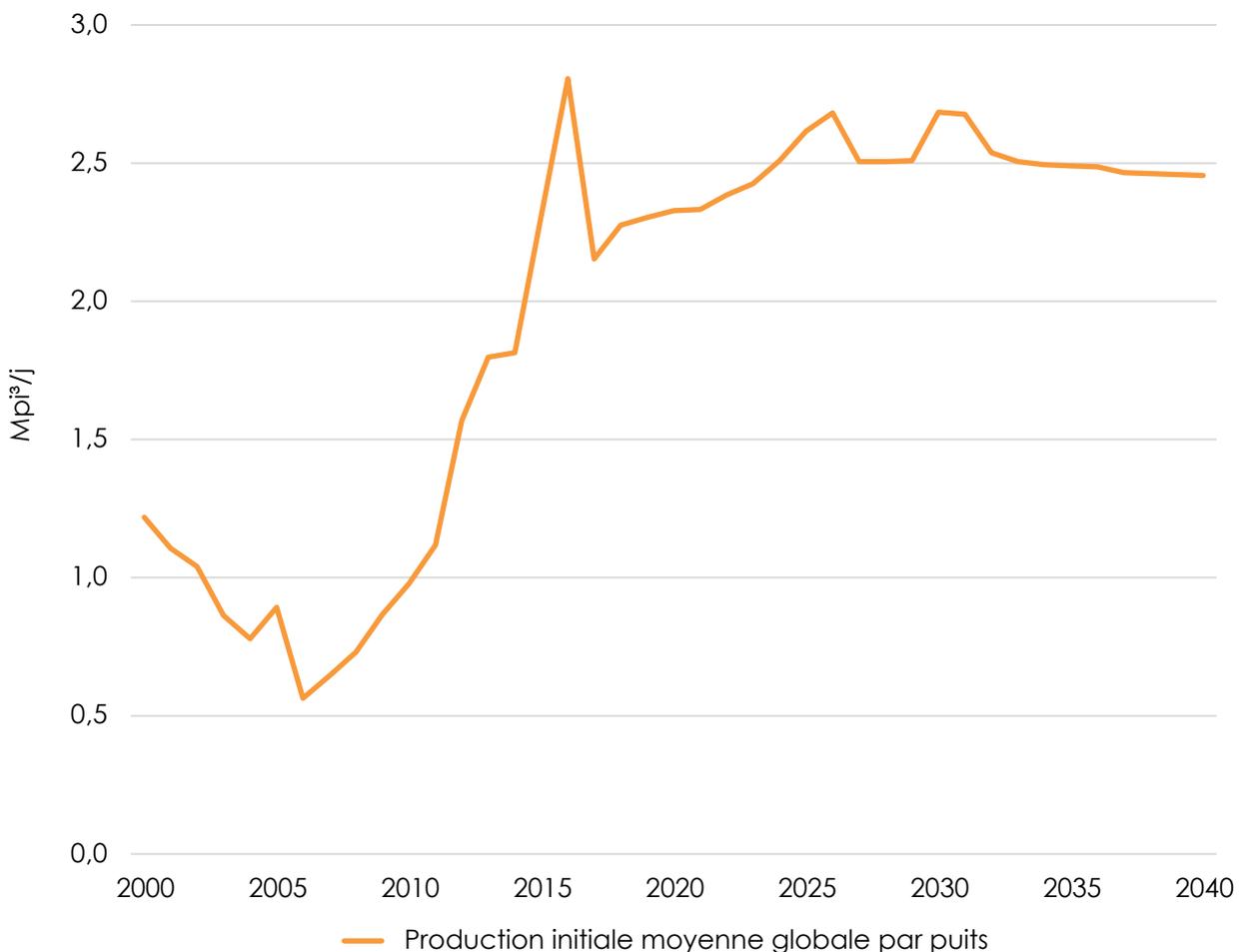
Figure 2.3 Production en fonction de l'année de forage des puits selon le scénario de référence



## 2.4 Productivité initiale des puits

- L'accent mis par l'industrie sur l'exploitation des ressources se trouvant à des profondeurs toujours plus grandes s'est traduit par une augmentation des taux moyens de production initiale dans l'Ouest canadien. Ce taux était à son plus bas en 2006, à 0,56 million de pieds cubes par jour (« Mpi<sup>3</sup>/j »), époque durant laquelle un grand nombre de puits peu profonds à faible productivité ont été forés (figure 2.4), ce qui tranche avec le taux de 2,15 Mpi<sup>3</sup>/j en 2017. Ce bond important en dix ans est attribuable à l'intensification des 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, on prévoit que la production initiale moyenne demeurera élevée, les exploitants continuant de concentrer leurs efforts sur des puits productifs plus profonds. On s'attend à ce qu'elle tende vers le haut durant la période visée avec l'amélioration des techniques de forage et de complétion, qui devrait neutraliser les effets d'une plus grande mise en valeur en périphérie des zones centrales<sup>4</sup>, qui sont déjà en exploitation maximale<sup>5</sup>. Les sursauts en 2025 et en 2030 rendent compte de nouveaux forages dans les zones de Montney et de Horn River destinés à l'exportation de GNL – dont les taux de production initiale sont élevés (voir les [annexes A3.3, A4.1 et A4.2](#) pour connaître les taux et les autres paramètres de la diminution de la production par année pour chaque regroupement).

Figure 2.4 Production initiale moyenne des puits dans l'Ouest canadien selon l'année



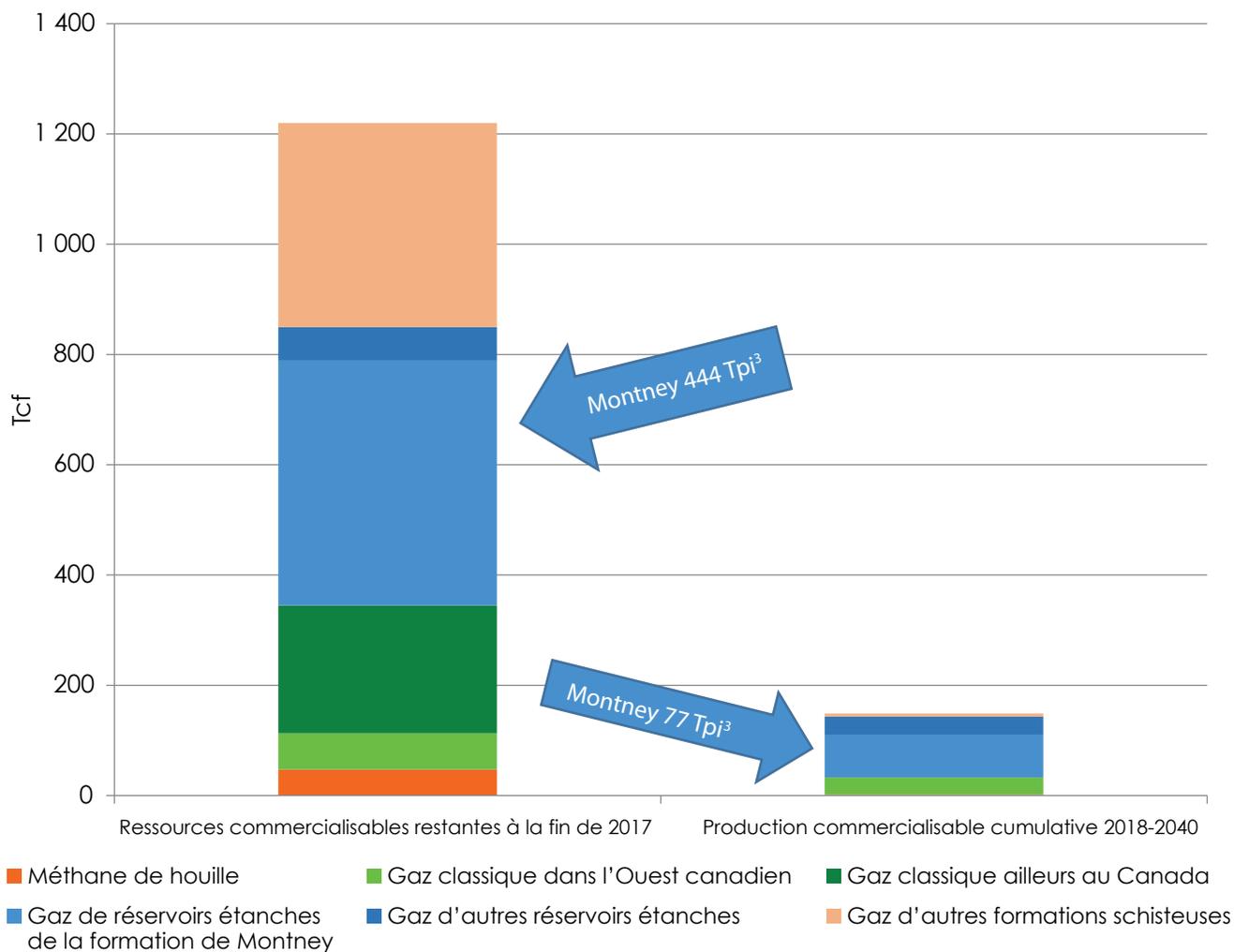
4 Les zones centrales regroupent celles dont l'exploitation affiche les plus belles promesses de rentabilité.

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

## 2.5 Gaz naturel commercialisable

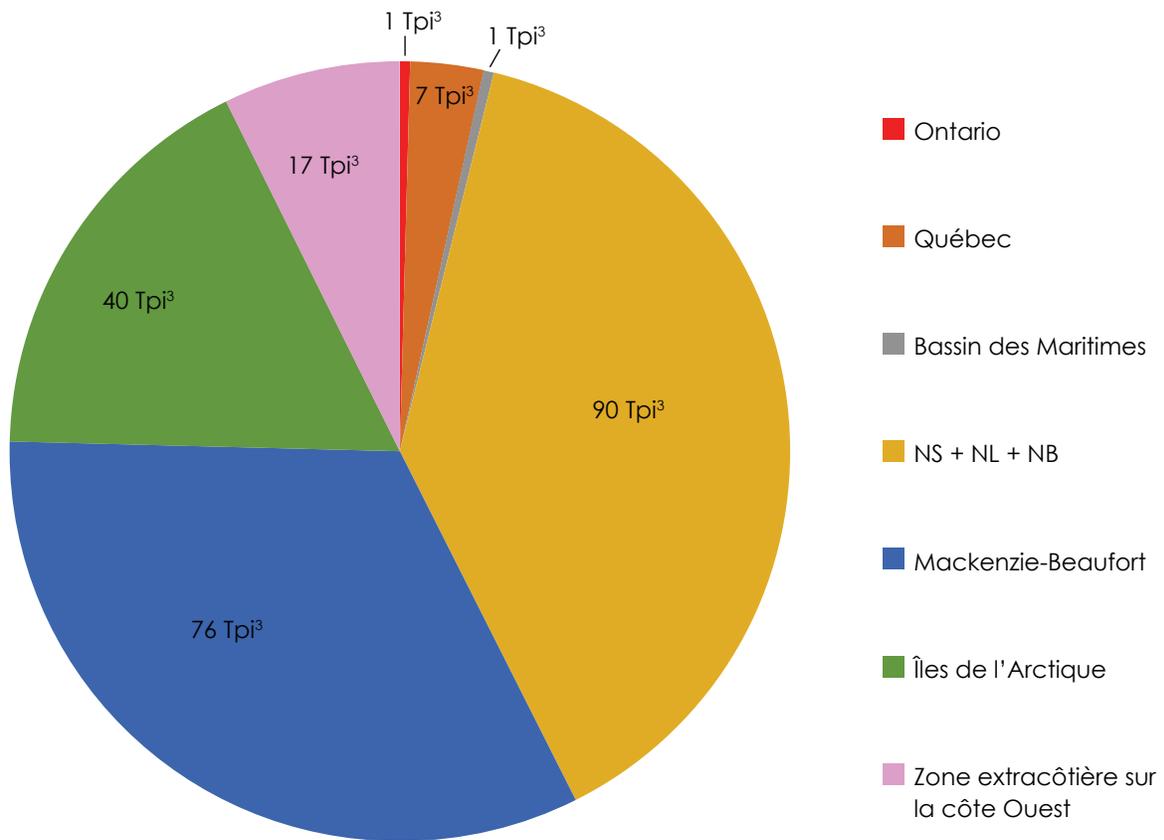
- Le Canada dispose d'abondantes ressources gazières. En tenant compte de la technologie actuelle, à la fin de 2017, la quantité estimative de gaz commercialisable pouvant encore être mis en valeur s'élève à 1 220 millions de millions de pieds cubes (« Tpi<sup>3</sup> »), ce qui représente, aux niveaux de production actuels, une offre qui pourrait s'étaler sur plus de 200 ans. La production annuelle du Canada se situe à 5,7 Tpi<sup>3</sup>. À ce rythme, la production totale de 2018 à 2040 sera de 149 Tpi<sup>3</sup>, soit à peine 12 % des 1 220 Tpi<sup>3</sup> mentionnés ci-dessus. Selon le scénario de référence, les ressources de gaz naturel du Canada devrait encore s'élever à 1 090 Tpi<sup>3</sup> en 2040, ce qui équivaut à 188 fois la production de 2017. Voir les [annexes d'Avenir énergétique 2018](#) 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





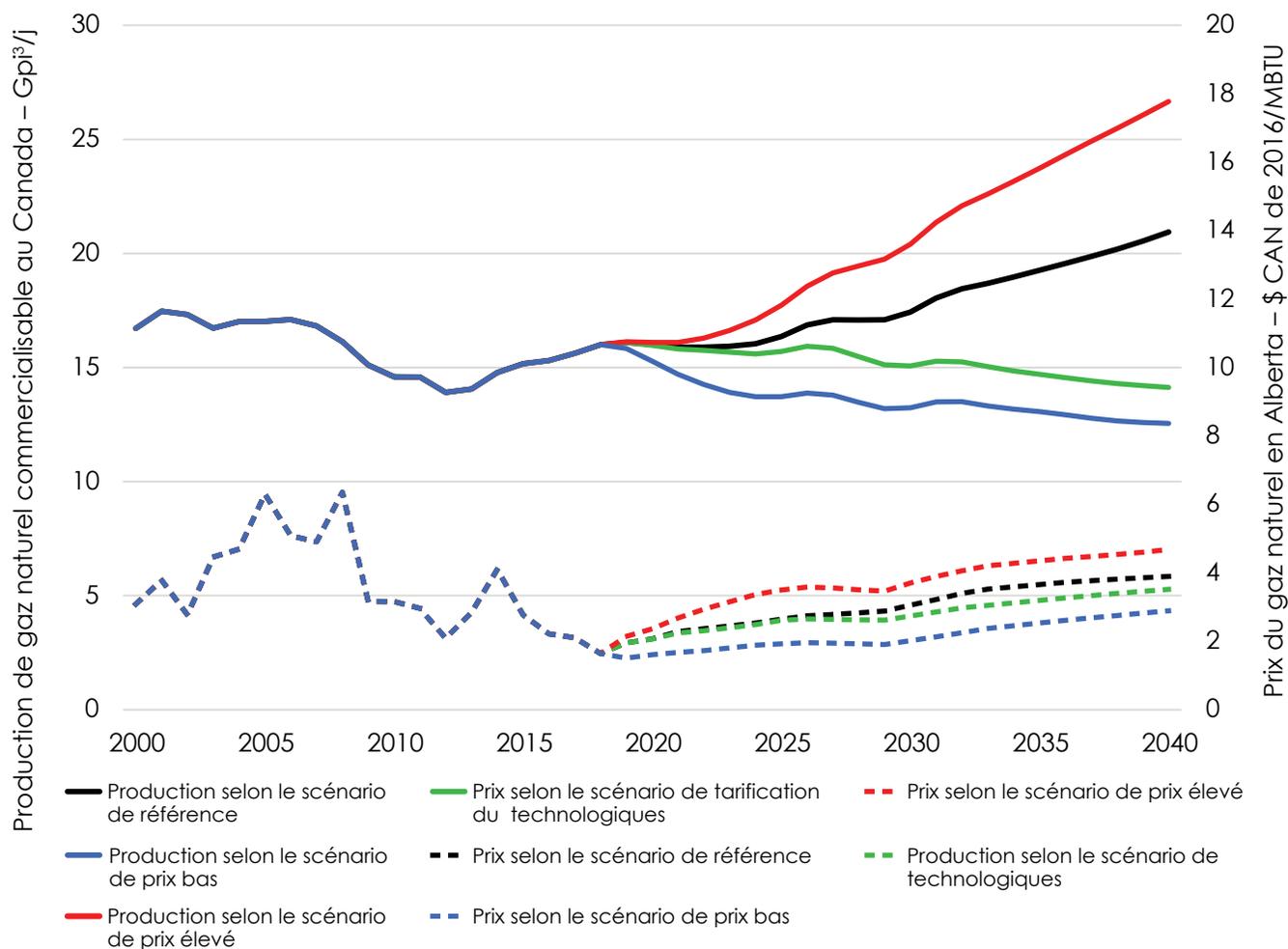
### 3. Tous les scénarios

- La production de gaz naturel varie selon le scénario, mais l'écart est particulièrement grand entre ceux de prix élevé et de prix bas (figure 3.1). Dans tous les cas, l'accent est mis sur le gaz plus rentable de réservoirs étanches en profondeur. Pour ce qui est des ressources gazières ailleurs au Canada destinées à l'exportation de GNL, les projections sont identiques dans les quatre scénarios.
- À l'exception du scénario de prix bas, après une période de recul à court terme, la production dans tous les scénarios devrait augmenter d'année en année jusqu'à la fin de la période de projection. Dans le scénario de prix bas, c'est-à-dire un prix inférieur à 4 \$/MBTU, les revenus sont insuffisants pour que les producteurs engagent des dépenses en immobilisations pour forer assez de nouveaux puits pour neutraliser la baisse de production des plus anciens. La production totale baisse donc pendant toute la période visée. Elle s'établit à 355 Mm<sup>3</sup>/j (12,6 Gpi<sup>3</sup>/j) en 2040, soit une chute de 40 % par rapport au scénario de référence.
- Inversement, le scénario de prix élevé projette une production de 755 Mm<sup>3</sup>/j (26,7 Gpi<sup>3</sup>/j) en 2040, ou une augmentation de 27 % par rapport au 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 à 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 hausse de la production, etc.<sup>6</sup> Toutefois, une telle analyse se fonde sur l'hypothèse que les marchés voulus existeront et que l'infrastructure requise sera construite, sans s'attarder à la question de savoir qui consommera cette production accrue.

<sup>6</sup> 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. Les hypothèses concernant les exportations de GNL sont identiques dans tous les scénarios et, de ce fait, leurs effets sur les dépenses en immobilisations ne changent pas d'un scénario à un autre.

- Dans le scénario des avancées technologiques, les prix du carbone atteignent 336 \$/tonne en 2040, en dollars nominaux, soit près de sept fois celui des autres scénarios qui s'établissent à 50 \$/tonne. Les prix du gaz sont aussi légèrement inférieurs à ceux du scénario de référence (figure 3.1). Des prix plus bas et un coût plus élevé du carbone pourraient se traduire par des revenus moindres, qui entraîneraient une réduction des dépenses en immobilisation et du nombre de forage de puits et, ultimement, une diminution de la production. Dans ce scénario, le gaz dissous est aussi en baisse, tout comme la projection de la production de pétrole classique dans le scénario des avancées technologiques<sup>7</sup>. Elle s'établit à 355 Mm<sup>3</sup>/j (12,6 Gpi<sup>3</sup>/j) en 2040, soit une chute de 40 % par rapport au scénario de référence<sup>8</sup>.

Figure 3.1 Prix du gaz et projections de la production selon le scénario



7 Voir le [Supplément Avenir énergétique du Canada en 2018 – Production de pétrole classique, de pétrole de réservoirs étanches et de pétrole de schiste](#) pour plus de détails.

8 À 50 \$/tonne, la tarification du carbone représente un coût de 0,22 \$ par millier de pieds cubes (« kpi<sup>3</sup> ») de gaz naturel commercialisable produit. À 336 \$/tonne, cela équivaut à près de 1,50 \$ par kpi<sup>3</sup>. Cette estimation suppose en moyenne 0,05 tonne de CO<sub>2</sub>/kpi<sup>3</sup> de gaz naturel brut produit, une consommation moyenne de 0,08 de chaque kpi<sup>3</sup> de gaz produit et une contraction moyenne de 16 % entre le brut et le gaz naturel commercialisable.



## 4. Facteurs à considérer

- 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 aux prix offerts au carrefour Henry et influe sur les tendances concernant la production de gaz.
- 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 dans la demande, d'intempéries ou de pannes à des usines de traitement.
- La production gazière dépend des prix, mais aussi des techniques de récupération, de l'efficacité des travaux de forage et des coûts s'y rattachant. Si l'évolution de la technologie ou des coûts de mise en valeur diffère de ce qui est envisagé, les dépenses en immobilisations et la production des puits différeraient de celles modélisées.
- Le Canada dispose d'abondantes ressources gazières.

# Annexe A

## Table de matières

Annexe A1 – Méthodologie (Description détaillée) . . . . .	15
Annexe A2 – Paramètres de production - Résultats . . . . .	26
Annexe A3 – Regroupements et paramètres de diminution pour les puits existants . . . . .	31

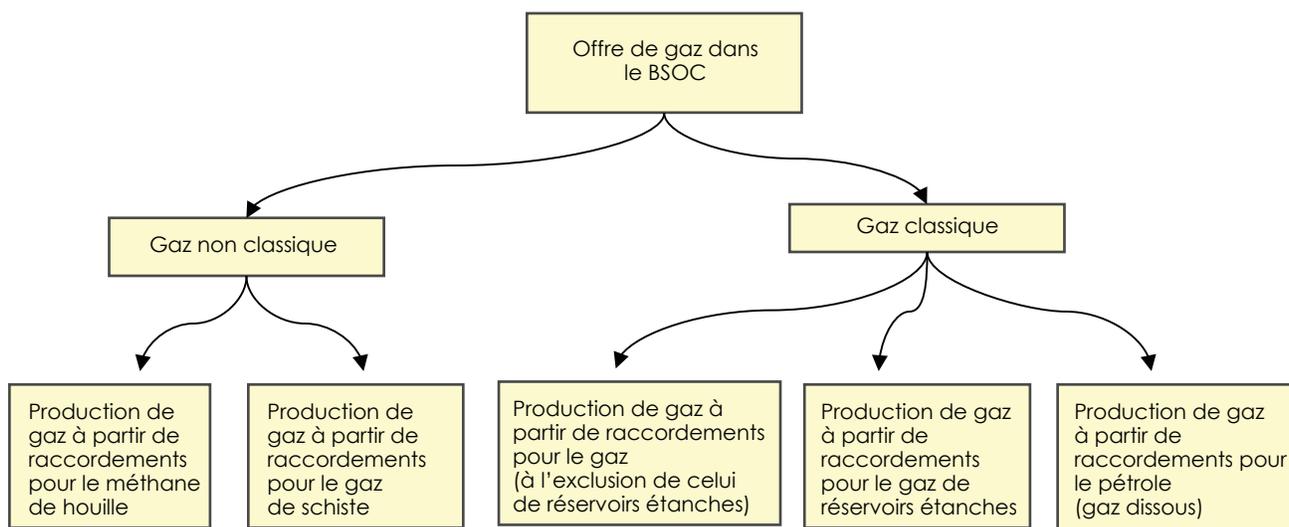
# Annexe A1 – Méthodologie (Description détaillée)

La production de gaz naturel au Canada de 2018 à 2040 sera constituée de gaz classique et de gaz 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 concernant les 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 établir la production tirée des puits de gaz classique (y compris de réservoirs étanches), du méthane de houille et de schiste est décrite ci-après. On a analysé la 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 la diminution de la production

Différents regroupements ont été faits, selon le type de puits de gaz, pour évaluer leurs caractéristiques de rendement des puits. 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). Ils l'ont aussi été en tenant compte des zones géologiques. Dans la présente analyse, la production de la formation de Montney est séparée des autres sources de gaz de réservoirs étanches.

Figure A1.2 – Carte des zones du BSOC



Dans chaque région et chaque petroCUBE, les puits sont regroupés par année : tous ceux ayant été forés avant 1999 faisant partie d'un seul, et des groupes distincts pour chaque année de 1999 à 2040.

Les puits de méthane de houille en Alberta ont aussi 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 les catégories autres que méthane de houille, un groupe unique a été constitué pour l'ensemble des 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 de la production 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 analysé la 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 la 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 :

- somme 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 qui lui est propre, puis division du produit obtenu par le nombre de jours de chaque mois pour obtenir le total mensuel de la production de gaz commercialisable et le taux (en  $\text{Mpi}^3/\text{j}$ ) pour chaque mois civil;
- création ensuite, pour chaque regroupement, de schémas d'analyse 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 ont quant à eux été 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;
- somme 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;
- création ensuite, pour un puits moyen de chaque regroupement, de schémas d'analyse 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 pour réaliser l'analyse de la diminution de la production au moyen des jeux de données historiques portant sur le groupe et pour un puits moyen.

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

Pour chaque regroupement, le schéma d'analyse 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 d'analyse 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 la diminution de la production des puits de 1999 à 2017**

Après évaluation initiale globale des puits d'un regroupement, chaque année de 1999 à 2017 est évaluée dans l'ordre chronologique.

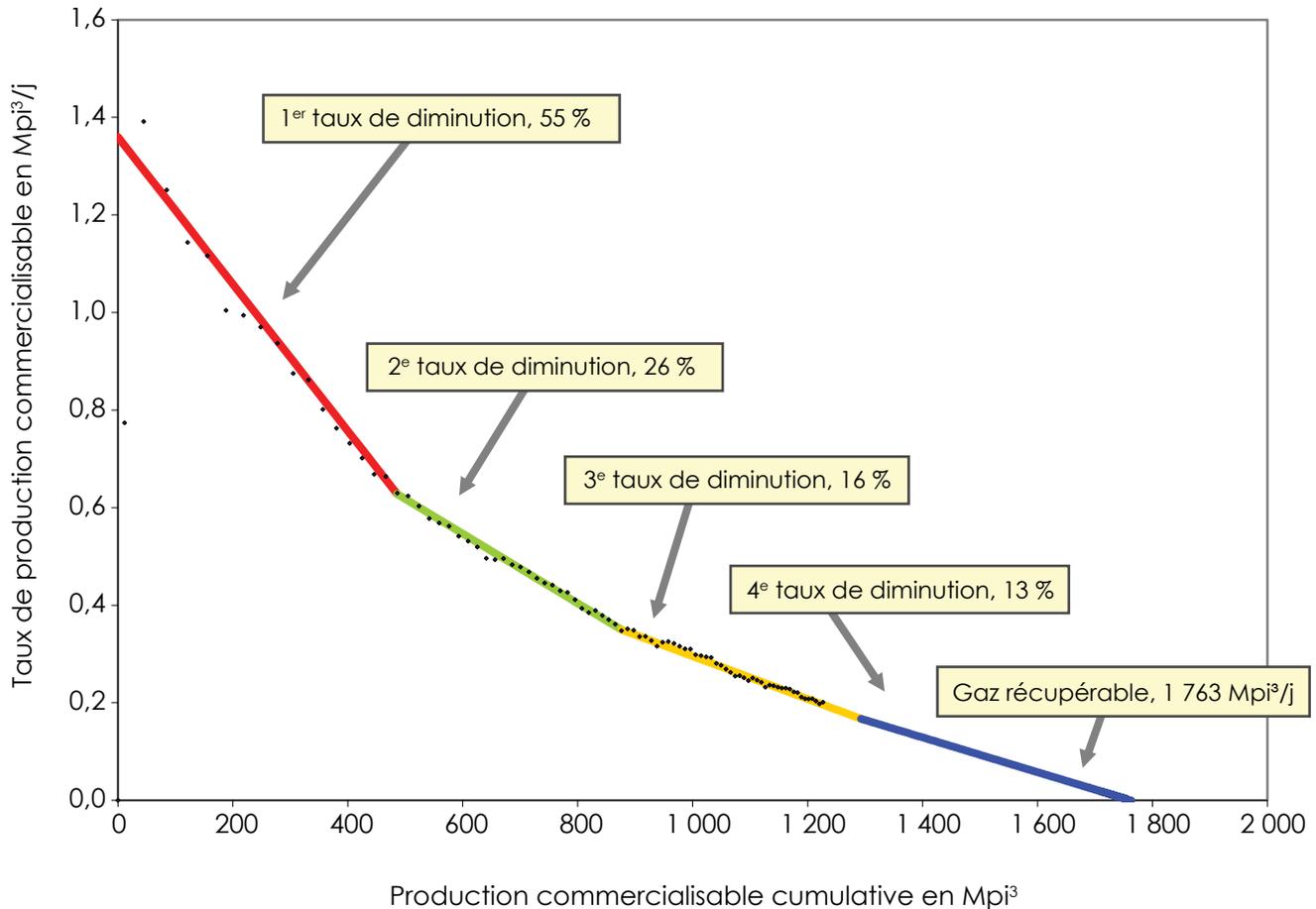
- a. Analyse de la diminution de la production d'un puits moyen

Pour chaque année, le schéma d'analyse 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 d'analyse 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 la diminution de la production d'un puits moyen



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

Pour les puits d'années antérieures, les données disponibles sont habituellement suffisantes pour 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 de la production 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 l'évaluation de tous les puits antérieurs à 1999 et que la période de diminution ultime commencerait après 120 mois de production.

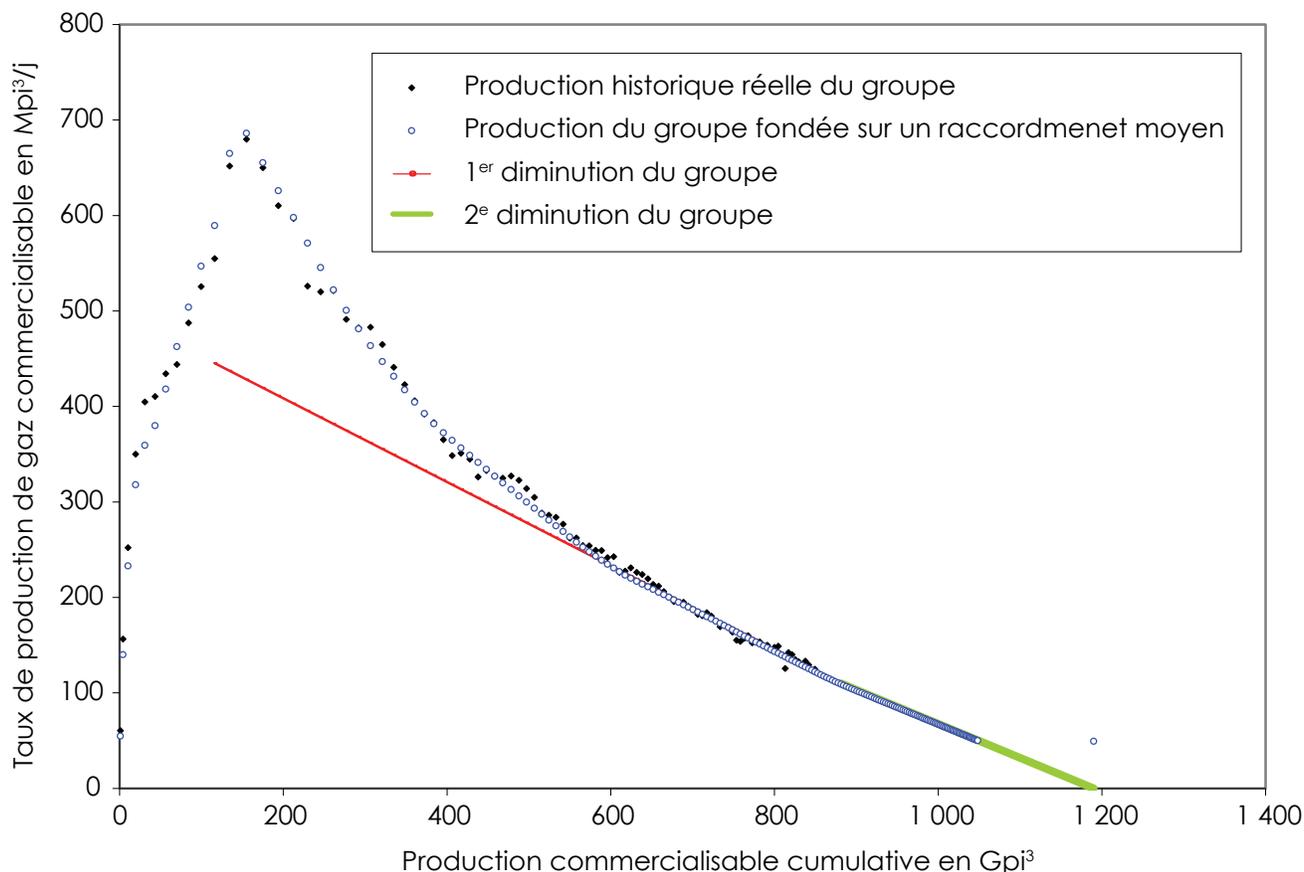
Voir l'annexe A4 pour connaître les paramètres de diminution déterminés de cette façon pour les puits moyens.

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, on intègre les paramètres de rendement d'un puits moyen 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 les données 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 ce que l'on obtienne un bon appariement des données de production calculées à partir de celles sur le puits moyen avec les données de production réelles. Un exemple de ce type de schémas d'analyse est présenté à la figure A1.4.

Figure A1.4 – Exemple de schéma d'analyse de la diminution de la production du groupe



Source : Analyse par l'Office des données de la 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 (s'il y a lieu);
- nombre de mois avant le deuxième taux de diminution (s'il y a lieu);
- troisième taux de diminution (s'il y a lieu);
- nombre de mois avant le troisième taux de diminution (s'il y a lieu);
- quatrième taux de diminution (s'il y a lieu);
- nombre de mois avant le quatrième taux de diminution (s'il y a lieu).

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 cidessus 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**

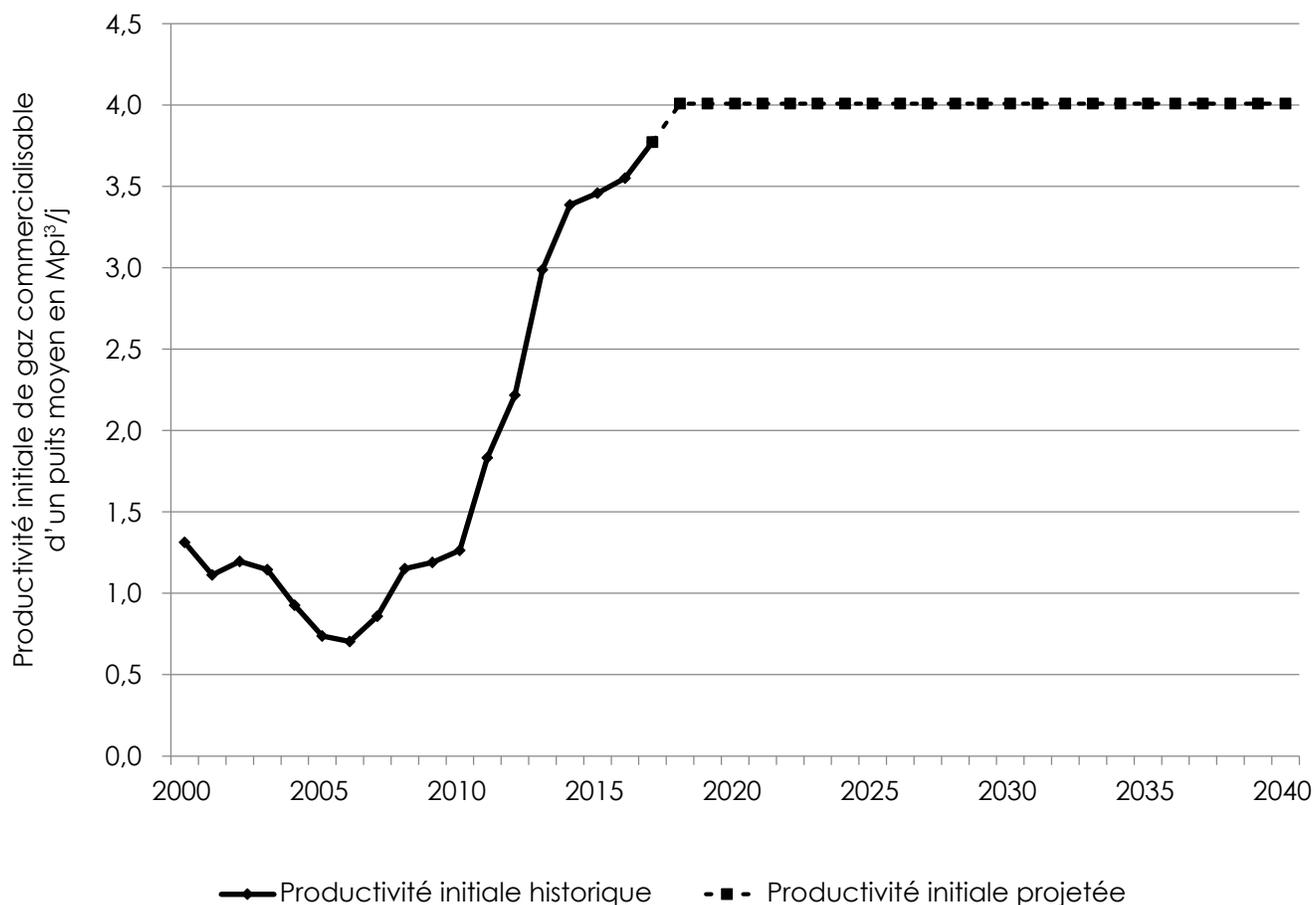
Pour les puits futurs, la production estimative est fonction du nombre de ceux projetés et des caractéristiques de rendement moyen prévues de tels puits. Les projections sur le forage servent à estimer le nombre de puits de gaz futurs. On a utilisé les tendances historiques des paramètres de rendement 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, en Alberta. La production initiale avait tendance à diminuer jusqu'aux alentours de 2006, moment où 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.

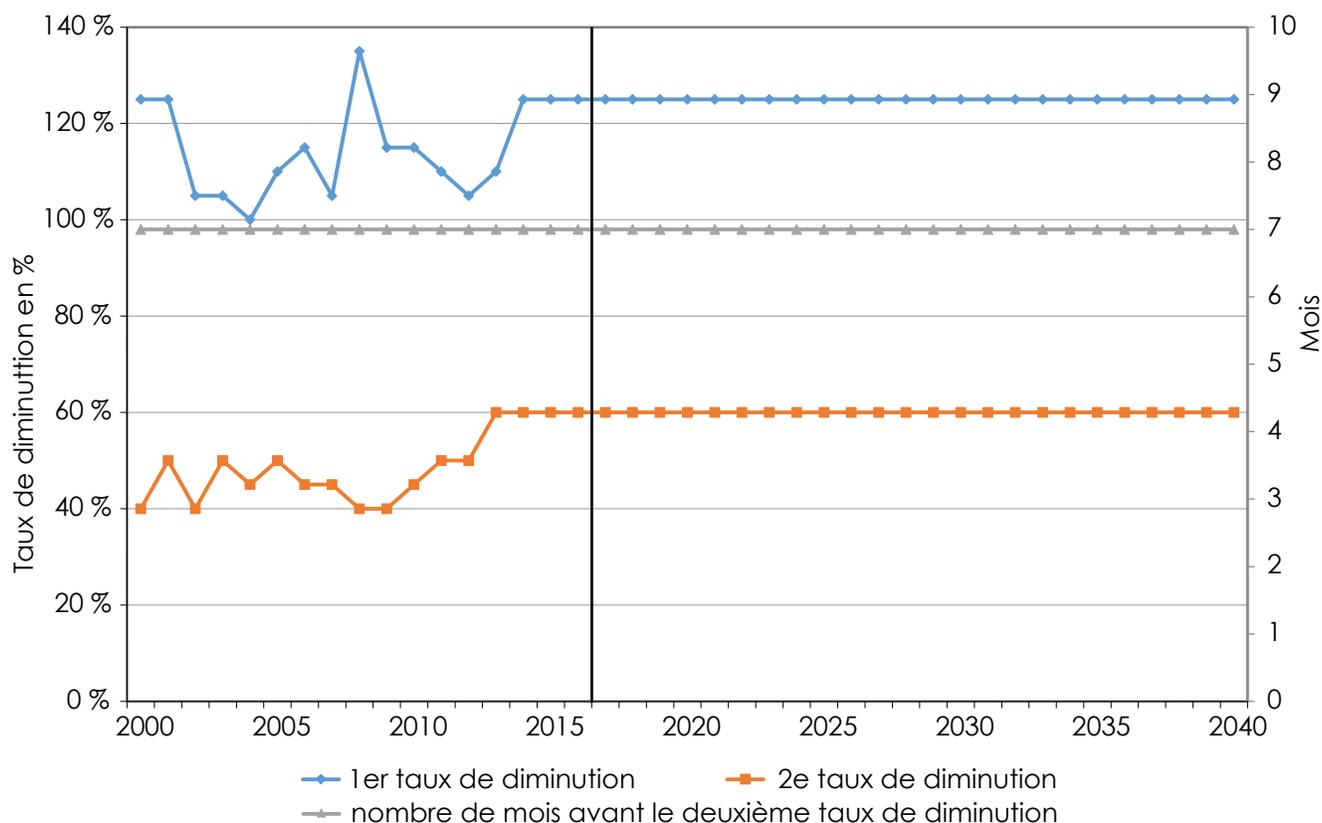
Figure A1.5 – Exemple de production initiale moyenne par année – Réservoirs étanches du Colorado supérieur dans la zone Deep Basin, en Alberta



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, en Alberta. 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



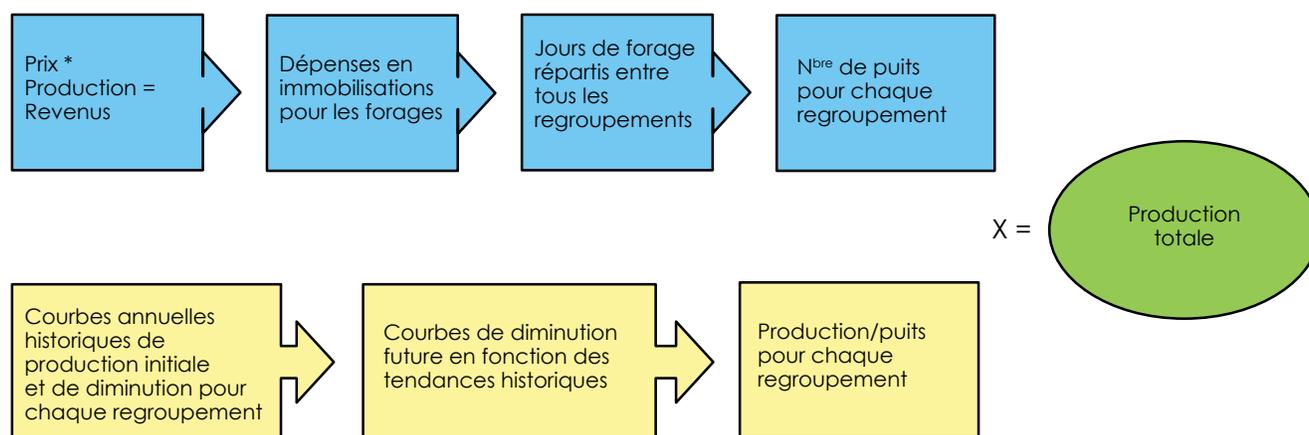
### A1.1.3.2 Nombre de puits futurs

La figure A1.7 illustre la méthode employée pour déterminer le nombre de puits de gaz chaque année pendant la période de projection. Les intrants clés 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 B1.4 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 et des hypothèses comme des modifications touchant l'efficacité des travaux ou les ressources. Les annexes B2.1 à B2.4 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



#### 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 pour ce gaz prend en compte la région petroCUBE, et les projections sont fondées sur les tendances historiques et prévues pour la production de pétrole classique, de pétrole de réservoirs étanches et de pétrole de schiste par province (voir [Supplément Avenir énergétique du Canada en 2018 – Production de pétrole classique, de pétrole de réservoirs étanches et de pétrole de schiste](#)). 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 provenant du delta et du couloir du fleuve Mackenzie n'est pas inclus dans la production pour 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. La production de gaz naturel à Norman Wells<sup>9</sup> a cessé en février 2017 en raison de la fermeture du pipeline qui transportait le gaz de cet endroit, la canalisation 21, après que l'on a constaté qu'un tronçon de celle-ci près de Fort Simpson était devenu instable. La remise en service du pipeline a été approuvée, et on s'attendait à ce que la production reprenne en janvier 2019. On prévoit que la production de gaz à Norman Wells se situe au même niveau qu'avant la fermeture du pipeline et qu'elle diminuera au cours de la période de projection. Quant à la production à Cameron Hills, elle a cessé en février 2015.

<sup>9</sup> La quasi-totalité du gaz naturel produit aux Territoires du Nord-Ouest l'est à Norman Wells. Ikhil est l'autre gisement qui produit du gaz.

## A1.2 Canada atlantique

Au Canada atlantique, la production de gaz naturel continue de fléchir 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 prévoit qu'elle baissera progressivement pour s'arrêter complètement 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<sup>10</sup>.

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 étudiée.

## 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 étudiée.

---

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

## 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 (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 scénarios.

Les paramètres de production future de tous les regroupements sont le taux de production en décembre 2017 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.

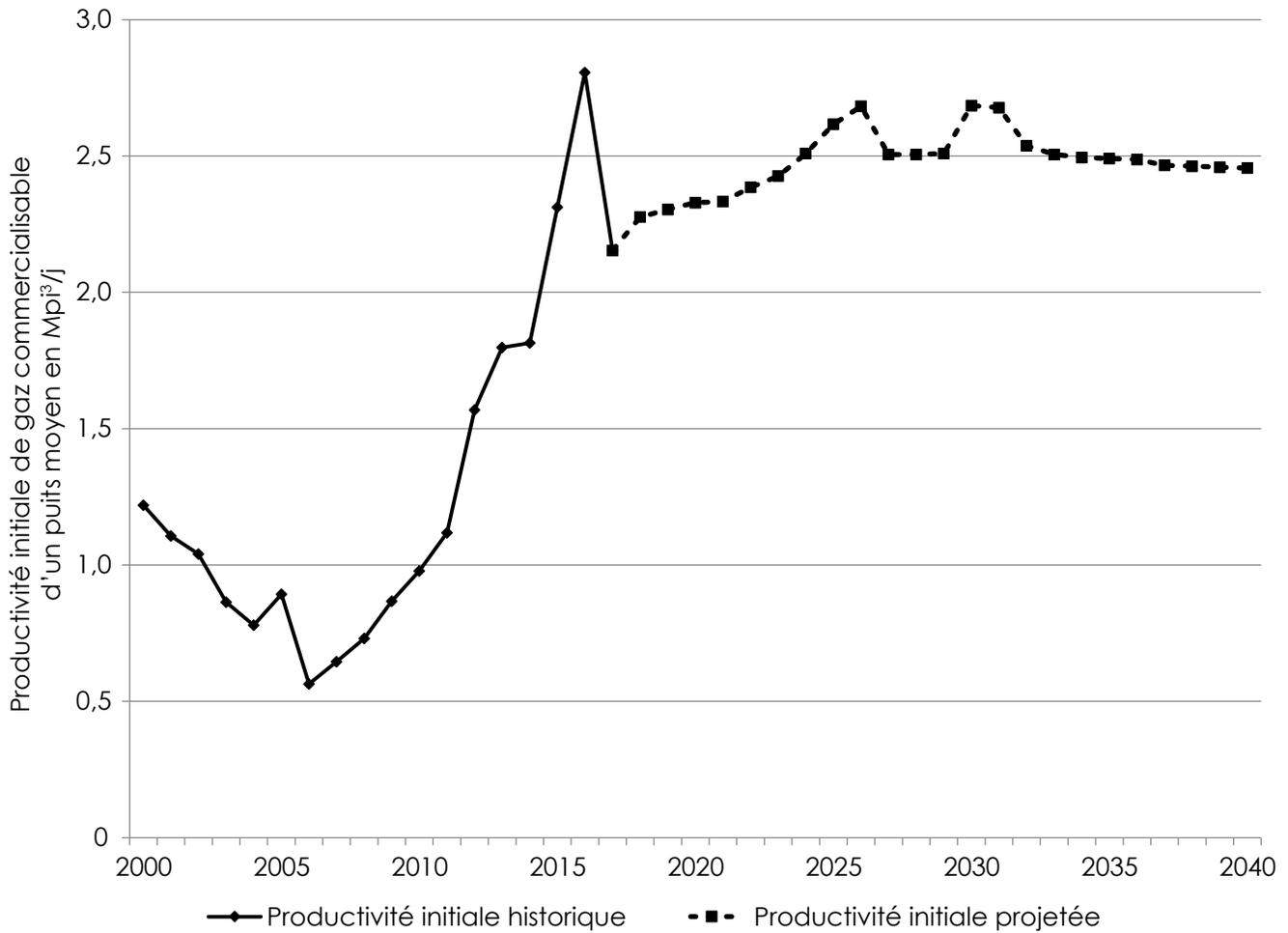
Les projections antérieures visant les puits de gaz existants ont été fort précises, ce qui ne rend pas plus certaines celles pour les puits futurs. Les principales incertitudes ont trait au nombre de forages ciblant du gaz et aux niveaux de production des puits. Les scénarios de prix élevé et de prix bas ont donc été créés pour envisager les incertitudes 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 la 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 dans le rendement d’un puits moyen pour les divers 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, l’évolution générale pour le BSOC est illustrée à la figure A2.1. Après une baisse de 2001 à 2006, la tendance s’est inversée en 2007, puis est demeurée relativement stable jusqu’en 2009; elle a recommencé à monter jusqu’en 2015, moment où les taux de productivité initiaux plus élevés dans les réservoirs étanches et les formations schisteuses se mettaient à représenter une part croissante 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 des taux constants pour la plupart des puits de gaz.

Figure A2.1 – 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.

Tableau A2.1 – Production initiale moyenne pondérée par zone et année - Scénario de référence (Mpi<sup>3</sup>/j)

Zone	00 - Méthane de houille AB	01 - Sud AB	02 - Sud-Ouest AB	03 - Plémons Sud	04 - Est AB	05 - Centre AB	06 - Centre-Ouest AB	07 - Plémons Centre	08 - Kaybob	09 - Deep Basin AB	10 - Nord-Est AB	11 - Peace River	12 - Nord-Ouest AB	13 - Deep Basin BC	14 - Fort St. John	15 - Nord-Est BC	16 - Plémons BC	17 - Sud-Ouest SK	18 - Ouest SK	Total BSO
2000		0.155	0.201		0.303	0.346	2.031	2.789	1.582	1.826	0.411	1.793	0.931	1.264	12.792	1.865	8.318	0.049	0.244	1.219
2001		0.130	0.306		0.250	0.317	2.124	3.865	1.113	1.700	0.291	2.060	0.767	1.756	7.846	2.187	4.451	0.051	0.205	1.106
2002		0.127	0.149		0.241	0.277	2.084	4.314	1.208	1.773	0.306	3.246	0.778	1.374	5.074	2.694	4.954	0.086	0.171	1.040
2003	0.032	0.095	0.267		0.171	0.285	1.224	3.132	1.330	1.497	0.283	2.088	0.658	2.557	3.314	1.712	2.365	0.127	0.162	0.863
2004	0.091	0.103	0.176		0.152	0.310	1.088	2.946	1.083	1.602	0.233	1.634	0.533	2.263	1.264	1.937	2.486	0.080	0.161	0.779
2005	0.092	0.083	0.129		0.124	0.208	1.359	4.930	0.956	1.367	0.235	1.714	0.386	1.767	1.949	1.482	2.388	0.115	0.145	0.893
2006	0.128	0.074	0.110		0.107	0.171	1.159	1.950	1.085	0.939	0.172	1.201	0.317	0.851	1.511	0.994	2.195	0.103	0.129	0.564
2007	0.129	0.083	0.124		0.125	0.208	1.086	4.685	1.226	1.286	0.202	1.536	0.353	1.655	1.843	1.402	1.212	0.079	0.129	0.645
2008	0.125	0.112	0.174		0.108	0.162	1.455	3.341	1.087	1.456	0.187	1.510	0.520	1.701	2.111	1.746	2.081	0.073	0.108	0.731
2009	0.084	0.090	0.153		0.149	0.190	0.995	2.536	1.418	2.238	0.182	1.701	0.802	2.315	2.637	2.282	1.811	0.083	0.135	0.867
2010	0.059	0.116	0.109		0.154	0.122	0.867	1.920	1.369	1.633	0.157	1.533	0.463	3.139	2.629	3.897	2.076	0.052	0.112	0.978
2011	0.057	0.123	0.129	3.247	0.154	0.209	1.091	2.789	1.383	1.661	0.161	2.128	0.214	2.891	2.340	4.757	2.602	0.051	0.106	1.118
2012	0.053	0.138	0.153		0.170	0.114	1.668	2.570	0.970	2.031	0.042	2.378	0.080	2.714	2.436	5.218	3.087	0.061	0.853	1.569
2013	0.061	0.079	0.088		0.202	0.136	2.137	1.259	0.692	2.669	0.029	2.924		3.867	2.322	9.194	2.246		0.093	1.798
2014	0.072	0.095	0.171	3.247	0.365	0.603	2.023	1.672	0.799	2.902	0.043	2.412	0.064	3.233	2.328	1.423	2.138		0.204	1.814
2015	0.077	0.091	0.131		0.130	0.209	2.425	4.306	0.723	3.110	0.057	2.672		3.383	2.502	1.834	2.570		0.264	2.312
2016	0.078	0.235	0.273	4.866	0.130	0.726	1.969	3.844	1.550	2.611	0.100	2.946	0.034	3.479	3.345	0.414	2.859		0.264	2.806
2017	0.075	0.036	0.415	5.109	0.104	0.546	2.011	4.615	1.527	2.583	0.105	3.015	0.030	3.479	3.489	1.207	3.002		0.264	2.154
2018	0.075	0.046	0.368	5.237	0.108	0.527	2.023	4.606	1.534	2.588	0.110	3.085	0.030	3.479	3.667	1.088	3.077		0.264	2.276
2019	0.075	0.046	0.368	5.290	0.111	0.513	2.028	4.606	1.527	2.591	0.113	3.127	0.030	3.479	3.758	0.977	3.077		0.264	2.304
2020	0.075	0.046	0.368	5.290	0.114	0.497	2.033	4.606	1.519	2.592	0.115	3.127	0.030	3.479	3.851	0.874	3.077		0.264	2.329
2021	0.075	0.046	0.368	5.290	0.114	0.497	2.032	4.606	1.513	2.592	0.116	3.127	0.030	3.479	3.889	0.874	3.077		0.264	2.333
2022	0.075	0.046	0.368	5.290	0.114	0.497	2.030	4.606	1.508	2.593	0.116	3.127	0.030	3.479	3.929	4.605	3.077		0.264	2.385
2023	0.075	0.046	0.368	5.290	0.114	0.497	2.029	4.606	1.506	2.592	0.116	3.127	0.030	3.479	3.931	5.317	3.077		0.264	2.426
2024	0.075	0.046	0.368	5.290	0.114	0.497	2.028	4.606	1.505	2.592	0.116	3.128	0.030	3.479	3.934	5.780	3.077		0.264	2.509
2025	0.075	0.046	0.368	5.290	0.114	0.497	2.027	4.606	1.507	2.592	0.116	3.128	0.030	3.479	3.937	5.995	3.077		0.264	2.616
2026	0.075	0.046	0.368	5.290	0.114	0.497	2.026	4.606	1.509	2.592	0.116	3.129	0.030	3.479	3.938	6.067	3.077		0.264	2.682
2027	0.075	0.046	0.368	5.290	0.114	0.497	2.025	4.606	1.505	2.592	0.116	3.128	0.030	3.479	3.934	5.776	3.077		0.264	2.505
2028	0.075	0.046	0.368	5.290	0.114	0.497	2.024	4.606	1.505	2.592	0.116	3.128	0.030	3.479	3.934	5.780	3.077		0.264	2.506
2029	0.075	0.046	0.368	5.290	0.114	0.497	2.024	4.606	1.505	2.592	0.116	3.128	0.030	3.479	3.934	5.789	3.077		0.264	2.509
2030	0.075	0.046	0.368	5.290	0.114	0.497	2.024	4.606	1.510	2.485	0.116	3.129	0.030	3.479	3.939	6.094	3.077		0.264	2.684
2031	0.075	0.046	0.368	5.290	0.114	0.497	2.024	4.606	1.509	2.517	0.116	3.129	0.030	3.479	3.939	6.081	3.077		0.264	2.677
2032	0.075	0.046	0.368	5.290	0.114	0.497	2.024	4.606	1.506	2.516	0.116	3.128	0.030	3.479	3.935	5.907	3.077		0.264	2.538
2033	0.075	0.046	0.368	5.290	0.114	0.497	2.024	4.606	1.505	2.552	0.116	3.128	0.030	3.479	3.934	5.809	3.077		0.264	2.505
2034	0.075	0.046	0.368	5.290	0.114	0.497	2.024	4.606	1.505	2.527	0.116	3.128	0.030	3.479	3.934	5.797	3.077		0.264	2.495
2035	0.075	0.046	0.368	5.290	0.114	0.497	2.024	4.606	1.505	2.592	0.116	3.128	0.030	3.479	3.933	5.731	3.077		0.264	2.491
2036	0.075	0.046	0.368	5.290	0.114	0.497	2.024	4.606	1.504	2.592	0.116	3.128	0.030	3.479	3.933	5.718	3.077		0.264	2.487
2037	0.075	0.046	0.368	5.290	0.114	0.497	2.024	4.606	1.504	2.584	0.116	3.128	0.030	3.479	3.932	5.640	3.077		0.264	2.466
2038	0.075	0.046	0.368	5.290	0.114	0.497	2.024	4.606	1.504	2.586	0.116	3.128	0.030	3.479	3.932	5.622	3.077		0.264	2.463
2039	0.075	0.046	0.368	5.290	0.114	0.497	2.024	4.606	1.504	2.585	0.116	3.128	0.030	3.479	3.932	5.606	3.077		0.264	2.459
2040	0.075	0.046	0.368	5.290	0.114	0.497	2.024	4.606	1.504	2.586	0.116	3.128	0.030	3.479	3.932	5.590	3.077		0.264	2.456

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

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.

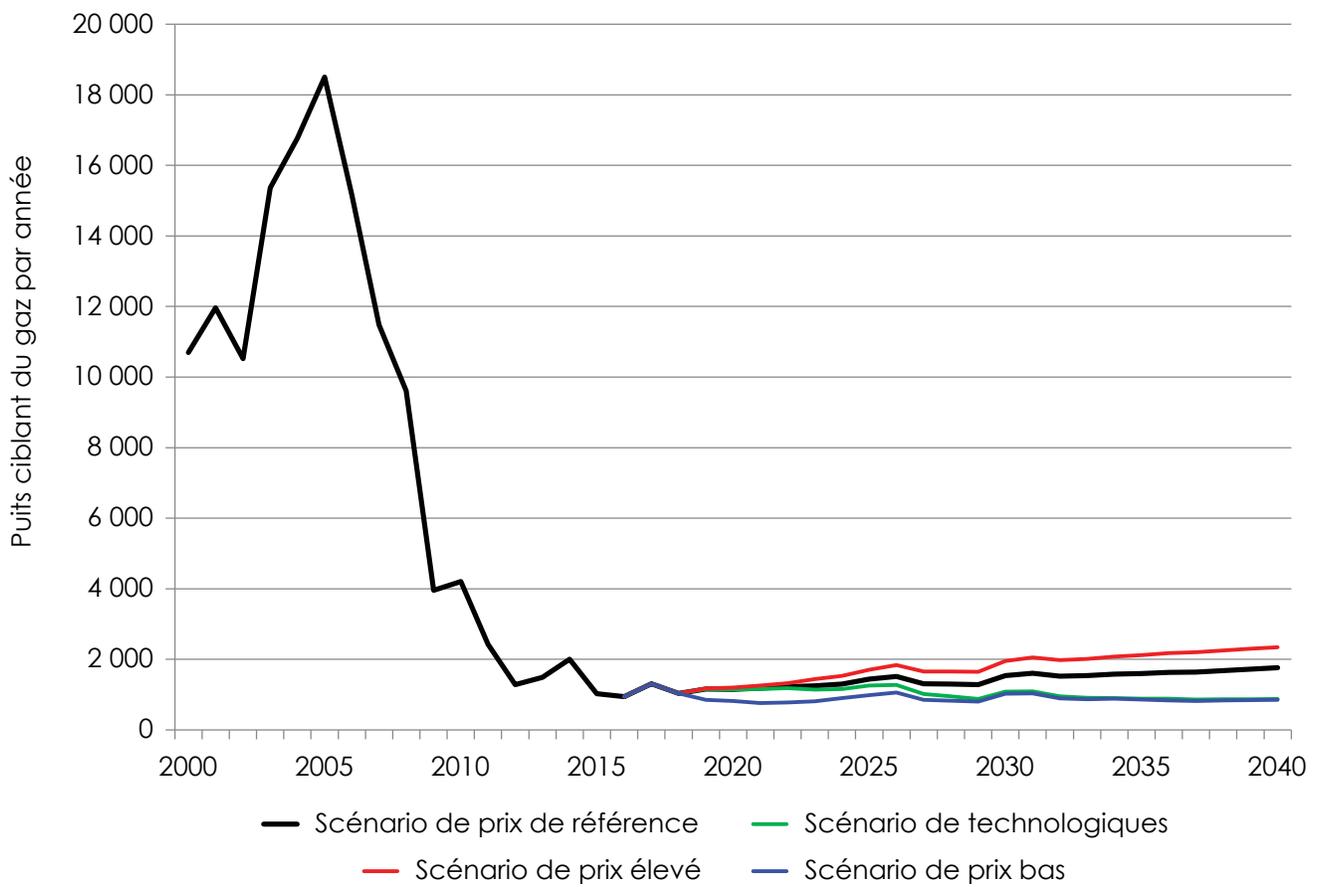
### A2.1.2.2 Nombre de puits de gaz futurs

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 une grande incertitude relativement à celles-ci pendant la période de projection. Les scénarios de prix élevé et de prix bas rendent compte de la variété des 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.

Les puits de gaz et les jours de forage projetés par année pour chaque regroupement sont présentés aux annexes B1.1 à B1.4 ainsi que B2.1 à B2.4.

Figure A2.2 – 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 ne prévoit pas de nouveaux travaux de forage qui pourraient contribuer à la production pendant la période de projection.

La production commercialisable découlant de la mise en valeur du projet Deep Panuke a commencé à l'automne 2013. Ce gisement est maintenant en exploitation saisonnière, l'hiver, mais l'infiltration 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 étudiée.

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

**Tableau A3.1 – Index des formations**

Formation	Abbréviation	Group Number
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

**Tableau A3.2 – Index des regroupements**

Nom de la zone	Area Number	Resource Type	Resource 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 de la présente annexe et ceux des annexes A, B et C.