



Évaluation du marché de l'énergie

Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada 2016-2018

Annexes



Office national
de l'énergie

National Energy
Board

Juin 2016

Autorisation de reproduction

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

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

Permission to Reproduce

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

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

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada représentée par l'Office national de l'énergie 2016

Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada 2016-2018

ISSN: 1910-779X
NE2-1/2016F-PDF

Le titre 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 2016

Short-term Canadian Natural Gas Deliverability 2016-2018

ISSN: 1910-7773
NE2-1/2016E-PDF

This title is published separately in both official languages.

This publication is available upon request in multiple formats

TABLE DES MATIÈRES

Annexe A

A1	Méthodologie (description détaillée)	1
A2	Paramètres de productibilité - Résultats	13
A3	Paramètres de diminution selon les regroupements de raccordements gaziers existants	18
A4	Paramètres de diminution selon les regroupements de raccordements gaziers futurs	21

Annexe B

B1	Facteurs d'affectation du nombre de jours de forage ciblant du gaz selon la région	22
B2	Projections détaillées de forages ciblant du gaz et de raccordements gaziers selon le scénario	24

Annexe C

	Détails de la productibilité selon le scénario	27
--	--	----

Annexe D

	Productibilité totale au Canada - Comparaison des scénarios	33
--	---	----

Annexe E

	Productibilité et demande annuelles moyennes au Canada	34
--	--	----



ANNEXE A

A1 Méthodologie (Description Détaillée)

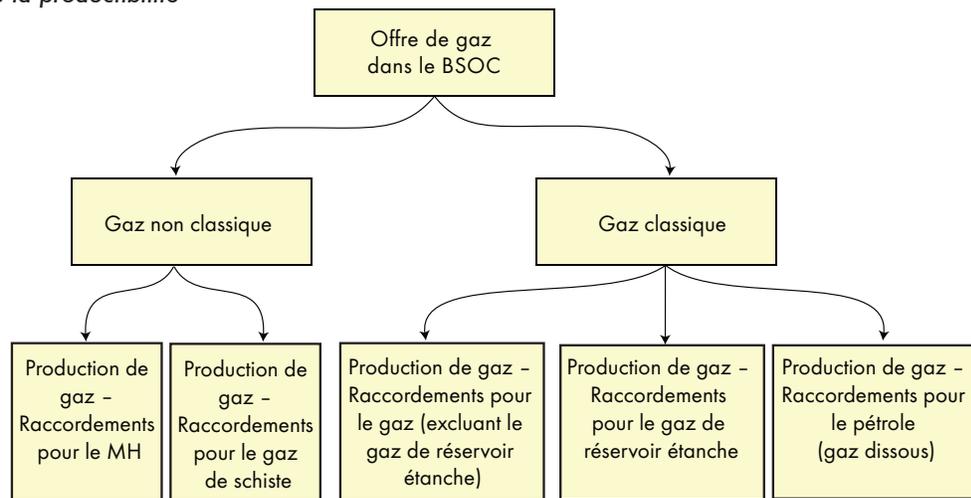
La productibilité de gaz naturel au Canada de 2016 à 2018 sera constituée de l'offre de gaz classique provenant du BSOC, à laquelle se grefferont les contributions du Canada atlantique et de l'Ontario, la production de méthane de houille de l'Alberta et celle de gaz de schiste de l'Alberta et de la Colombie-Britannique. Dans le présent rapport, on a analysé les tendances des caractéristiques de production de puits et les perspectives de mise en valeur des ressources pour établir les paramètres de productibilité future de gaz naturel dans le BSOC. Une approche différente a été adoptée pour les autres régions du Canada où la production provient de moins de puits.

A1.1 Offre de gaz dans le BSOC

Le gaz produit a été séparé en deux grandes catégories (figure A1.1) aux fins de l'évaluation de la productibilité de gaz dans le BSOC.

FIGURE A1.1

Principales catégories d'offre gazière dans le BSOC pour l'évaluation de la productibilité



La méthode de détermination de la productibilité de gaz liée aux raccordements pour le gaz classique (y compris le gaz de réservoir étanche), le méthane de houille et le gaz de schiste est décrite ci-après. La méthode utilisée pour déterminer la productibilité de gaz associée aux raccordements pour le pétrole (gaz dissous) est exposée à la section A1.1.2 de la présente annexe.

A1.1.1 Raccordements à partir de puits de gaz

Qu'il s'agisse des raccordements pour le gaz classique (y compris le gaz de réservoir étanche) ou pour le méthane de houille, la méthode d'évaluation de la productibilité est essentiellement la même. On a utilisé l'analyse de diminution de la production fondée sur les données de production historiques pour déterminer les paramètres du rendement futur.

A1.1.1.1 Groupes visés par l'analyse de diminution de la production

Les raccordements pour le gaz classique (y compris le gaz de réservoir étanche), pour le méthane de houille et pour le gaz de schiste ont été regroupés séparément en vue de l'évaluation des caractéristiques de rendement des puits. Les raccordements pour le gaz classique sont regroupés en fonction des régions petroCUBE en Alberta, en Colombie Britannique et en Saskatchewan (voir la figure A1.2). Les raccordements pour le gaz classique et le gaz de schiste dans chaque région ont aussi été regroupés par zone. Dans la présente analyse, la productibilité de gaz de la formation Montney est séparée de celle des autres sources de gaz de réservoir étanche.

FIGURE A1.2

Carte des régions du BSOC



Dans chaque région petroCUBE et chaque zone, les raccordements pour le gaz ont été regroupés selon l'année de raccordement; tous les raccordements antérieurs à 1999 font partie d'un même groupe, tandis qu'ils forment des groupes distincts pour chaque année de 1999 à 2014.

Les raccordements pour le méthane de houille ont été regroupés principalement par zone en trois catégories :

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

Pour la durée de la période de projection, le méthane de houille est uniquement mis en valeur en Alberta.

Dans chacune des trois catégories de ressources de méthane de houille, les raccordements ont également été regroupés selon l'année de raccordement. En ce qui concerne la formation principale de Horseshoe Canyon et la catégorie « autre méthane de houille », il n'y a qu'un seul groupe pour tous les raccordements antérieurs à 2004 et des groupes distincts pour chaque année de 2004 à 2014. Un seul groupe a été constitué en ce qui a trait aux raccordements pour le méthane de houille de Mannville antérieurs à 2006; des groupes distincts ont été formés pour chacune des années suivantes.

Raccordements existants par rapport aux raccordements futurs

Dans le présent rapport, les « raccordements existants » désignent les puits mis en production avant le 1^{er} août 2015 et les « raccordements futurs », ceux qui l'ont été après cette date. La méthode de projection de la productibilité des raccordements existants est considérablement différente de celle qui a été utilisée pour la productibilité des raccordements futurs.

A1.1.1.2 Méthode relative aux raccordements existants

En ce qui concerne **les raccordements existants**, on a réalisé une analyse de diminution de la production à partir des données historiques pour chaque groupe (type de gaz / région d'étude / année de raccordement) afin d'établir deux jeux de paramètres :

1. les paramètres de productibilité du groupe, soit les perspectives liées à la productibilité du groupe de ressources gazières au complet;
2. les paramètres de productibilité des raccordements moyens, soit les perspectives liées à la productibilité des raccordements moyens du groupe (ces paramètres s'appliquent uniquement lorsque le groupe représente une année de raccordement particulière).

La méthode employée pour l'analyse de diminution de la production portant sur les raccordements existants est décrite ci-après. Les paramètres de productibilité des groupes et ceux des raccordements moyens découlant de cette analyse se trouvent respectivement aux annexes A3 et A4. On a utilisé les paramètres de productibilité des groupes dans le modèle de productibilité pour établir les projections relatives aux raccordements existants.

Méthode d'analyse de diminution de la production

La méthode d'analyse décrite ci-après porte sur les raccordements pour le gaz classique (y compris le gaz de réservoir étanche), le méthane de houille et le gaz de schiste dans le BSOC.

Les raccordements pour le gaz classique sont regroupés par région d'étude et année de raccordement. Les raccordements pour le méthane de houille en Alberta sont regroupés par zone de production et année de raccordement. Pour chacun de ces groupes, on a créé un jeu de données historiques sur la production commercialisable; quand le groupe représente une année de raccordement particulière, on a également créé un jeu de données historiques sur la production commercialisable des raccordements moyens.

Les jeux de données sur la production commercialisable des groupes sont produits comme suit :

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

Les jeux de données sur la production des raccordements moyens sont produits comme suit :

- introduction dans une base de données des données sur la production brute des puits par mois pour chaque raccordement du groupe;
- pour chaque mois de production de chaque raccordement, détermination d'une valeur pour un mois de production normalisé correspondant au nombre de mois écoulés depuis le premier mois de production du raccordement (c'est le mois de production normalisé);
- total de la production brute des raccordements d'un groupe par mois de production normalisé multiplié par le facteur de contraction moyen s'appliquant au groupe afin d'obtenir le total de production commercialisable par mois de production normalisé;
- division du total de la production commercialisable par mois de production normalisé par le nombre total de raccordements du groupe afin d'obtenir la production commercialisable du raccordement moyen par mois de production normalisé;
- production commercialisable par mois de production normalisé par le nombre moyen de jours dans un mois ou 30,4375 en vue d'obtenir le taux de production du raccordement moyen du groupe par mois de production normalisé (certaines données de production n'ont pas pu être utilisées pour calculer le taux de production du raccordement moyen parce que les raccordements ont été mis en exploitation à différents moments au cours de l'année, créant des différences en nombre de mois);
- production pour chaque groupe, à l'aide du jeu de données obtenu, de schémas du taux de production commercialisable quotidienne par rapport à la production commercialisable cumulative.

En ce qui concerne les raccordements pour le gaz classique, on a procédé de la manière suivante pour réaliser l'analyse de diminution de la production au moyen des jeux de données de production historiques portant sur le groupe et les raccordements moyens :

- **Analyse de diminution de la production des raccordements antérieurs à 1999**
Pour chaque région d'étude, le schéma du taux de production des regroupements de raccordements gaziers entrés en production avant 1999 par rapport à la production cumulative de ces groupes a été le premier évalué. Une diminution exponentielle constante au cours des dernières années en est ressortie, quelle que soit la région d'étude. Le schéma de l'ensemble des raccordements des groupes antérieurs à 1998 a donné un taux de production commercialisable courant, un taux de diminution stable de la production future et, pour la région d'étude, une diminution ultime pouvant s'appliquer aux groupes de raccordements d'années ultérieures.
- **Évaluation de l'année de raccordement de 1999 à 2014**
Chaque année de raccordement de 1999 à 2014 a été évaluée dans l'ordre chronologique après l'analyse des données totales pour la première année de raccordement dans une région d'étude donnée.

a. Analyse de diminution de la production du raccordement moyen

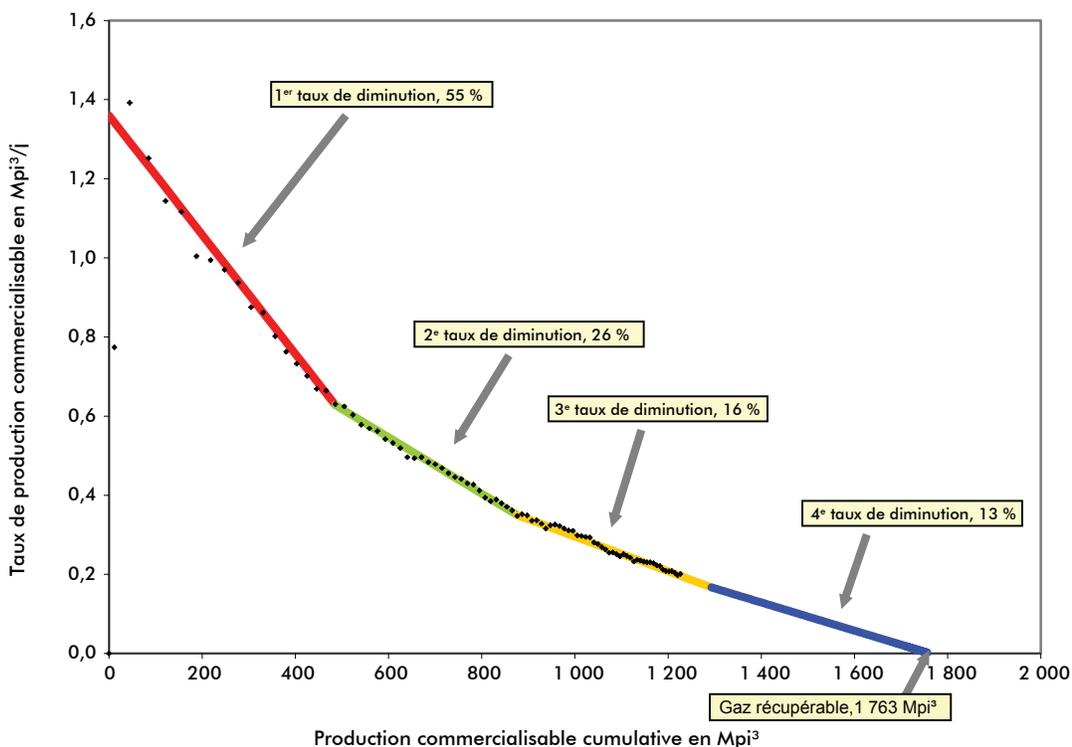
Pour chaque année de raccordement, le schéma du taux de production par rapport à la production cumulative du raccordement moyen a été évalué en premier, de façon à pouvoir établir des paramètres (ci-après) qui fournissent le profil de production du raccordement moyen sur la durée de sa productive :

- taux de production initial;
- 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 des raccordements moyens et les différents taux de diminution servant à décrire la production.

FIGURE A 1.3

Exemple de schéma d'analyse de diminution de la production du raccordement moyen



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

Pour ce qui est des années de raccordement antérieures, les données disponibles étaient habituellement suffisantes pour établir tous ces paramètres. Pour les années de raccordement plus récentes, la durée sur laquelle portent les données historiques est plus

courte et les paramètres décrivant la diminution lors des années de raccordement plus éloignées dans le temps doivent être établis à partir de ce qui a été déterminé pour les premières années. Dans l'exemple présenté à la figure A1.3, il y avait suffisamment de données pour déterminer les paramètres qui définissent les trois premières périodes de diminution du raccordement, tandis que les paramètres définissant la quatrième période de diminution sont hypothétiques et s'appuient sur l'analyse d'années de raccordement antérieures.

On a supposé qu'à moins que les données historiques sur l'année de raccordement ne l'indiquent autrement, le quatrième taux de diminution serait égal au dernier taux de diminution pour le groupe établi au moyen de l'évaluation des raccordements antérieurs à 1999 et que la dernière période de diminution commencerait après 120 mois de production.

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

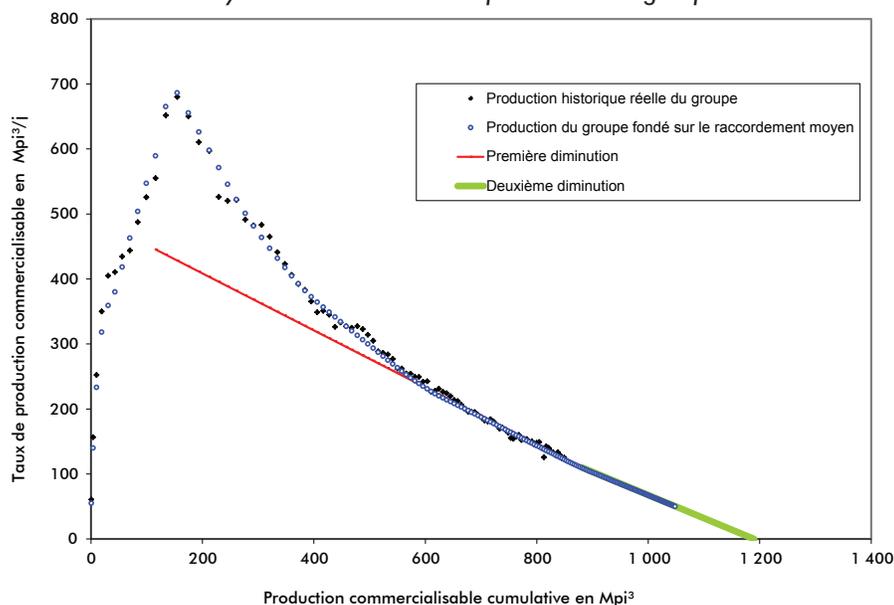
b. Analyse de diminution de la production pour les données d'un groupe

Une fois les paramètres de rendement du raccordement moyen établis, on évalue les paramètres de rendement des groupes.

Tout d'abord, les paramètres de rendement des raccordements moyens sont combinés au calendrier des raccordements connus pour calculer le rendement prévu du groupe. C'est le schéma qu'on établit en intégrant les données de rendement réelles du groupe. Si les données calculées à partir du rendement du raccordement moyen ne correspondent pas aux données de production historiques réelles du groupe, les paramètres du raccordement moyen peuvent être revus jusqu'à l'obtention d'un bon appariement des données calculées de production du groupe (à partir des données sur le raccordement moyen) avec les données de production réelles du groupe. 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

Des paramètres de rendement de groupe sont déterminés à partir du schéma du groupe :

- taux de production en juillet 2015;
- premier taux de diminution;
- deuxième taux de diminution (s'il y a lieu);
- 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 (s'il y a lieu);
- nombre de mois avant le quatrième taux de diminution (le cas échéant).

Dans les groupes des premières années de raccordement (2001, 2002, etc.), les données réelles se stabilisaient habituellement à la date courante pour correspondre exactement ou presque au dernier taux de diminution établi à partir du groupe des raccordements antérieurs à 1999. Dans ces cas, un taux de diminution unique est suffisant pour décrire la durée de vie productive restante du groupe et le rendement calculé à partir des données sur le raccordement moyen a peu d'influence sur la détermination des paramètres du groupe.

Pour les dernières années de raccordement (2011, 2012, etc.), les données historiques réelles de la production du groupe ne constituaient pas un bon fondement pour établir une projection de la productivité future. En pareil cas, le rendement prévu calculé à partir des données de raccordement moyen est essentiel à l'établissement des taux de diminution actuels et futurs applicables à l'année de raccordement.

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

Analyse de diminution de la production de méthane de houille et de gaz de schiste

On a aussi eu recours à la méthode d'analyse de diminution de la production décrite ci-dessus pour les groupes de méthane de houille, sous réserve de ce qui suit.

1. Les raccordements pour le méthane de houille de Mannville ont un profil de rendement qui diffère de ceux des autres ressources gazières du BSOC. Alors que les raccordements pour le gaz dans tous les autres groupes peuvent être décrits par un premier taux de diminution dont l'évolution est relativement prévisible, les raccordements pour le méthane de houille de Mannville subissent une étape de déshydratation durant laquelle la production de gaz augmente sur plusieurs mois pour atteindre un taux maximal; après quoi, la diminution intervient. On a donc utilisé un jeu de paramètres légèrement différent pour établir le rendement du raccordement 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 ».
2. Le passé plus court de production de gaz de schiste permet 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 raccordements de méthane de houille sont quand même estimés dans la présente évaluation de marché de l'énergie grâce aux consultations avec des représentants de l'industrie et en fonction de l'opinion de l'Office quant à la récupération ultime de gaz du raccordement moyen.

A1.1.1.3 Méthode relative aux raccordements futurs

Pour les raccordements futurs, la productibilité est projetée en fonction du nombre de raccordements futurs et des caractéristiques prévues du rendement moyen de ces raccordements. Les projections sur le forage servent à estimer le nombre de raccordements futurs pour le gaz. On a utilisé les tendances en matière de paramètres de rendement des raccordements moyens, obtenues à partir de l'analyse de diminution de la production des raccordements existants pour le gaz, pour estimer les paramètres de rendement des raccordements moyens pour les années de raccordement futures.

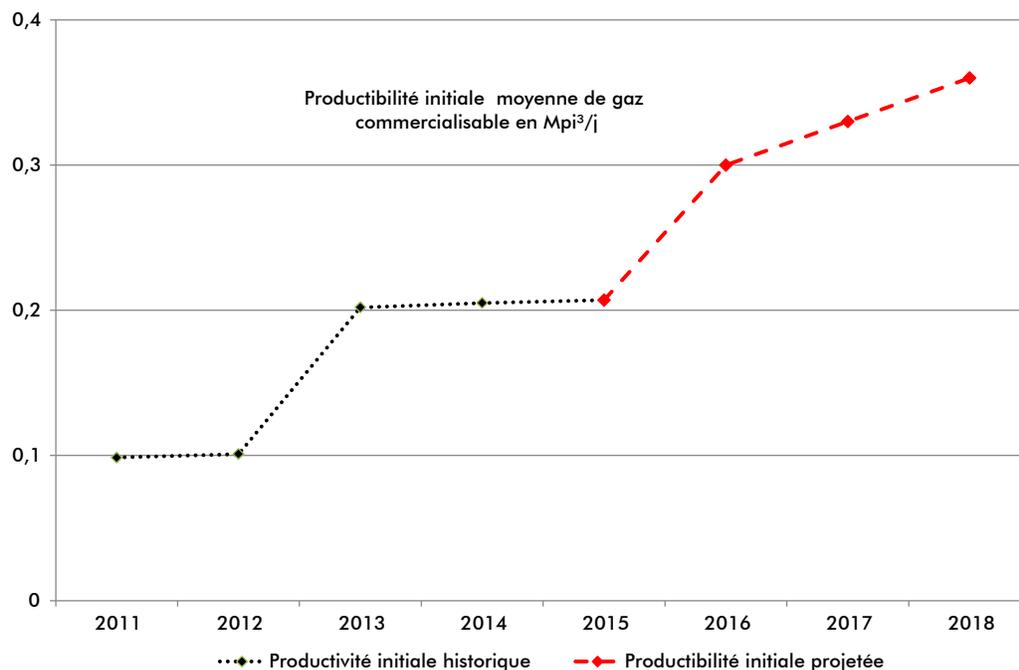
A1.1.1.3.1 Rendement des raccordements futurs

On obtient le rendement des raccordements futurs de chaque groupe en extrapolant les tendances de production des raccordements moyens constatées au cours des années de raccordement antérieures. Les paramètres de rendement estimés sont la productivité initiale du raccordement moyen et les taux de diminution s'y rapportant.

Dans beaucoup de regroupements, la productivité initiale du raccordement moyen pour le gaz classique tend à diminuer à chacune des années de raccordement. Cette tendance est évidente à la figure A1.5, qui présente le taux de production initiale des raccordements pour le gaz classique dans le regroupement pour le gaz classique de l'ère tertiaire du centre-ouest de l'Alberta. Récemment toutefois, on a constaté une telle tendance dans certains regroupements de gaz de réservoir étanche et de gaz de schiste où la productivité initiale du raccordement moyen était en hausse. Le taux de production initiale des raccordements futurs pour le gaz est estimé par extrapolation de la tendance notée dans chaque groupe de ressources. Les annexes A3 et A4 traitent des valeurs historiques et projetées de productivité initiale du raccordement moyen pour tous les regroupements de ressources gazières.

FIGURE A1.5

Exemple de productivité initiale par raccordement moyen selon l'année -
Groupe de gaz de réservoir étanche du Colorado dans le centre-ouest de l'Alberta

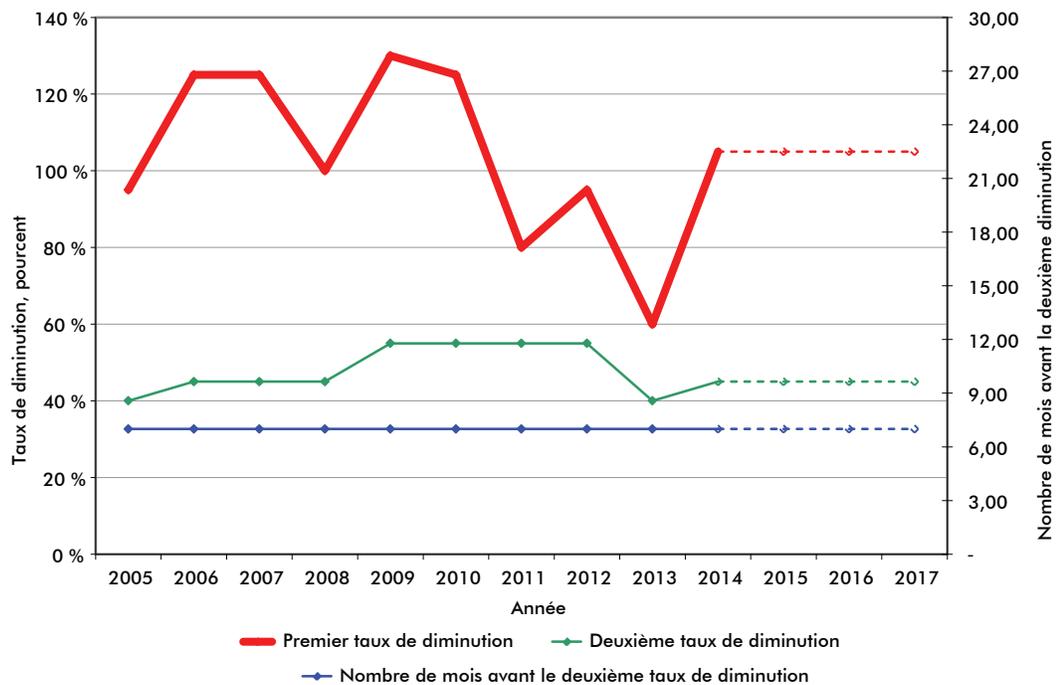


Source : Analyse par l'Office des données de production de puits de Divestco

Les paramètres de diminution clés ayant une incidence sur la productibilité à court terme sont le premier taux de diminution, le deuxième taux de diminution et le nombre de mois avant le deuxième taux de diminution. La figure A1.6 présente les valeurs historiques et projetées de ces principaux paramètres de diminution en ce qui a trait aux raccordements moyens pour le gaz classique des années 2011 à 2018 dans le regroupement de l'ère tertiaire, du crétacé supérieur et du Colorado supérieur du sud-ouest de l'Alberta. Comme l'indique cette figure, les tendances observées dans les paramètres de diminution des années de raccordement antérieures servent à établir ces mêmes paramètres principaux pour les années futures.

FIGURE A1.6

Exemple de paramètres fondamentaux de diminution des raccordements moyens dans le temps pour le gaz classique – Sud-ouest de l'Alberta, tertiaire, crétacé supérieur, Colorado supérieur



A1.1.1.3.2 Nombre de raccordements futurs

La projection du nombre de raccordements futurs exige une estimation du nombre annuel de puits ciblant du gaz (y compris le gaz de réservoir étanche), de puits ciblant du gaz de schiste et de puits ciblant du méthane de houille pour chaque groupe de ressources, valeur ensuite multipliée par le ratio des raccordements annuels aux puits annuels.

La méthode utilisée pour prévoir le nombre de puits ciblant du gaz et de puits ciblant du méthane de houille pour chaque année de la période étudiée est indiquée à la figure A1.7. Les intrants essentiels sont **l'investissement annuel dans les forages** et les **coûts par jour de forage**. Des rajustements apportés à ces deux intrants essentiels (sur fond jaune à la figure A1.7) ont produit différents scénarios d'activités de forage dans le BSOC. Les autres intrants requis sont illustrés sur fond vert. Les valeurs projetées pour ces autres intrants sont estimées à partir d'une analyse de données historiques.

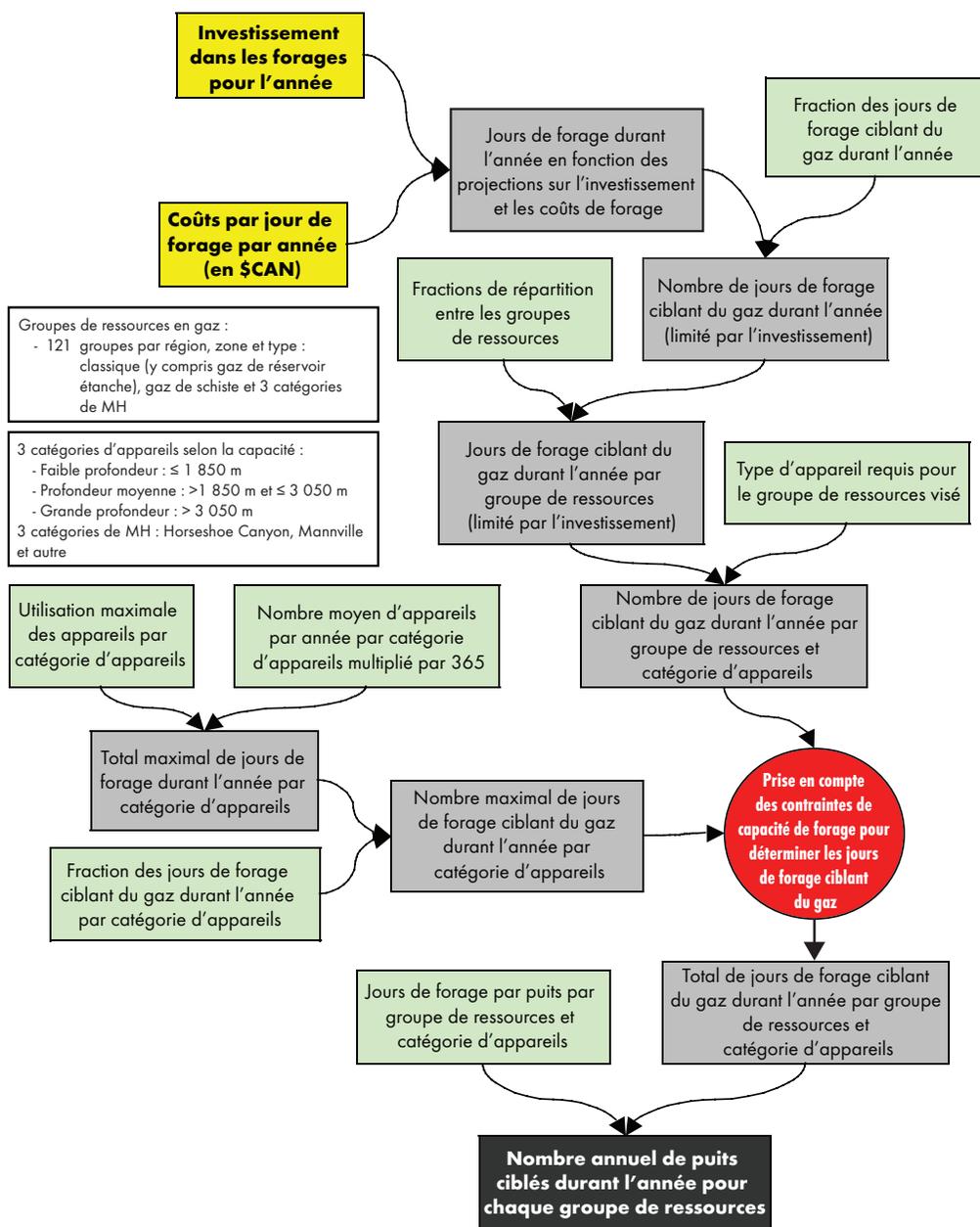
L'Office projette des facteurs d'affectation du nombre de jours de forage ciblant du gaz pour chaque groupe de ressources. Les fractions sont déterminées à partir des tendances historiques, d'estimations récentes des coûts de l'approvisionnement et de l'opinion de l'Office sur le potentiel de mise en valeur des groupes. Elles témoignent des tendances historiques à un effort plus concentré sur le forage de puits

de gaz dans les formations plus profondes situées du côté ouest du bassin, à un plus grand intérêt pour le gaz de réservoir étanche et le gaz de schiste en Colombie-Britannique et à une mise en valeur plus poussée du gaz plus riche en liquides, ou humide. Le tableau B1 renferme les données historiques (jours de forage et fractions) et les projections en fonction des fractions.

On a ensuite vérifié les résultats de la répartition des jours de forage ciblant du gaz entre les groupes de ressources au regard de la capacité de forage pour qu'il n'y ait pas de dépassement par rapport aux limites physiques des travaux de forage. Le nombre de puits d'une année correspond au quotient des jours de forage affectés à un groupe de ressources et du nombre moyen pertinent de jours de forage par puits.

FIGURE A 1.7

Schéma de la méthode de projection des forages



Pour chacun de ces groupes, on a estimé un ratio de raccordements (soit le rapport entre les raccordements annuels et le nombre annuel de puits ciblant un groupe donné) en fonction des données historiques. On a ensuite multiplié le nombre annuel de puits forés par le ratio de raccordements de manière à obtenir le nombre de raccordements annuels pour chaque groupe de ressources. Les ratios de raccordements des divers groupes de ressources sont présentés au tableau B2. Dans le modèle de productibilité pour chaque groupe de ressources, le nombre annuel de raccordements est réparti entre les mois de l'année conformément au calendrier de raccordements historiques.

A1.1.2 Gaz dissous

Le gaz dissous est produit à partir des puits de pétrole en même temps que le pétrole brut et représente environ 13 % de tout le gaz commercialisable extrait du BSOC. La productibilité de gaz dissous est estimée comme suit : regroupement des raccordements ciblant du pétrole par région d'étude suivi de l'analyse de diminution de la production pour le groupe au complet afin d'obtenir le taux de production courant et le taux de diminution. Le volume de productibilité obtenu est censé représenter la productibilité de la totalité du gaz dissous (c'est-à-dire celle des raccordements existants et futurs).

A1.1.3 Yukon et Territoires du Nord-Ouest

Le gaz du delta et du couloir du fleuve Mackenzie n'est pas inclus dans les données de productibilité sur la période de trois ans visée par les projections, car la baisse des prix a rendu la production sans intérêt économique. Le champ Norman Wells produit de petites quantités de gaz à des fins locales et n'est pas lié 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 productibilité du gisement Deep Panuke a commencé à décroître à l'automne 2013, mais depuis elle est devenue saisonnière.

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

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 schisteuses. Les projections supposent que ces politiques n'évolueront pas pendant la période de prévision.

A1.3 Autre production canadienne

Une légère partie restante de la productibilité au Canada est attribuable à l'Ontario. La productibilité dans cette province est projetée par extrapolation des volumes de production du passé. Il existe 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 schisteuses. Les projections supposent là encore que les politiques de cette province n'évolueront pas pendant la période de prévision.

A1.4 Productibilité et demande au Canada

La demande canadienne de gaz naturel est comblée par le marché nord-américain intégré où sont réunies la productibilité de gaz naturel au Canada et les importations de gaz naturel des États-Unis.

On définit la productibilité de gaz naturel comme le volume estimatif de gaz qu'une région peut fournir, après traitement sur le terrain, compte tenu de la production historique et de la décroissance de la production individuelle des puits, ainsi que des niveaux d'activité projetés. L'utilisation totale estimative de gaz avant la sortie des usines de traitement a déjà été déduite de l'estimation de productibilité et n'est pas incluse non plus dans l'estimation de la demande. Le gaz utilisé à l'installation de traitement de Goldboro, en Nouvelle-Écosse, appartient à cette catégorie de gaz traité sur le terrain et a donc été soustrait des données de productibilité du Canada atlantique.

La demande actuelle et projetée de gaz naturel au Canada est divisée en deux composantes géographiques, soit la demande de l'Ouest canadien (à l'ouest de la frontière Manitoba-Saskatchewan) et celle de l'est du pays. La demande de l'Ouest canadien englobe le gaz retiré au moment de la récupération des liquides de gaz naturel aux usines de chevauchement. Une proportion de 85 % à 90 % du gaz sortant de l'Alberta est traitée dans de telles usines, où est extraite une bonne partie de l'éthane ainsi que d'autres LGN avec les composantes plus lourdes qui restent après traitement sur le terrain. L'annexe E présente un tableau de la productibilité et de la demande annuelles moyennes.

La demande canadienne de gaz comprend le gaz servant de combustible pour les pipelines. Les projections de l'Office relativement à la demande canadienne de gaz sont fondées sur les tendances historiques, ainsi que sur les principales augmentations prévues de la production d'électricité et de projets industriels alimentés au gaz (y compris dans l'exploitation des sables bitumineux). Des conditions météorologiques moyennes ont été posées dans les projections. La demande réelle de gaz peut largement varier en raison des écarts de température qui surviennent sur les grands marchés du chauffage au Canada.

Annexe A2 - Paramètres de productibilité - résultats

A2.1 BSOC

La méthode employée par l'Office tient compte, pour le BSOC, des raccordements pour le pétrole et des raccordements pour le gaz. Ces derniers sont subdivisés en puits de gaz classique (y compris la sous-catégorie du gaz de réservoir étanche) et en puits de gaz non classique (qui comprend le gaz de schiste et le méthane de houille). Les raccordements sont regroupés en fonction de la région, de la zone de production et de l'année de raccordement, les critères applicables de regroupement variant selon les types de raccordements.

En ce qui concerne les raccordements de puits de gaz existants (en production avant le 1^{er} août 2015) et tous les raccordements de puits de pétrole (gaz dissous), l'analyse de diminution de la production a été réalisée afin d'établir des paramètres de productibilité future pour chaque groupe. La section A2.1.1 ci-après présente plus de renseignements sur les paramètres venant de l'analyse de diminution de la production.

En ce qui a trait aux raccordements futurs pour le gaz (en production à partir du 1^{er} août 2015), on estime le nombre de raccordements prévus et le rendement qui en est attendu comme base des projections de productibilité. La section A2.1.2 qui suit traite des paramètres utilisés aux fins de la projection de productibilité des raccordements futurs pour le gaz.

A2.1.1 Production – Raccordements de puits de gaz existants

On a estimé la productibilité future des raccordements existants des groupes de ressources, dont le gaz classique (y compris le gaz de réservoir étanche), le gaz non classique (qui comprend le gaz de schiste et le méthane de houille) et tout le gaz dissous, au moyen de la méthode d'analyse de diminution de la production décrite à l'annexe A3. Les paramètres de diminution applicables à la productibilité future prévue de chaque groupe sont énumérés à cette même annexe.

Les divers scénarios du présent rapport **n'ont pas** d'incidence sur les paramètres de productibilité de ces groupes. Ils ont pour but de traduire l'incertitude qui marque les activités de forage de puits futurs seulement.

Les paramètres de productibilité future de tous ces groupes sont le taux de production en juillet 2015 et jusqu'à quatre taux de diminution future s'appliquant à des périodes à venir particulières. En ce qui concerne les groupes de puits plus anciens, dont la production semble s'être stabilisée à un taux de diminution final, un seul taux de diminution future est nécessaire pour décrire la productibilité future du groupe. Dans le cas des groupes 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 évolue vers la dernière période de diminution stable. Trois ou même quatre taux de diminution ont été déterminés pour décrire le rendement futur de ces groupes de puits plus récents.

On a projeté la productibilité future de ces groupes du BSOC en supposant qu'aucun raccordement pour le gaz ne s'ajouterait après juillet 2015.

D'après les projections de l'Office, la production globale des groupes en question diminuera de 10 % durant la période de 2015 à 2018. La productibilité des raccordements futurs pour le gaz supplée la productibilité décroissante des raccordements existants.

A2.1.2 Raccordements gaziers futurs

La productibilité associée aux raccordements gaziers futurs est calculée pour chaque groupe de ressources à partir d'estimations du rendement de la production du raccordement moyen et du nombre de raccordements à l'avenir. Les paramètres se rattachant à chacun de ces groupes de données sont traités dans les sections qui suivent.

Les projections de productibilité antérieures visant les raccordements gaziers existants ont comporté un haut degré de précision, contrairement à celles qui concernent les raccordements futurs. Le principal élément d'incertitude dans ce cas est le nombre de forages de puits de gaz qui seront réalisés. Trois scénarios de prix ont donc été créés pour traiter de l'incertitude qui entoure les projections sur les forages.

A2.1.2.1 Paramètres de rendement – Raccordements futurs moyens pour le gaz

Les méthodes d'analyse de diminution de la production décrites à l'annexe A1 ont servi de base à l'établissement des paramètres de rendement des raccordements gaziers futurs. Les tendances observées au chapitre du rendement des raccordements moyens des différents regroupements de raccordements existants ont été utilisées pour estimer les paramètres de rendement des raccordements futurs.

Les raccordements pour le gaz classique (y compris le gaz de réservoir étanche) ont été regroupés en fonction de la région, de la formation et des années de raccordement de 1999 à 2015. Les 13 groupes constitués selon l'année de raccordement sont évalués pour chaque regroupement, ce qui permet d'obtenir un bon jeu de données historiques pouvant servir à l'estimation du rendement des puits futurs.

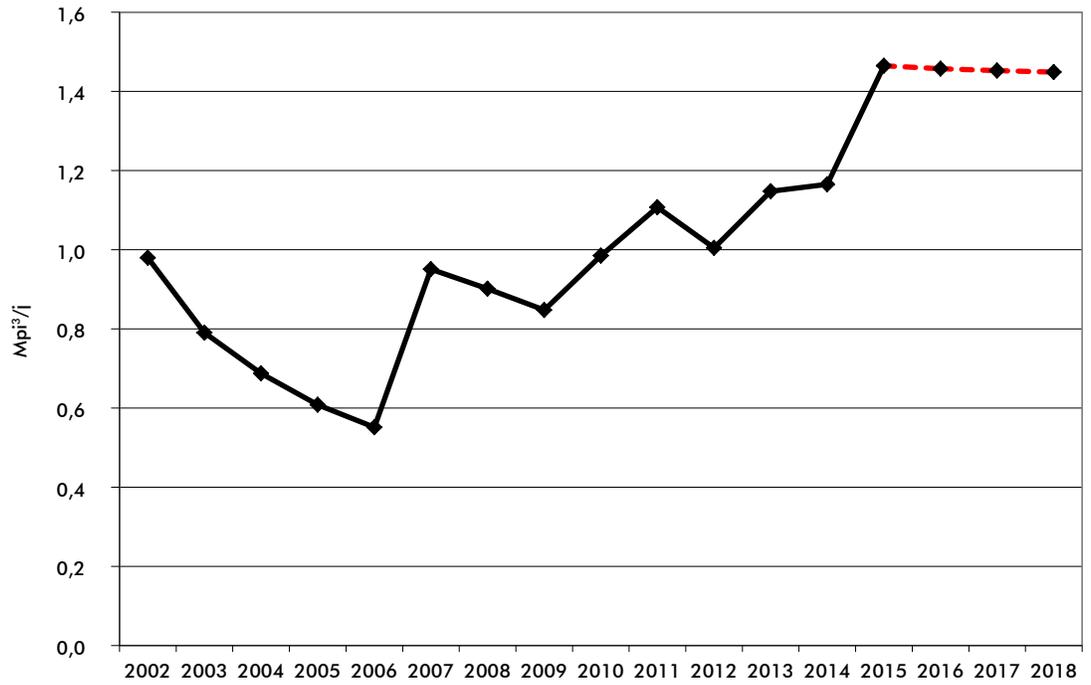
Deux tendances ressortent des paramètres de rendement visant les raccordements de gaz classique existants :

- les taux de diminution qui s'appliquent au raccordement moyen ont été relativement stables au cours des dernières années de raccordement;
- la productivité initiale du raccordement moyen augmente d'une année de raccordement à l'autre.

La tendance de productivité initiale de la moyenne des raccordements de puits de gaz dans le BSOC est représentée 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 des puits forés dans les réservoirs étanches et les formations schisteuses se mettaient à représenter une part plus importante du nombre de puits forés au cours d'une année. La productivité initiale durant la période de projection demeure presque inchangée, en raison principalement des taux de production qui restent constants pour la plupart des puits de gaz.

FIGURE A 2.1

Productivité initiale du raccordement gazier moyen selon l'année de raccordement dans le BSOC



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

Le tableau A2.1 illustre les taux de production initiaux du raccordement gazier moyen au fil du temps selon la région. Le lecteur trouvera aux annexes A3 et A4 la liste complète des paramètres de rendement des raccordements moyens selon le groupe d'années de raccordement passées et futures.

T A B L E A U A 2 . 1

A2.1 - Productivité initiale du raccordement gazier moyen selon l'année de raccordement dans le BSOC

Région	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
00 - MH Alberta	0,099	0,067	0,047	0,046	0,037	0,036	0,034
01 - Sud de l'Alberta	0,119	0,105	0,145	0,130	0,083	0,063	0,048
02 - Sud-Ouest de l'Alberta	0,308	0,303	0,259	0,241	0,142	0,170	0,076
03 - Sud des contreforts des Rocheuses	0,151	0,683	0,008				2,716
04 - Est de l'Alberta	0,080	0,093	0,092	0,102	0,097	0,137	0,228
05 - Centre de l'Alberta	0,196	0,204	0,227	0,168	0,169	0,149	0,160
06 - Centre-Ouest de l'Alberta	0,509	0,453	0,505	0,580	1,131	1,030	1,202
07 - Centre des contreforts des Rocheuses	2,152	1,599	1,628	2,966	2,466	0,331	1,066
08 - Kaybob	0,561	0,742	0,697	0,803	0,530	0,998	0,657
09 - Bassin profond de l'Alberta	0,779	1,057	1,022	0,811	0,953	1,018	1,170
10 - Nord-Est de l'Alberta	0,163	0,149	0,135	0,171	0,051	0,036	0,064
11 - Rivière de la Paix	0,484	0,596	0,530	0,509	1,298	1,538	0,595
12 - Nord-Ouest de l'Alberta	0,391	0,731	0,334	0,122	0,035	3,550	0,017
13 - Bassin profond de la C.B.	1,431	1,388	2,482	2,105	1,330	3,084	1,536
14 - Fort St. John	1,218	1,450	1,426	1,297	1,022	1,452	1,407
15 - Nord-Est de la C.B.	1,040	1,016	2,168	1,867	2,217		3,321
16 - Contreforts des Rocheuses en C.B.	1,552	1,254	1,644	2,193	2,232	2,399	1,211
17 - Sud-Ouest de la Saskatchewan	0,026	0,018	0,016	0,028	0,027	0,028	0,021
18 - Ouest de la Saskatchewan	0,068	0,062	0,056	0,078	0,033	0,097	0,111
Total, BSOC	0,901	0,847	0,985	1,107	1,004	1,147	1,165

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

Les paramètres de rendement des raccordements moyens projetés pour les années de raccordement août 2015 à août 2018 sont les mêmes, quel que soit le scénario analysé dans le présent rapport. Les différences d'un scénario à l'autre sont le résultat des variations de l'intensité des activités de forage aux fins de l'estimation, comme on l'explique plus en détail à la section A2.1.2.2 de la présente annexe.

A2.1.2.2 Nombre de raccordements futurs pour le gaz

Le nombre projeté de raccordements par l'année et le rendement en production projeté des raccordements moyens des années en question servent à estimer la productivité associée aux raccordements futurs. Afin de déterminer le nombre de raccordements futurs, on a réalisé des projections sur les forages ciblant du gaz pour chacun des groupes de ressources. Le nombre de puits ciblés par année pour chacun des groupes est multiplié par le ratio des raccordements annuels aux puits annuels, ce qui dégage le nombre annuel de raccordements.

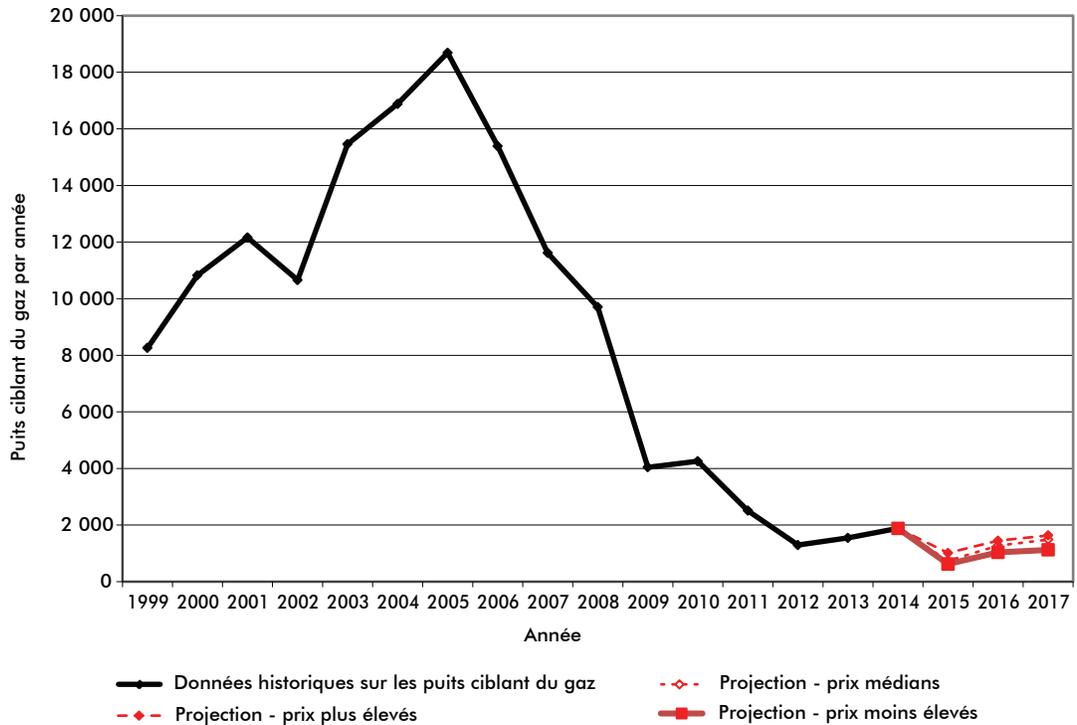
Les forces du marché, volatiles et imprévisibles, devraient constituer le principal facteur d'influence sur les activités de forage ciblant du gaz. En conséquence, il y a beaucoup d'incertitude relativement aux activités de forage gazier qui pourraient avoir lieu dans les années à venir. Trois scénarios d'activités

de forage (prix médians, prix plus élevés et prix plus bas), fondés sur des projections de prix du gaz, reflètent la diversité des conditions qui pourraient régner sur le marché durant la période de projection. La figure A2.2 indique le nombre prévu de puits ciblant du gaz pour tous les groupes de ressources dans chaque scénario.

Des projections détaillées concernant les puits ciblant du gaz par année, les ratios de raccordements et les raccordements par année pour chacun des groupes de ressources et chaque scénario figurent au tableau B2.

FIGURE A2.2

Scénarios de forage ciblant du gaz dans le BSOC



A2.2 Canada atlantique, Ontario et Québec

Comme il est indiqué à l'annexe A1, la productibilité dans la région de l'Atlantique et en Ontario est fondée sur une extrapolation des tendances antérieures. On n'envisage pas de nouveaux grands travaux de forage pouvant contribuer à la productibilité durant la période de 2016 à 2018.

La production commercialisable découlant de la mise en valeur du champ Deep Panuke a commencé en juin 2013. Le gisement de Deep Panuke est en exploitation saisonnière l'hiver depuis quelque temps, mais la pénétration d'eau dans le réservoir pourrait nuire à la quantité de gaz naturel récupérable pendant la durée utile de ce projet.

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

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

Appendix A3 – Paramètres de diminution selon les regroupements de raccords gaziers existants

T A B L E A U A 3 . 1

Index des formations

Formation	Abréviation	Numéro du groupe
Tertiaire	Tert	2
Crétacé supérieur	Crsup	3
Colorado supérieur	Colsup	4
Colorado	Col	5
Mannville supérieur	Mnvl sup	6
Mannville moyen	Mnvl moy	7
Mannville inférieur	Mnvl inf	8
Mannville	Mnvl	06;07;08
Jurassique	Jur	9
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
Horseshoe Canyon	HSC	–
Méthane de houille de Mannville	Mannville	–

T A B L E A U A 3 . 2

Index des groupes

Nom de la région	N° de la région	Type de ressources	Groupe de ressources
Région MH	00	MH	Zone principale HSC
Région MH	00	MH	Mannville
Sud de l'Alberta	01	Classique	Tert;Crsup;Colsupr
Sud de l'Alberta	01	Classique	Col
Sud de l'Alberta	01	Classique	Mnvl
Sud de l'Alberta	01	Réservoir étanche	Colsupr
Sud-Ouest de l'Alberta	02	Classique	Tert;Crsup;Colsupr
Sud-Ouest de l'Alberta	02	Classique	Col
Sud-Ouest de l'Alberta	02	Classique	Mnvlmoy;Mnvl inf
Sud-Ouest de l'Alberta	02	Classique	Jur;Miss
Sud-Ouest de l'Alberta	02	Classique	Dévsup
Sud-Ouest de l'Alberta	02	Réservoir étanche	Colsupr
Sud-Ouest de l'Alberta	02	Réservoir étanche	Col
Sud-Ouest de l'Alberta	02	Réservoir étanche	Mnvl inf
Sud des contreforts des Rocheuses	03	Classique	Miss;Dévsup
Est de l'Alberta	04	Classique	Crsup;Colsupr

Nom de la région	N° de la région	Type de ressources	Groupe de ressources
Est de l'Alberta	04	Classique	Col;Mnvl
Est de l'Alberta	04	Réservoir étanche	Colsupr
Est de l'Alberta	04	Gaz de schiste	Duvernay
Centre de l'Alberta	05	Classique	Tert;Crsup
Centre de l'Alberta	05	Classique	Col
Centre de l'Alberta	05	Classique	Mnvl
Centre de l'Alberta	05	Classique	Miss;Dévsup
Centre de l'Alberta	05	Réservoir étanche	Col
Centre de l'Alberta	05	Réservoir étanche	Mnvl
Centre de l'Alberta	05	Réservoir étanche	Montney
Centre de l'Alberta	05	Gaz de schiste	Duvernay
Centre-Ouest de l'Alberta	06	Classique	Tert
Centre-Ouest de l'Alberta	06	Classique	Crsup;Colsupr
Centre-Ouest de l'Alberta	06	Classique	Mnvl
Centre-Ouest de l'Alberta	06	Classique	Mnvlinf; Jur
Centre-Ouest de l'Alberta	06	Classique	Miss
Centre-Ouest de l'Alberta	06	Classique	Dévsup
Centre-Ouest de l'Alberta	06	Réservoir étanche	Col
Centre-Ouest de l'Alberta	06	Réservoir étanche	Mnvl
Centre-Ouest de l'Alberta	06	Réservoir étanche	Montney
Centre-Ouest de l'Alberta	06	Gaz de schiste	Duvernay
Centre des contreforts des Rocheuses	07	Classique	Colsupr
Centre des contreforts des Rocheuses	07	Classique	Col;Mnvl
Centre des contreforts des Rocheuses	07	Classique	Jur;Tr;Perm
Centre des contreforts des Rocheuses	07	Classique	Miss
Centre des contreforts des Rocheuses	07	Classique	Dévsup;Dévmoy
Centre des contreforts des Rocheuses	07	Réservoir étanche	Colsupr;Col
Centre des contreforts des Rocheuses	07	Réservoir étanche	Mnvl
Centre des contreforts des Rocheuses	07	Réservoir étanche	Jur
Centre des contreforts des Rocheuses	07	Réservoir étanche	Montney
Centre des contreforts des Rocheuses	07	Gaz de schiste	Duvernay
Kaybob	08	Classique	Colsupr;Col
Kaybob	08	Classique	Mnvl;Jur
Kaybob	08	Classique	Tr
Kaybob	08	Classique	Dévsup
Kaybob	08	Réservoir étanche	Col;Mnvl
Kaybob	08	Réservoir étanche	Tr
Kaybob	08	Réservoir étanche	Montney
Kaybob	08	Gaz de schiste	Duvernay

Nom de la région	N° de la région	Type de ressources	Groupe de ressources
Bassin profond de l'Alberta	09	Classique	Crsup
Bassin profond de l'Alberta	09	Classique	Colsupr
Bassin profond de l'Alberta	09	Classique	Mnvl;Jur
Bassin profond de l'Alberta	09	Classique	Tr
Bassin profond de l'Alberta	09	Classique	Dévsup
Bassin profond de l'Alberta	09	Réservoir étanche	Colsupr
Bassin profond de l'Alberta	09	Réservoir étanche	Col
Bassin profond de l'Alberta	09	Réservoir étanche	Mnvl;Jur
Bassin profond de l'Alberta	09	Réservoir étanche	Tr
Bassin profond de l'Alberta	09	Réservoir étanche	Montney
Bassin profond de l'Alberta	09	Gaz de schiste	Duvernay
Nord-Est de l'Alberta	10	Classique	Mnvl;Dévsup
Rivière de la Paix	11	Classique	Colsupr
Rivière de la Paix	11	Classique	Col;Mnvlsup
Rivière de la Paix	11	Classique	Mnvlmoy;Mnvlinf
Rivière de la Paix	11	Classique	Trsup
Rivière de la Paix	11	Classique	Trnf
Rivière de la Paix	11	Classique	Miss
Rivière de la Paix	11	Classique	Dévsup;Dévmoy
Rivière de la Paix	11	Réservoir étanche	Colsupr
Rivière de la Paix	11	Réservoir étanche	Mnvlmoy;Mnvlinf
Rivière de la Paix	11	Réservoir étanche	Trsup
Rivière de la Paix	11	Réservoir étanche	Trnf
Rivière de la Paix	11	Réservoir étanche	Tr
Rivière de la Paix	11	Réservoir étanche	Miss
Rivière de la Paix	11	Réservoir étanche	Montney
Rivière de la Paix	11	Gaz de schiste	Duvernay
Nord-Ouest de l'Alberta	12	Classique	Mnvl
Nord-Ouest de l'Alberta	12	Classique	Miss
Nord-Ouest de l'Alberta	12	Classique	Dévsup
Nord-Ouest de l'Alberta	12	Classique	Dévmoy
Nord-Ouest de l'Alberta	12	Gaz de schiste	Duvernay
Bassin profond de la C.B.	13	Classique	Col
Bassin profond de la C.B.	13	Classique	Trnf
Bassin profond de la C.B.	13	Réservoir étanche	Col
Bassin profond de la C.B.	13	Réservoir étanche	Mnvl
Bassin profond de la C.B.	13	Réservoir étanche	Trnf
Bassin profond de la C.B.	13	Réservoir étanche	Montney
Fort St. John	14	Classique	Mnvl

Nom de la région	N° de la région	Type de ressources	Groupe de ressources
Fort St. John	14	Classique	Tr
Fort St. John	14	Classique	Perm;Miss
Fort St. John	14	Classique	Dévsup;Dévmoy
Fort St. John	14	Réservoir étanche	Mnvl
Fort St. John	14	Réservoir étanche	Tr
Fort St. John	14	Réservoir étanche	Perm;Miss
Fort St. John	14	Réservoir étanche	Dév
Fort St. John	14	Réservoir étanche	Montney
Nord-Est de la C.B.	15	Classique	Mnvlinf
Nord-Est de la C.B.	15	Classique	Perm;Miss
Nord-Est de la C.B.	15	Classique	Dévsup;Dévmoy
Nord-Est de la C.B.	15	Réservoir étanche	Dévsup
Nord-Est de la C.B.	15	Gaz de schiste	Cordova
Nord-Est de la C.B.	15	Gaz de schiste	Horn River
Nord-Est de la C.B.	15	Gaz de schiste	Liard
Contreforts des Rocheuses en C.B.	16	Classique	Col;Mnvl
Contreforts des Rocheuses en C.B.	16	Classique	Tr;Perm;Miss
Contreforts des Rocheuses en C.B.	16	Réservoir étanche	Trnf
Contreforts des Rocheuses en C.B.	16	Réservoir étanche	Tr
Contreforts des Rocheuses en C.B.	16	Réservoir étanche	Montney
Sud-Ouest de la Saskatchewan	17	Réservoir étanche	Colsupr
Ouest de la Saskatchewan	18	Classique	Col
Ouest de la Saskatchewan	18	Classique	Mnvlmoy;Mnvlinf;Miss
Est de la Saskatchewan	19	Classique	Gaz dissous

T A B L E A U A 3 . 3

Paramètres de diminution selon les regroupements de raccordements gaziers existants

Voir le tableau A3.3 du fichier de calcul pour connaître les paramètres de diminution selon les regroupements de raccordements gaziers existants.

Annexe A4 - Paramètres de diminution selon les regroupements de raccordements gaziers futurs

Voir le tableau A4.1 du fichier de calcul pour connaître les paramètres de diminution selon les regroupements de raccordements gaziers futurs.

ANNEXE B

B1 – Facteurs d'affectation des jours de forage ciblant du gaz naturel aux groupes de ressources

Jours historiques de forage ciblant du gaz naturel par région

Année	00 - MH Alberta	01 - Sud de l'Alberta	02 - Sud-Ouest de l'Alberta	03 - Sud des Contrôles des Rochéuses	04 - Est de l'Alberta	05 - Centre de l'Alberta	06 - Centre-Ouest de l'Alberta	07 - Centre des Contrôles des Rochéuses	08 - Kaybob	09 - Bassin profond de l'Alberta	10 - Nord-Est de l'Alberta	11 - Rivière de la Paix	12 - Nord-Ouest de l'Alberta	13 - Bassin profond de la C.B.	14 - Fort St. John	15 - Nord-Est de la C.B. (sans le gaz de schiste)	15 - Nord-Est de la C.B. (gaz de schiste)	16 - Contrôles des Rochéuses en C.B.	17 - Sud-Ouest de la Saskatchewan	18 - Ouest de la Saskatchewan	19 - Est de la Saskatchewan
2005	25 749	12 406	3 332	399	6 812	8 503	10 808	4 602	2 991	27 082	1 565	4 052	2 409	6 443	5 871	5 795	0	2 218	11 910	1 691	0
2006	11 286	10 938	1 871	391	7 573	4 479	9 356	6 161	3 141	27 174	1 814	4 315	1 769	6 232	5 661	4 661	1 40	2 449	11 766	996	0
2007	10 930	8 637	1 528	451	3 924	2 826	5 683	3 862	2 696	16 135	1 234	2 201	587	3 219	4 007	2 260	228	2 493	6 347	496	0
2008	7 541	6 390	1 218	78	1 486	2 652	5 828	3 839	2 705	15 389	702	2 783	486	4 200	5 769	1 858	1 162	2 912	6 573	1 719	0
2009	4 866	2 537	335	21	441	741	3 193	2 007	2 348	10 365	280	1 669	179	3 016	4 220	610	5 001	1 427	848	148	0
2010	8 358	5 603	1 001	118	626	1 059	3 399	1 282	2 306	14 385	87	2 303	78	4 373	5 441	818	3 563	3 205	179	15	0
2011	2 733	1 061	295	57	350	388	3 498	978	1 813	13 122	79	1 711	45	2 704	5 911	594	5 568	2 825	119	35	0
2012	320	174	36	0	321	192	2 181	582	2 133	11 058	33	1 323	27	1 090	6 460	60	2 890	2 151	20	37	0
2013	271	390	7	0	83	185	2 948	485	3 761	11 849	13	1 279	0	2 100	6 553	56	2 032	3 678	0	36	0
2014	687	275	4	49	113	75	4 750	335	2 515	15 347	24	1 528	10	1 596	7 986	192	500	4 028	0	73	11

Fraction historique du nombre total de jours de forage ciblant du gaz naturel par région

Année	00 - MH Alberta	01 - Sud de l'Alberta	02 - Sud-Ouest de l'Alberta	03 - Sud des Contrôles des Rochéuses	04 - Est de l'Alberta	05 - Centre de l'Alberta	06 - Centre-Ouest de l'Alberta	07 - Centre des Contrôles des Rochéuses	08 - Kaybob	09 - Bassin profond de l'Alberta	10 - Nord-Est de l'Alberta	11 - Rivière de la Paix	12 - Nord-Ouest de l'Alberta	13 - Bassin profond de la C.B.	14 - Fort St. John	15 - Nord-Est de la C.B. (sans le gaz de schiste)	15 - Nord-Est de la C.B. (gaz de schiste)	16 - Contrôles des Rochéuses en C.B.	17 - Sud-Ouest de la Saskatchewan	18 - Ouest de la Saskatchewan	19 - Est de la Saskatchewan
2005	0,1780	0,0858	0,0230	0,0028	0,0471	0,0588	0,0747	0,0318	0,0207	0,1872	0,0108	0,0280	0,0167	0,0445	0,0406	0,0401	0,0000	0,0153	0,0823	0,0117	0,0000
2006	0,0924	0,0895	0,0153	0,0032	0,0620	0,0367	0,0766	0,0504	0,0257	0,2224	0,0148	0,0353	0,0145	0,0510	0,0463	0,0382	0,0011	0,0200	0,0963	0,0082	0,0000
2007	0,1371	0,1083	0,0192	0,0057	0,0492	0,0354	0,0713	0,0484	0,0338	0,2023	0,0155	0,0276	0,0074	0,0404	0,0502	0,0283	0,0029	0,0313	0,0796	0,0062	0,0000
2008	0,1002	0,0849	0,0162	0,0010	0,0197	0,0352	0,0774	0,0510	0,0359	0,2044	0,0093	0,0370	0,0065	0,0558	0,0766	0,0247	0,0154	0,0387	0,0873	0,0228	0,0000
2009	0,1100	0,0573	0,0076	0,0005	0,0100	0,0167	0,0722	0,0454	0,0531	0,2342	0,0063	0,0377	0,0040	0,0682	0,0954	0,0138	0,1130	0,0322	0,0192	0,0033	0,0000
2010	0,1436	0,0963	0,0172	0,0020	0,0108	0,0182	0,0584	0,0220	0,0396	0,2472	0,0015	0,0396	0,0013	0,0751	0,0935	0,0141	0,0612	0,0551	0,0031	0,0003	0,0000
2011	0,0623	0,0242	0,0067	0,0013	0,0080	0,0088	0,0797	0,0223	0,0413	0,2990	0,0018	0,0390	0,0010	0,0616	0,1347	0,0135	0,1269	0,0644	0,0027	0,0008	0,0000
2012	0,0103	0,0056	0,0012	0,0000	0,0103	0,0062	0,0702	0,0187	0,0686	0,3557	0,0011	0,0426	0,0009	0,0351	0,2078	0,0019	0,0930	0,0692	0,0006	0,0012	0,0000
2013	0,0076	0,0109	0,0002	0,0000	0,0023	0,0052	0,0825	0,0136	0,1053	0,3317	0,0004	0,0358	0,0000	0,0588	0,1834	0,0016	0,0569	0,1030	0,0000	0,0010	0,0000
2014	0,0171	0,0069	0,0001	0,0012	0,0028	0,0019	0,1185	0,0084	0,0627	0,3827	0,0006	0,0381	0,0002	0,0398	0,1992	0,0048	0,0125	0,1005	0,0000	0,0018	0,0003

Jours projetés de forage ciblant du gaz naturel par région - Scénario de prix médians

Année	00 - MH Alberta	01 - Sud de l'Alberta	02 - Sud-Ouest de l'Alberta	03 - Sud des Contrôles des Rochéuses	04 - Est de l'Alberta	05 - Centre de l'Alberta	06 - Centre-Ouest de l'Alberta	07 - Centre des Contrôles des Rochéuses	08 - Kaybob	09 - Bassin profond de l'Alberta	10 - Nord-Est de l'Alberta	11 - Rivière de la Paix	12 - Nord-Ouest de l'Alberta	13 - Bassin profond de la C.B.	14 - Fort St. John	15 - Nord-Est de la C.B. (sans le gaz de schiste)	15 - Nord-Est de la C.B. (gaz de schiste)	16 - Contrôles des Rochéuses en C.B.	17 - Sud-Ouest de la Saskatchewan	18 - Ouest de la Saskatchewan	19 - Est de la Saskatchewan
2015	315	35	0	25	35	104	1 792	192	1 189	10 238	6	848	0	510	4 120	75	60	854	0	14	0
2016	328	36	0	26	36	109	1 881	200	1 244	10 680	6	876	0	528	4 258	79	63	883	0	15	0
2017	355	39	0	28	39	119	2 059	217	1 357	11 572	7	937	0	565	4 553	87	69	944	0	16	0
2018	376	42	0	30	42	127	2 206	230	1 453	12 241	7	976	0	590	4 746	94	74	984	0	17	0

Fraction projetée du nombre total de jours de forage ciblant du gaz naturel par région - Scénario de prix médians

Année	00 - WH Alberta	01 - Sud de l'Alberta	02 - Sud-Ouest de l'Alberta	03 - Sud des contreforts des Rocheuses	04 - Est de l'Alberta	05 - Centre de l'Alberta	06 - Centre-Ouest de l'Alberta	07 - Centre des contreforts des Rocheuses	08 - Kaybob	09 - Bassin profond de l'Alberta	10 - Nord-Est de l'Alberta	11 - Rivière de la Paix	12 - Nord-Ouest de l'Alberta	13 - Bassin profond de la C.B.	14 - Fort St. John	15 - Nord-Est de la C.B. (sans gaz de schiste)	15 - Nord-Est de la C.B. (gaz de schiste)	16 - Contreforts des Rocheuses en C.B.	17 - Sud-Ouest de la Saskatchewan	18 - Ouest de la Saskatchewan	19 - Est de la Saskatchewan
2015	0,0154	0,0017	0,0000	0,0012	0,0017	0,0051	0,0879	0,0094	0,0583	0,3996	0,0003	0,0416	0,0000	0,0446	0,2746	0,0042	0,0000	0,0536	0,0000	0,0007	0,0000
2016	0,0155	0,0017	0,0000	0,0012	0,0017	0,0051	0,0888	0,0095	0,0587	0,4004	0,0003	0,0413	0,0000	0,0444	0,2731	0,0042	0,0000	0,0534	0,0000	0,0007	0,0000
2017	0,0155	0,0017	0,0000	0,0012	0,0017	0,0052	0,0901	0,0095	0,0594	0,4015	0,0003	0,0410	0,0000	0,0441	0,2708	0,0043	0,0000	0,0529	0,0000	0,0007	0,0000
2018	0,0156	0,0017	0,0000	0,0012	0,0017	0,0053	0,0917	0,0096	0,0604	0,4025	0,0003	0,0406	0,0000	0,0437	0,2681	0,0044	0,0000	0,0524	0,0000	0,0007	0,0000

Jours projetés de forage ciblant du gaz naturel par région - Scénario de prix plus élevés

Année	00 - WH Alberta	01 - Sud de l'Alberta	02 - Sud-Ouest de l'Alberta	03 - Sud des contreforts des Rocheuses	04 - Est de l'Alberta	05 - Centre de l'Alberta	06 - Centre-Ouest de l'Alberta	07 - Centre des contreforts des Rocheuses	08 - Kaybob	09 - Bassin profond de l'Alberta	10 - Nord-Est de l'Alberta	11 - Rivière de la Paix	12 - Nord-Ouest de l'Alberta	13 - Bassin profond de la C.B.	14 - Fort St. John	15 - Nord-Est de la C.B. (sans gaz de schiste)	15 - Nord-Est de la C.B. (gaz de schiste)	16 - Contreforts des Rocheuses en C.B.	17 - Sud-Ouest de la Saskatchewan	18 - Ouest de la Saskatchewan	19 - Est de la Saskatchewan
2015	315	35	0	25	35	104	1 792	192	1 189	8 148	6	848	0	910	5 600	85	0	1 094	0	14	0
2016	377	42	0	30	42	125	2 159	230	1 427	9 739	7	1 006	0	1 080	6 642	103	0	1 298	0	17	0
2017	478	53	0	38	53	160	2 773	293	1 827	12 353	9	1 261	0	1 356	8 330	133	0	1 628	0	21	0
2018	564	63	0	45	63	190	3 311	346	2 181	14 531	11	1 465	0	1 577	9 679	159	0	1 892	0	25	0

Fraction projetée du nombre total de jours de forage ciblant du gaz naturel par région - Scénario de prix plus élevés

Année	00 - WH Alberta	01 - Sud de l'Alberta	02 - Sud-Ouest de l'Alberta	03 - Sud des contreforts des Rocheuses	04 - Est de l'Alberta	05 - Centre de l'Alberta	06 - Centre-Ouest de l'Alberta	07 - Centre des contreforts des Rocheuses	08 - Kaybob	09 - Bassin profond de l'Alberta	10 - Nord-Est de l'Alberta	11 - Rivière de la Paix	12 - Nord-Ouest de l'Alberta	13 - Bassin profond de la C.B.	14 - Fort St. John	15 - Nord-Est de la C.B. (sans gaz de schiste)	15 - Nord-Est de la C.B. (gaz de schiste)	16 - Contreforts des Rocheuses en C.B.	17 - Sud-Ouest de la Saskatchewan	18 - Ouest de la Saskatchewan	19 - Est de la Saskatchewan
2015	0,0154	0,0017	0,0000	0,0012	0,0017	0,0051	0,0879	0,0094	0,0583	0,3996	0,0003	0,0416	0,0000	0,0446	0,2746	0,0042	0,0000	0,0536	0,0000	0,0007	0,0000
2016	0,0155	0,0017	0,0000	0,0012	0,0017	0,0051	0,0888	0,0095	0,0587	0,4004	0,0003	0,0413	0,0000	0,0444	0,2731	0,0042	0,0000	0,0534	0,0000	0,0007	0,0000
2017	0,0155	0,0017	0,0000	0,0012	0,0017	0,0052	0,0901	0,0095	0,0594	0,4015	0,0003	0,0410	0,0000	0,0441	0,2708	0,0043	0,0000	0,0529	0,0000	0,0007	0,0000
2018	0,0156	0,0017	0,0000	0,0012	0,0017	0,0053	0,0917	0,0096	0,0604	0,4025	0,0003	0,0406	0,0000	0,0437	0,2681	0,0044	0,0000	0,0524	0,0000	0,0007	0,0000

Jours projetés de forage ciblant du gaz naturel par région - Scénario de prix plus bas

Année	00 - BSO Alberta	01 - Sud de l'Alberta	02 - Sud-Ouest de l'Alberta	03 - Sud des contreforts des Rocheuses	04 - Est de l'Alberta	05 - Centre de l'Alberta	06 - Centre-Ouest de l'Alberta	07 - Centre des contreforts des Rocheuses	08 - Kaybob	09 - Bassin profond de l'Alberta	10 - Nord-Est de l'Alberta	11 - Rivière de la Paix	12 - Nord-Ouest de l'Alberta	13 - Bassin profond de la C.B.	14 - Fort St. John	15 - Nord-Est de la C.B. (sans gaz de schiste)	15 - Nord-Est de la C.B. (gaz de schiste)	16 - Contreforts des Rocheuses en C.B.	17 - Sud-Ouest de la Saskatchewan	18 - Ouest de la Saskatchewan	19 - Est de la Saskatchewan
2015	315	35	0	25	35	104	1 792	192	1 189	8 148	6	848	0	910	5 600	85	0	1 094	0	14	0
2016	320	36	0	25	36	106	1 833	195	1 212	8 270	6	854	0	917	5 639	87	0	1 102	0	14	0
2017	329	37	0	26	37	110	1 906	201	1 256	8 493	6	867	0	932	5 728	91	0	1 119	0	15	0
2018	332	37	0	26	37	112	1 950	204	1 284	8 558	6	863	0	929	5 701	94	0	1 114	0	15	0

Fraction projetée du nombre total de jours de forage ciblant du gaz naturel par région - Scénario de prix plus bas

Année	00 - WH Alberta	01 - Sud de l'Alberta	02 - Sud-Ouest de l'Alberta	03 - Sud des contreforts des Rocheuses	04 - Est de l'Alberta	05 - Centre de l'Alberta	06 - Centre-Ouest de l'Alberta	07 - Centre des contreforts des Rocheuses	08 - Kaybob	09 - Bassin profond de l'Alberta	10 - Nord-Est de l'Alberta	11 - Rivière de la Paix	12 - Nord-Ouest de l'Alberta	13 - Bassin profond de la C.B.	14 - Fort St. John	15 - Nord-Est de la C.B. (sans gaz de schiste)	15 - Nord-Est de la C.B. (gaz de schiste)	16 - Contreforts des Rocheuses en C.B.	17 - Sud-Ouest de la Saskatchewan	18 - Ouest de la Saskatchewan	19 - Est de la Saskatchewan
2015	0,0154	0,0017	0,0000	0,0012	0,0017	0,0051	0,0879	0,0094	0,0583	0,3996	0,0003	0,0416	0,0000	0,0446	0,2746	0,0042	0,0000	0,0536	0,0000	0,0007	0,0000
2016	0,0155	0,0017	0,0000	0,0012	0,0017	0,0051	0,0888	0,0095	0,0587	0,4004	0,0003	0,0413	0,0000	0,0444	0,2731	0,0042	0,0000	0,0534	0,0000	0,0007	0,0000
2017	0,0155	0,0017	0,0000	0,0012	0,0017	0,0052	0,0901	0,0095	0,0594	0,4015	0,0003	0,0410	0,0000	0,0441	0,2708	0,0043	0,0000	0,0529	0,0000	0,0007	0,0000
2018	0,0156	0,0017	0,0000	0,0012	0,0017	0,0053	0,0917	0,0096	0,0604	0,4025	0,0003	0,0406	0,0000	0,0437	0,2681	0,0044	0,0000	0,0524	0,0000	0,0007	0,0000

B2 – Projections détaillées des forages ciblant du gaz naturel et des raccordements gaziers selon le scénario

Scénario de prix médians							
Groupes de ressources	Nombre annuel projeté de puits forés ciblant le groupe de ressources			Ratio de raccordements	Nombre annuel projeté de raccordements pour le groupe de ressources		
	2016	2017	2018		2016	2017	2018
Raccordements gaziers							
00 - MH Alberta	71	77	82	1,279	91	99	104
01 - Sud de l'Alberta	17	18	19	1,219	20	22	23
Gaz de réservoir étanche	0	0	0		0	0	0
02 - Sud-Ouest de l'Alberta	0	0	0		0	0	0
Gaz de réservoir étanche	0	0	0		0	0	0
03 - Sud des contreforts des Rocheuses	1	1	1	1,186	1	1	1
04 - Est de l'Alberta	8	9	10	1,059	9	10	10
Gaz de réservoir étanche	0	0	0		0	0	0
Gaz de schiste de Duvernay	0	0	0		0	0	0
05 - Centre de l'Alberta	14	15	16	1,229	18	19	20
Gaz de réservoir étanche	1	1	1	1,346	1	2	2
Gaz de schiste de Duvernay	0	0	0		0	0	0
06 - Centre-Ouest de l'Alberta	93	102	109	1,105	103	113	121
Gaz de réservoir étanche	55	60	65	1,127	62	68	73
Gaz de schiste de Duvernay	9	10	11	1,000	9	10	11
07 - Centre des contreforts des Rocheuses	8	9	9	1,344	11	12	13
Gaz de réservoir étanche de Montney	0	0	0		0	0	0
Autre gaz de réservoir étanche	0	1	1	1,325	1	1	1
Gaz de schiste de Duvernay	0	0	0		0	0	0
08 - Kaybob	34	37	39	1,004	34	37	39
Gaz de réservoir étanche de Montney	9	10	10	1,000	9	10	10
Autre gaz de réservoir étanche	4	5	5	1,050	4	5	5
Gaz de schiste de Duvernay	19	21	22	1,000	19	21	22
09 - Bassin profond de l'Alberta	352	383	406	1,205	424	462	492
Gaz de réservoir étanche de Montney	130	139	145	1,000	130	139	145
Autre gaz de réservoir étanche	177	195	210	1,380	245	270	290
Gaz de schiste de Duvernay	2	2	2	1,000	2	2	2
10 - Nord-Est de l'Alberta	3	4	4	0,930	3	3	4
11 - Rivière de la Paix	40	42	44	1,000	40	42	44
Gaz de réservoir étanche de Montney	38	41	43	1,000	38	41	43
Autre gaz de réservoir étanche	0	0	0		0	0	0
Gaz de schiste de Duvernay	0	0	0		0	0	0
12 - Nord-Ouest de l'Alberta	0	0	0		0	0	0
Gaz de schiste de Duvernay	0	0	0		0	0	0
13 - Bassin profond de la C.B.	15	16	17	1,003	15	16	17
Gaz de réservoir étanche de Montney	13	14	15	1,000	13	14	15
Autre gaz de réservoir étanche	2	2	2	1,017	2	2	2
14 - Fort St. John	155	166	173	1,000	155	166	173
Gaz de réservoir étanche de Montney	152	163	170	1,000	152	163	170
15 - Nord-Est de la C.B.	5	6	6	0,977	5	6	6
Gaz de réservoir étanche	4	4	5	0,970	4	4	5
Gaz de schiste de Cordova	0	0	0		0	0	0
Gaz de schiste de Horn River	1	1	1	1,000	1	1	1
16 - Contreforts des Rocheuses en C.B.	27	29	31	1,000	27	29	31
Gaz de réservoir étanche de Montney	26	28	29	1,000	26	28	29
17 - Sud-Ouest de la Saskatchewan	0	0	0		0	0	0
Gaz de réservoir étanche	0	0	0		0	0	0
18 - Ouest de la Saskatchewan	4	5	5	1,014	4	5	5
19 - Est de la Saskatchewan	0	0	0		0	0	0
Total partiel : Gaz - Classique (autre que de réservoir étanche)	133	144	153	1,130	150	163	173
Total partiel : Gaz - Réservoir étanche	613	663	700	1,123	688	746	789
Gaz de réservoir étanche de Montney	369	395	411	1,000	369	395	411
Total partiel : Gaz - MH	71	77	82	1,279	91	99	104
Total partiel : Gaz - Gaz de schiste	31	34	37	1,000	31	34	37
Raccordements gaziers - Ventilation du MH							
Alberta - Zone principale HSC	68	79	94	1.279	88	101	120
Alberta - MH Mannville	0	0	0		0	0	0
Alberta - Autre MH	0	0	0		0	0	0
Total partiel : Gaz - MH	68	79	94	1.279	88	101	120
Total : Ensemble du gaz	848	919	971	1,132	961	1,041	1,103

Scénario de prix plus élevés							
Groupes de ressources	Nombre annuel projeté de puits forés ciblant le groupe de ressources			Ratio de raccordements	Nombre annuel projeté de raccordements pour le groupe de ressources		
	2016	2017	2018		2016	2017	2018
Raccordements gaziers							
00 - MH Alberta	79	94	106	1,279	101	120	135
01 - Sud de l'Alberta	19	22	25	1,219	23	27	30
<i>Gaz de réservoir étanche</i>	0	0	0		0	0	0
02 - Sud-Ouest de l'Alberta	0	0	0		0	0	0
<i>Gaz de réservoir étanche</i>	0	0	0		0	0	0
03 - Sud des contreforts des Rocheuses	1	1	1		1	1	1
04 - Est de l'Alberta	9	11	12	1,059	10	12	13
<i>Gaz de réservoir étanche</i>	0	0	0		0	0	0
<i>Gaz de schiste de Duvernay</i>	0	0	0		0	0	0
05 - Centre de l'Alberta	16	19	21	1,229	19	23	26
<i>Gaz de réservoir étanche</i>	1	1	2	1,346	2	2	2
<i>Gaz de schiste de Duvernay</i>	0	0	0		0	0	0
06 - Centre-Ouest de l'Alberta	103	124	141	1,105	114	137	156
<i>Gaz de réservoir étanche</i>	61	73	84	1,127	69	83	95
<i>Gaz de schiste de Duvernay</i>	10	12	14	1,000	10	12	14
07 - Centre des contreforts des Rocheuses	9	11	12	1,344	12	14	16
<i>Gaz de réservoir étanche de Montney</i>	0	0	0		0	0	0
<i>Autre gaz de réservoir étanche</i>	1	1	1	1,325	1	1	1
<i>Gaz de schiste de Duvernay</i>	0	0	0		0	0	0
08 - Kaybob	37	45	51	1,004	38	45	51
<i>Gaz de réservoir étanche de Montney</i>	10	12	13	1,000	10	12	13
<i>Autre gaz de réservoir étanche</i>	5	5	6	1,050	5	6	7
<i>Gaz de schiste de Duvernay</i>	21	25	29	1,000	21	25	29
09 - Bassin profond de l'Alberta	391	465	526	1,205	472	561	637
<i>Gaz de réservoir étanche de Montney</i>	144	168	187	1,000	144	168	187
<i>Autre gaz de réservoir étanche</i>	197	237	272	1,380	272	327	375
<i>Gaz de schiste de Duvernay</i>	2	2	3	1,000	2	2	3
10 - Nord-Est de l'Alberta	4	4	5	0,930	4	4	5
11 - Rivière de la Paix	44	51	57	1,000	44	51	57
<i>Gaz de réservoir étanche de Montney</i>	43	50	55	1,000	43	50	55
<i>Autre gaz de réservoir étanche</i>	0	0	0		0	0	0
<i>Gaz de schiste de Duvernay</i>	0	0	0		0	0	0
12 - Nord-Ouest de l'Alberta	0	0	0		0	0	0
<i>Gaz de schiste de Duvernay</i>	0	0	0		0	0	0
13 - Bassin profond de la C.B.	17	20	22	1,003	17	20	22
<i>Gaz de réservoir étanche de Montney</i>	15	17	19	1,000	15	17	19
<i>Autre gaz de réservoir étanche</i>	2	3	3	1,017	2	3	3
14 - Fort St. John	172	201	224	1,000	172	201	224
<i>Gaz de réservoir étanche de Montney</i>	169	198	220	1,000	169	198	220
15 - Nord-Est de la C.B.	6	7	8	0,977	6	7	8
<i>Gaz de réservoir étanche</i>	4	5	6	0,970	4	5	6
<i>Gaz de schiste de Cordova</i>	0	0	0		0	0	0
<i>Gaz de schiste de Horn River</i>	1	2	2	1,000	1	2	2
16 - Contreforts des Rocheuses en C.B.	30	36	39	1,000	30	36	40
<i>Gaz de réservoir étanche de Montney</i>	29	34	38	1,000	29	34	38
17 - Sud-Ouest de la Saskatchewan	0	0	0		0	0	0
<i>Gaz de réservoir étanche</i>	0	0	0		0	0	0
18 - Ouest de la Saskatchewan	5	6	6	1,014	5	6	6
19 - Est de la Saskatchewan	0	0	0		0	0	0
Total partiel : Gaz - Classique (autre que de réservoir étanche)	148	175	198	1,130	167	198	224
Total partiel : Gaz - Réservoir étanche	681	805	906	1,123	765	905	1,021
<i>Gaz de réservoir étanche de Montney</i>	410	479	532	1,000	410	479	532
Total partiel : Gaz - MH	79	94	106	1,279	101	120	135
Total partiel : Gaz - Gaz de schiste	35	41	47	1,000	35	41	47
Raccordements gaziers - Ventilation du MH							
<i>Alberta - Zone principale HSC</i>	68	79	94	1,279	88	101	120
<i>Alberta - MH Mannville</i>	0	0	0		0	0	0
<i>Alberta - Autre MH</i>	0	0	0		0	0	0
Total partiel : Gaz - MH	68	79	94	1,279	88	101	120
Total : Ensemble du gaz	943	1 115	1 257	1,132	1 068	1 264	1 427

Scénario de prix plus bas							
Groupes de ressources	Nombre annuel projeté de puits forés ciblant le groupe de ressources			Ratio de raccordements	Nombre annuel projeté de raccordements pour le groupe de ressources		
	2016	2017	2018		2016	2017	2018
Raccordements gaziers							
00 - MH Alberta	68	58	63	1,279	88	75	81
01 - Sud de l'Alberta	16	14	15	1,219	20	17	18
<i>Gaz de réservoir étanche</i>	0	0	0		0	0	0
02 - Sud-Ouest de l'Alberta	0	0	0		0	0	0
<i>Gaz de réservoir étanche</i>	0	0	0		0	0	0
03 - Sud des contreforts des Rocheuses	1	1	1		1	1	1
04 - Est de l'Alberta	8	7	7	1,059	8	7	8
<i>Gaz de réservoir étanche</i>	0	0	0		0	0	0
<i>Gaz de schiste de Duvernay</i>	0	0	0		0	0	0
05 - Centre de l'Alberta	14	12	13	1,229	17	14	16
<i>Gaz de réservoir étanche</i>	1	1	1	1,346	1	1	1
<i>Gaz de schiste de Duvernay</i>	0	0	0		0	0	0
06 - Centre-Ouest de l'Alberta	88	76	83	1,105	98	84	92
<i>Gaz de réservoir étanche</i>	52	45	49	1,127	58	51	56
<i>Gaz de schiste de Duvernay</i>	9	8	8	1,000	9	8	8
07 - Centre des contreforts des Rocheuses	8	7	7	1,345	11	9	10
<i>Gaz de réservoir étanche de Montney</i>	0	0	0		0	0	0
<i>Autre gaz de réservoir étanche</i>	0	0	0	1,325	1	1	1
<i>Gaz de schiste de Duvernay</i>	0	0	0		0	0	0
08 - Kaybob	32	28	30	1,004	32	28	30
<i>Gaz de réservoir étanche de Montney</i>	9	7	8	1,000	9	7	8
<i>Autre gaz de réservoir étanche</i>	4	3	4	1,050	4	4	4
<i>Gaz de schiste de Duvernay</i>	18	15	17	1,000	18	15	17
09 - Bassin profond de l'Alberta	337	289	314	1,204	405	348	379
<i>Gaz de réservoir étanche de Montney</i>	126	106	114	1,000	126	106	114
<i>Autre gaz de réservoir étanche</i>	168	145	160	1,380	232	201	221
<i>Gaz de schiste de Duvernay</i>	2	1	2	1,000	2	1	2
10 - Nord-Est de l'Alberta	3	3	3	0,930	3	3	3
11 - Rivière de la Paix	38	32	35	1,000	38	32	35
<i>Gaz de réservoir étanche de Montney</i>	37	32	34	1,000	37	32	34
<i>Autre gaz de réservoir étanche</i>	0	0	0		0	0	0
<i>Gaz de schiste de Duvernay</i>	0	0	0		0	0	0
12 - Nord-Ouest de l'Alberta	0	0	0		0	0	0
<i>Gaz de schiste de Duvernay</i>	0	0	0		0	0	0
13 - Bassin profond de la C.B.	15	12	13	1,003	15	12	13
<i>Gaz de réservoir étanche de Montney</i>	13	11	11	1,000	13	11	11
<i>Autre gaz de réservoir étanche</i>	2	2	2	1,017	2	2	2
14 - Fort St. John	150	127	136	1,000	150	127	136
<i>Gaz de réservoir étanche de Montney</i>	148	125	134	1,000	148	125	134
15 - Nord-Est de la C.B.	5	4	5	0,978	5	4	5
<i>Gaz de réservoir étanche</i>	4	3	4	0,970	4	3	3
<i>Gaz de schiste de Cordova</i>	0	0	0		0	0	0
<i>Gaz de schiste de Horn River</i>	1	1	1	1,000	1	1	1
16 - Contreforts des Rocheuses en C.B.	26	22	24	1,001	26	22	24
<i>Gaz de réservoir étanche de Montney</i>	25	22	23	1,000	25	22	23
17 - Sud-Ouest de la Saskatchewan	0	0	0		0	0	0
<i>Gaz de réservoir étanche</i>	0	0	0		0	0	0
18 - Ouest de la Saskatchewan	4	3	4	1,014	4	4	4
19 - Est de la Saskatchewan	0	0	0		0	0	0
Total partiel : Gaz - Classique (autre que de réservoir étanche)	127	109	118	1,130	144	123	134
Total partiel : Gaz - Réservoir étanche	588	503	543	1,121	659	564	611
<i>Gaz de réservoir étanche de Montney</i>	357	303	323	1,000	357	303	323
Total partiel : Gaz - MH	68	58	63	1,279	88	75	81
Total partiel : Gaz - Gaz de schiste	30	25	28	1,000	30	25	28
Raccordements gaziers - Ventilation du MH							
<i>Alberta - Zone principale HSC</i>	68	58	63	1,279	88	75	81
<i>Alberta - MH Mannville</i>	0	0	0		0	0	0
<i>Alberta - Autre MH</i>	0	0	0		0	0	0
Total partiel : Gaz - MH	68	58	63	1,279	88	75	81
Total : Ensemble du gaz	814	696	753	1,131	920	788	853

ANNEXE C

Détails de productibilité selon le scénario

C.1 - Productibilité de gaz au Canada par région ou ressource - Scénario de prix médians										
Région/ressource	Données historiques				Données de projection					
	2014		2015		2016		2017		2018	
	Mm ³ /j	Mpi ³ /j	Mm ³ /j	Mpi ³ /j	Mm ³ /j	Mpi ³ /j	Mm ³ /j	Mpi ³ /j	Mm ³ /j	Mpi ³ /j
00 - MH Alberta	19,13	675	18,78	663	17,21	608	15,68	553	14,30	505
HSC	14,08	497	13,93	492	12,81	452	11,70	413	10,70	378
Mannville	1,65	58	1,48	52	1,33	47	1,21	43	1,09	38
Autre MH	3,40	120	3,37	119	3,07	108	2,78	98	2,51	89
01 - Sud de l'Alberta	25,51	900	23,84	842	21,76	768	19,98	705	18,38	649
Gaz dissous	2,51	89	2,46	87	2,38	84	2,35	83	2,32	82
Gaz de réservoir étanche	15,93	562	14,84	524	13,39	473	12,11	428	10,96	387
02 - Sud-Ouest de l'Alberta	5,09	180	4,72	167	4,32	152	4,00	141	3,73	132
Gaz dissous	0,82	29	0,85	30	0,84	30	0,81	29	0,80	28
Gaz de réservoir étanche	1,50	53	1,31	46	1,14	40	1,04	37	0,94	33
03 - Sud des contreforts des Rocheuses	3,66	129	3,56	126	3,07	108	2,77	98	2,51	89
Gaz dissous	0,14	5	0,15	5	0,14	5	0,14	5	0,13	5
04 - Est de l'Alberta	12,67	447	12,28	434	11,58	409	11,05	390	10,42	368
Gaz dissous	4,85	171	5,01	177	5,06	179	5,17	182	5,11	180
Gaz de réservoir étanche	0,27	10	0,27	10	0,26	9	0,25	9	0,24	8
Gaz de schiste de Duvernay	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
05 - Centre de l'Alberta	15,19	536	14,12	498	13,07	461	12,43	439	11,84	418
Gaz dissous	4,01	142	3,65	129	3,46	122	3,40	120	3,36	119
Gaz de réservoir étanche	1,55	55	1,69	60	1,56	55	1,47	52	1,39	49
Gaz de schiste de Duvernay	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
06 - Centre-Ouest de l'Alberta	50,14	1 770	49,62	1 752	46,93	1 657	44,22	1 561	42,02	1 483
Gaz dissous	13,49	476	13,40	473	13,14	464	12,65	447	12,22	431
Gaz de réservoir étanche	19,54	690	20,32	717	19,23	679	18,01	636	17,05	602
Gaz de schiste de Duvernay	0,29	10	0,42	15	0,52	18	0,64	23	0,78	28
07 - Centre des contreforts des Rocheuses	16,84	594	15,54	549	14,21	502	13,15	464	12,26	433
Gaz dissous	0,42	15	0,38	14	0,37	13	0,36	13	0,35	13
Gaz de réservoir étanche de Montney	0,08	3	0,06	2	0,05	2	0,05	2	0,05	2
Autre gaz de réservoir étanche	0,94	33	0,94	33	0,92	32	0,88	31	0,86	30
Gaz de schiste de Duvernay	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
08 - Kaybob	20,49	723	20,94	739	20,69	730	20,36	719	19,71	696
Gaz dissous	6,88	243	7,42	262	7,68	271	7,60	268	7,14	252
Gaz de réservoir étanche de Montney	1,97	69	2,42	85	2,59	91	2,74	97	2,88	102
Autre gaz de réservoir étanche	5,95	210	5,43	192	4,80	170	4,35	154	3,95	139
Gaz de schiste de Duvernay	1,20	42	1,83	64	2,19	77	2,48	88	2,77	98
09 - Bassin profond de l'Alberta	73,50	2 595	86,27	3 045	96,32	3 400	102,55	3 620	108,25	3 821
Gaz dissous	3,23	114	3,70	131	3,77	133	3,72	131	3,68	130
Gaz de réservoir étanche de Montney	9,74	344	16,70	589	21,41	756	24,69	872	27,59	974
Autre gaz de réservoir étanche	54,54	1 925	59,51	2 101	64,69	2 284	67,44	2 381	70,09	2 474
Gaz de schiste de Duvernay	0,28	10	0,38	13	0,49	17	0,54	19	0,58	21
10 - Nord-Est de l'Alberta	7,78	274	7,58	268	7,48	264	7,19	254	6,67	235
Gaz dissous	2,24	79	2,65	94	2,83	100	2,76	98	2,45	86
11 - Rivière de la Paix	24,22	855	24,85	877	24,38	861	23,97	846	23,57	832
Gaz dissous	6,71	237	7,51	265	7,74	273	7,54	266	7,28	257
Gaz de réservoir étanche de Montney	10,50	371	11,05	390	10,96	387	11,25	397	11,53	407
Autre gaz de réservoir étanche	1,38	49	1,23	44	1,08	38	0,96	34	0,86	30
Gaz de schiste de Duvernay	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
12 - Nord-Ouest de l'Alberta	6,23	220	6,21	219	6,07	214	5,82	205	5,59	197
Gaz dissous	2,25	79	2,56	90	2,69	95	2,65	94	2,62	93
Gaz de schiste de Duvernay	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
13 - Bassin profond de la C.B.	14,84	524	15,58	550	14,06	496	13,47	475	12,97	458
Gaz de réservoir étanche de Montney	7,67	271	9,99	353	9,17	324	8,96	316	8,81	311
Autre gaz de réservoir étanche	4,03	142	3,17	112	2,89	102	2,70	95	2,54	90
14 - Fort St. John	56,86	2 007	60,31	2 129	61,25	2 162	62,99	2 224	64,38	2 273
Gaz dissous	1,13	40	1,27	45	1,35	47	1,37	48	1,41	50
Gaz de réservoir étanche de Montney	43,10	1 522	49,11	1 734	52,23	1 844	54,85	1 936	56,99	2 012

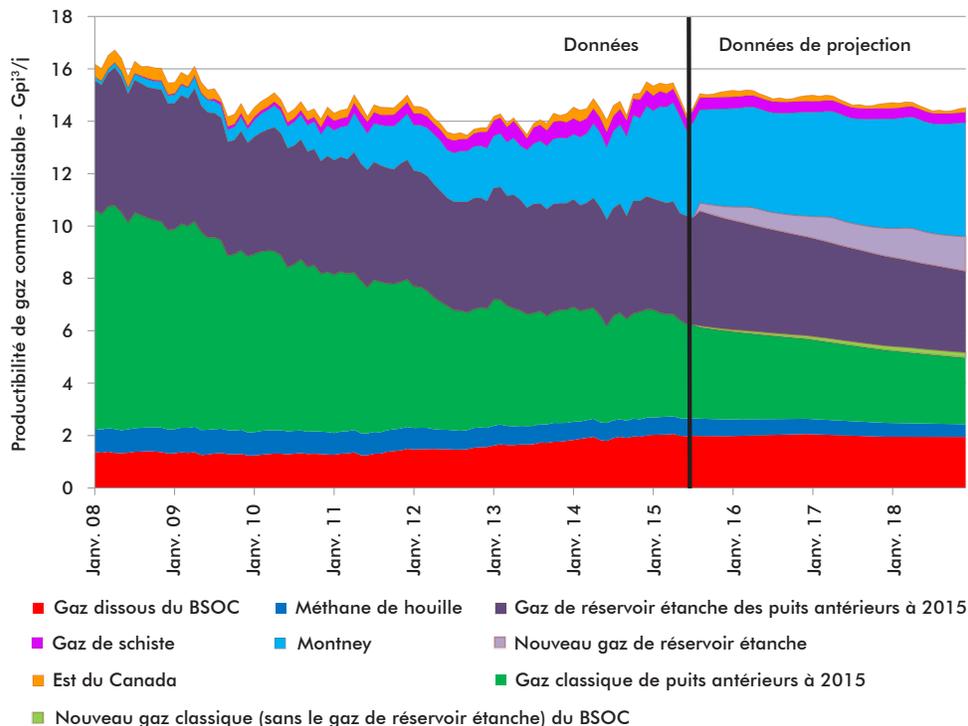
C.1 - Canadian Gas Deliverability by Area/Resource – Mid-Range Price Case (continued)										
Région/ressource	Données historiques				Données de projection					
	2014		2015		2016		2017		2018	
	Mm ³ /j	Mpi ³ /j	Mm ³ /j	Mpi ³ /j	Mm ³ /j	Mpi ³ /j	Mm ³ /j	Mpi ³ /j	Mm ³ /j	Mpi ³ /j
15 - Nord-Est de la C.B.	23,79	840	18,96	669	15,74	556	13,91	491	12,42	438
Gaz dissous	0,13	4	0,13	5	0,13	5	0,12	4	0,12	4
Gaz de réservoir étanche	5,80	205	5,35	189	4,71	166	4,16	147	3,70	130
Gaz de schiste de Cordova	0,77	27	0,63	22	0,54	19	0,47	17	0,42	15
Gaz de schiste de Horn River	14,07	497	10,37	366	8,24	291	7,27	257	6,50	229
16 - Contreforts des Rocheuses en C.B.	17,47	617	25,28	892	30,58	1 079	29,03	1 025	27,72	978
Gaz de réservoir étanche de Montney	10,18	359	13,00	459	12,49	441	12,32	435	12,18	430
17 - Sud-Ouest de la Saskatchewan	6,03	213	5,68	200	5,27	186	4,88	172	4,52	160
Gaz dissous	0,54	19	0,65	23	0,73	26	0,77	27	0,80	28
Gaz de réservoir étanche	5,42	191	4,99	176	4,54	160	4,11	145	3,72	131
18 - Ouest de la Saskatchewan	4,53	160	4,45	157	4,25	150	4,31	152	4,31	152
Gaz dissous	2,86	101	2,92	103	2,91	103	3,10	109	3,22	114
19 - Est de la Saskatchewan	1,76	62	1,91	68	1,96	69	2,08	73	2,16	76
Gaz dissous	1,76	62	1,91	67	1,96	69	2,08	73	2,16	76
22 - Yukon et Territoires du Nord-Ouest	0,31	11	0,23	8	0,19	7	0,14	5	0,11	4
Total, gaz classique (sans le gaz de réservoir étanche ni le gaz dissous)	116,25	4104	110,31	3894	105,93	3739	97,99	3459	91,00	3212
Total, gaz de réservoir étanche	200,07	7063	221,39	7815	228,11	8053	232,35	8202	236,32	8342
 Gaz de réservoir étanche de Montney	83,23	2938,27	102,33	3612,40	108,89	3844,07	114,85	4054,47	120,03	4237,19
Total, gaz dissous	53,96	1904,93	56,62	1998,87	57,16	2017,71	56,59	1997,81	55,19	1948,17
Total, MH	19,13	675	18,78	663	17,21	608	15,68	553	14,30	505
Total, gaz de schiste	16,61	586	13,62	481	11,98	423	11,39	402	11,05	390
Total, BSOC	406,03	14333	420,72	14852	420,39	14840	414,01	14615	407,85	14398
Région de l'Atlantique	9,38	331	5,64	199	4,50	159	4,19	148	3,91	138
Autres régions du Canada	0,30	10	0,31	11	0,30	11	0,28	10	0,24	9
Total, Canada	415,71	14675	426,67	15062	425,19	15009	418,47	14772	412,01	14544

Les taux sont des moyennes annuelles.

*Les chiffres correspondent à la production réelle en 2015, de janvier à juillet.

FIGURE C.1

Perspectives de productibilité de gaz au Canada - Scénario de prix médians



C.2 – Productibilité de gaz au Canada par région/ressource - Scénario de prix plus élevés										
Région/ressource	Données historiques				Données de projection					
	2014		2015		2016		2017		2018	
	Mm³/j	Mpi²/j	Mm³/j	Mpi²/j	Mm³/j	Mpi²/j	Mm³/j	Mpi²/j	Mm³/j	Mpi²/j
00 - MH Alberta	19,13	675	18,78	663	17,22	608	15,71	555	14,37	507
HSC	14,08	497	13,93	492	12,82	453	11,73	414	10,76	380
Mannville	1,65	58	1,48	52	1,33	47	1,21	43	1,09	38
Autre MH	3,40	120	3,37	119	3,07	108	2,78	98	2,51	89
01 - Sud de l'Alberta	25,51	900	23,84	842	21,78	769	20,05	708	18,53	654
Gaz dissous	2,51	89	2,46	87	2,40	85	2,42	85	2,46	87
Gaz de réservoir étanche	15,93	562	14,84	524	13,39	473	12,11	428	10,96	387
02 - Sud-Ouest de l'Alberta	5,09	180	4,72	167	4,32	153	4,03	142	3,78	133
Gaz dissous	0,82	29	0,85	30	0,84	30	0,83	29	0,85	30
Gaz de réservoir étanche	1,50	53	1,31	46	1,14	40	1,04	37	0,94	33
03 - Sud des contreforts des Rocheuses	3,66	129	3,56	126	3,07	109	2,79	98	2,54	90
Gaz dissous	0,14	5	0,15	5	0,14	5	0,14	5	0,14	5
04 - Est de l'Alberta	12,67	447	12,28	434	11,62	410	11,20	395	10,74	379
Gaz dissous	4,85	171	5,01	177	5,09	180	5,32	188	5,41	191
Gaz de réservoir étanche	0,27	10	0,27	10	0,26	9	0,25	9	0,24	8
Gaz de schiste de Duvernay	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
05 - Centre de l'Alberta	15,19	536	14,12	498	13,10	462	12,54	443	12,07	426
Gaz dissous	4,01	142	3,65	129	3,48	123	3,50	124	3,56	126
Gaz de réservoir étanche	1,55	55	1,69	60	1,56	55	1,48	52	1,41	50
Gaz de schiste de Duvernay	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
06 - Centre-Ouest de l'Alberta	50,14	1 770	49,62	1 752	47,14	1 664	45,03	1 589	43,62	1 540
Gaz dissous	13,49	476	13,40	473	13,22	467	13,01	459	12,96	457
Gaz de réservoir étanche	19,54	690	20,32	717	19,31	682	18,28	645	17,55	620
Gaz de schiste de Duvernay	0,29	10	0,42	15	0,53	19	0,68	24	0,89	31
07 - Centre des contreforts des Rocheuses	16,84	594	15,54	549	14,23	503	13,24	467	12,42	438
Gaz dissous	0,42	15	0,38	14	0,37	13	0,37	13	0,38	13
Gaz de réservoir étanche de Montney	0,08	3	0,06	2	0,05	2	0,05	2	0,05	2
Autre gaz de réservoir étanche	0,94	33	0,94	33	0,92	32	0,89	31	0,87	31
Gaz de schiste de Duvernay	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
08 - Kaybob	20,49	723	20,94	739	20,82	735	20,86	736	20,71	731
Gaz dissous	6,88	243	7,42	262	7,73	273	7,82	276	7,57	267
Gaz de réservoir étanche de Montney	1,97	69	2,42	85	2,62	92	2,86	101	3,10	110
Autre gaz de réservoir étanche	5,95	210	5,43	192	4,81	170	4,36	154	3,97	140
Gaz de schiste de Duvernay	1,20	42	1,83	64	2,24	79	2,63	93	3,07	108
09 - Bassin profond de l'Alberta	73,50	2 595	86,27	3 045	97,77	3 451	107,51	3 795	118,00	4 166
Gaz dissous	3,23	114	3,70	131	3,79	134	3,83	135	3,90	138
Gaz de réservoir étanche de Montney	9,74	344	16,70	589	21,89	773	26,33	930	30,80	1 087
Autre gaz de réservoir étanche	54,54	1 925	59,51	2 101	65,55	2 314	70,37	2 484	75,88	2 679
Gaz de schiste de Duvernay	0,28	10	0,38	13	0,50	18	0,57	20	0,65	23
10 - Nord-Est de l'Alberta	7,78	274	7,58	268	7,50	265	7,27	257	6,82	241
Gaz dissous	2,24	79	2,65	94	2,84	100	2,84	100	2,60	92
11 - Rivière de la Paix	24,22	855	24,85	877	24,56	867	24,62	869	24,85	877
Gaz dissous	6,71	237	7,51	265	7,79	275	7,75	274	7,72	272
Gaz de réservoir étanche de Montney	10,50	371	11,05	390	11,09	392	11,67	412	12,36	436
Autre gaz de réservoir étanche	1,38	49	1,23	44	1,08	38	0,96	34	0,86	30
Gaz de schiste de Duvernay	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
12 - Nord-Ouest de l'Alberta	6,23	220	6,21	219	6,09	215	5,90	208	5,74	203
Gaz dissous	2,25	79	2,56	90	2,70	95	2,73	96	2,78	98
Gaz de schiste de Duvernay	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
13 - Bassin profond de la C.B.	14,84	524	15,58	550	14,13	499	13,73	485	13,51	477
Gaz de réservoir étanche de Montney	7,67	271	9,99	353	9,24	326	9,20	325	9,29	328
Autre gaz de réservoir étanche	4,03	142	3,17	112	2,90	102	2,73	96	2,59	91
14 - Fort St. John	56,86	2 007	60,31	2 129	62,03	2 190	65,73	2 320	69,64	2 458
Gaz dissous	1,13	40	1,27	45	1,37	48	1,46	52	1,55	55
Gaz de réservoir étanche de Montney	43,10	1 522	49,11	1 734	52,99	1 871	57,49	2 029	62,09	2 192
15 - Nord-Est de la C.B.	23,79	840	18,96	669	15,76	556	13,97	493	12,53	442
Gaz dissous	0,13	4	0,13	5	0,13	5	0,13	5	0,13	5
Gaz de réservoir étanche	5,80	205	5,35	189	4,72	167	4,18	148	3,72	131
Gaz de schiste de Cordova	0,77	27	0,63	22	0,54	19	0,47	17	0,42	15
Gaz de schiste de Horn River	14,07	497	10,37	366	8,25	291	7,30	258	6,57	232
16 - Contreforts des Rocheuses en C.B.	17,47	617	25,28	892	30,68	1 083	29,39	1 037	28,42	1 003
Gaz de réservoir étanche de Montney	10,18	359	13,00	459	12,59	444	12,66	447	12,88	455

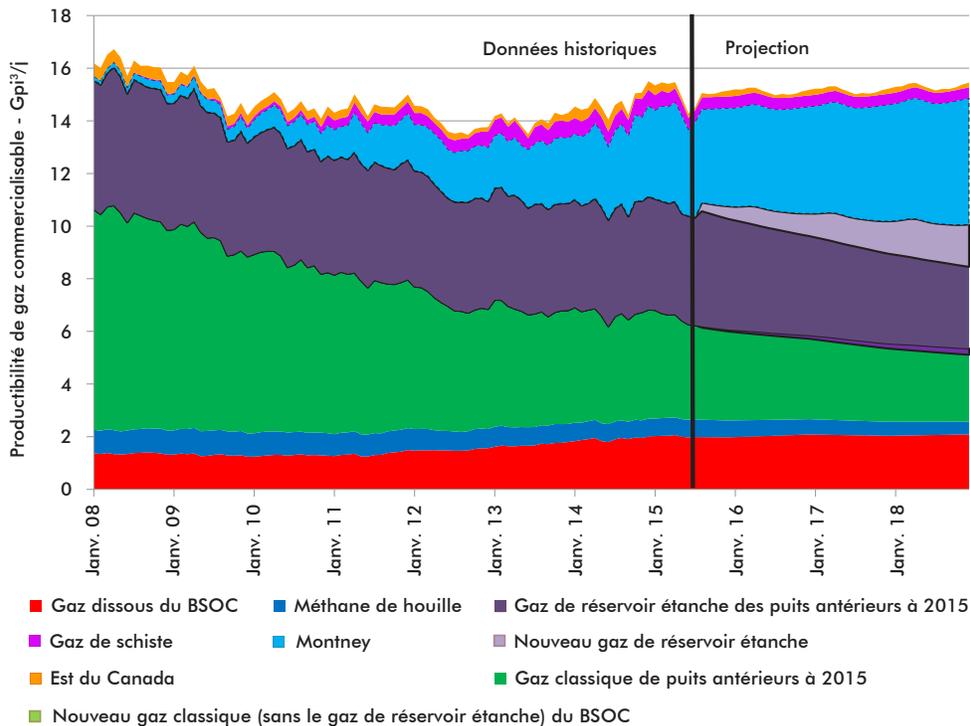
C.2 – Productivité de gaz au Canada par région/ressource - Scénario de prix plus élevés										
Région/ressource	Données historiques				Données de projection					
	2014		2015		2016		2017		2018	
	Mm ³ /j	Mpi ³ /j	Mm ³ /j	Mpi ³ /j	Mm ³ /j	Mpi ³ /j	Mm ³ /j	Mpi ³ /j	Mm ³ /j	Mpi ³ /j
17 - Sud-Ouest de la Saskatchewan	6,03	213	5,68	200	5,28	186	4,90	173	4,55	160
<i>Gaz dissous</i>	0,54	19	0,65	23	0,73	26	0,79	28	0,83	29
<i>Gaz de réservoir étanche</i>	5,42	191	4,99	176	4,54	160	4,11	145	3,72	131
18 - Ouest de la Saskatchewan	4,53	160	4,45	157	4,27	151	4,37	154	4,42	156
<i>Gaz dissous</i>	2,86	101	2,92	103	2,93	104	3,15	111	3,32	117
19 - Est de la Saskatchewan	1,76	62	1,91	68	1,97	70	2,12	75	2,23	79
<i>Gaz dissous</i>	1,76	62	1,91	67	1,97	70	2,12	75	2,23	79
22 - Yukon et Territoires du Nord-Ouest	0,31	11	0,23	8	0,19	7	0,14	5	0,11	4
Total, gaz classique (sans le gaz de réservoir étanche ni le gaz dissous)	116,25	4 104	110,31	3 894	106,07	3 744	98,49	3 477	91,96	3 246
Total, gaz de réservoir étanche	200,07	7 063	221,39	7 815	230,65	8 142	241,03	8 509	253,27	8 941
<i>Gaz de réservoir étanche de Montney</i>	83,23	2938,27	102,33	3612,40	110,47	3899,65	120,27	4245,61	130,56	4608,97
Total, gaz dissous	53,96	1904,93	56,62	1998,87	57,55	2031,47	58,20	2054,59	58,37	2060,63
Total, MH	19,13	675	18,78	663	17,22	608	15,71	555	14,37	507
Total, gaz de schiste	16,61	586	13,62	481	12,05	425	11,66	411	11,59	409
Total, BSOC	406,03	14 333	420,72	14 852	423,54	14 951	425,08	15 006	429,57	15 164
<i>Région de l'Atlantique</i>	9,38	331	5,64	199	4,50	159	4,19	148	3,91	138
<i>Autres régions du Canada</i>	0,30	10	0,31	11	0,30	11	0,28	10	0,24	9
Total, Canada	415,71	14 675	426,67	15 062	428,34	15 121	429,55	15 164	433,72	15 311

Les taux sont des moyennes annuelles.

*Les chiffres correspondent à la production réelle en 2014, de janvier à juillet.

FIGURE C.2

Perspectives de productivité de gaz au Canada - Scénario de prix plus élevés



C.3 – Productibilité de gaz au Canada par région ou ressource - Scénario de prix plus bas

Région/ressource	Données historiques				Données de projection					
	2014		2015		2016		2017		2018	
	Mm ³ /j	Mpi ³ /j	Mm ³ /j	Mpi ³ /j	Mm ³ /j	Mpi ³ /j	Mm ³ /j	Mpi ³ /j	Mm ³ /j	Mpi ³ /j
00 - MH Alberta	19,13	675	18,78	663	17,20	607	15,64	552	14,25	503
HSC	14,08	497	13,93	492	12,81	452	11,69	413	10,68	377
Mannville	1,65	58	1,48	52	1,33	47	1,21	43	1,09	38
Autre MH	3,40	120	3,37	119	3,07	108	2,78	98	2,51	89
01 - Sud de l'Alberta	25,51	900	23,84	842	21,73	767	19,89	702	18,24	644
Gaz dissous	2,51	89	2,46	87	2,35	83	2,27	80	2,19	77
Gaz de réservoir étanche	15,93	562	14,84	524	13,39	473	12,11	428	10,96	387
02 - Sud-Ouest de l'Alberta	5,09	180	4,72	167	4,31	152	3,97	140	3,69	130
Gaz dissous	0,82	29	0,85	30	0,83	29	0,78	27	0,75	27
Gaz de réservoir étanche	1,50	53	1,31	46	1,14	40	1,04	37	0,94	33
03 - Sud des contreforts des Rocheuses	3,66	129	3,56	126	3,07	108	2,76	97	2,49	88
Gaz dissous	0,14	5	0,15	5	0,14	5	0,13	5	0,13	4
04 - Est de l'Alberta	12,67	447	12,28	434	11,51	406	10,85	383	10,11	357
Gaz dissous	4,85	171	5,01	177	5,00	176	4,98	176	4,80	170
Gaz de réservoir étanche	0,27	10	0,27	10	0,26	9	0,25	9	0,24	8
Gaz de schiste de Duvernay	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
05 - Centre de l'Alberta	15,19	536	14,12	498	13,02	460	12,29	434	11,63	410
Gaz dissous	4,01	142	3,65	129	3,42	121	3,28	116	3,16	112
Gaz de réservoir étanche	1,55	55	1,69	60	1,56	55	1,47	52	1,38	49
Gaz de schiste de Duvernay	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
06 - Centre-Ouest de l'Alberta	50,14	1 770	49,62	1 752	46,54	1 643	43,25	1 527	40,57	1 432
Gaz dissous	13,49	476	13,40	473	12,97	458	12,19	430	11,50	406
Gaz de réservoir étanche	19,54	690	20,32	717	19,10	674	17,71	625	16,63	587
Gaz de schiste de Duvernay	0,29	10	0,42	15	0,50	18	0,59	21	0,70	25
07 - Centre des contreforts des Rocheuses	16,84	594	15,54	549	14,17	500	13,06	461	12,11	428
Gaz dissous	0,42	15	0,38	14	0,36	13	0,35	12	0,33	12
Gaz de réservoir étanche de Montney	0,08	3	0,06	2	0,05	2	0,05	2	0,05	2
Autre gaz de réservoir étanche	0,94	33	0,94	33	0,91	32	0,87	31	0,84	30
Gaz de schiste de Duvernay	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
08 - Kaybob	20,49	723	20,94	739	20,46	722	19,76	697	18,81	664
Gaz dissous	6,88	243	7,42	262	7,58	268	7,33	259	6,72	237
Gaz de réservoir étanche de Montney	1,97	69	2,42	85	2,53	89	2,61	92	2,70	95
Autre gaz de réservoir étanche	5,95	210	5,43	192	4,80	169	4,33	153	3,93	139
Gaz de schiste de Duvernay	1,20	42	1,83	64	2,13	75	2,31	81	2,50	88
09 - Bassin profond de l'Alberta	73,50	2 595	86,27	3 045	93,97	3 317	96,88	3 420	100,02	3 531
Gaz dissous	3,23	114	3,70	131	3,72	131	3,59	127	3,46	122
Gaz de réservoir étanche de Montney	9,74	344	16,70	589	20,63	728	22,79	805	24,85	877
Autre gaz de réservoir étanche	54,54	1 925	59,51	2 101	63,30	2 234	64,10	2 263	65,26	2 304
Gaz de schiste de Duvernay	0,28	10	0,38	13	0,47	17	0,50	18	0,53	19
10 - Nord-Est de l'Alberta	7,78	274	7,58	268	7,44	263	7,09	250	6,52	230
Gaz dissous	2,24	79	2,65	94	2,79	98	2,66	94	2,31	81
11 - Rivière de la Paix	24,22	855	24,85	877	24,07	850	23,21	819	22,44	792
Gaz dissous	6,71	237	7,51	265	7,64	270	7,26	256	6,85	242
Gaz de réservoir étanche de Montney	10,50	371	11,05	390	10,75	380	10,76	380	10,84	383
Autre gaz de réservoir étanche	1,38	49	1,23	44	1,08	38	0,96	34	0,86	30
Gaz de schiste de Duvernay	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
12 - Nord-Ouest de l'Alberta	6,23	220	6,21	219	6,03	213	5,72	202	5,43	192
Gaz dissous	2,25	79	2,56	90	2,65	94	2,56	90	2,47	87
Gaz de schiste de Duvernay	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
13 - Bassin profond de la C.B.	14,84	524	15,58	550	13,93	492	13,16	464	12,51	442
Gaz de réservoir étanche de Montney	7,67	271	9,99	353	9,05	320	8,68	306	8,39	296
Autre gaz de réservoir étanche	4,03	142	3,17	112	2,88	102	2,68	94	2,50	88
14 - Fort St. John	56,86	2 007	60,31	2 129	60,00	2 118	59,90	2 115	60,02	2 119
Gaz dissous	1,13	40	1,27	45	1,34	47	1,35	48	1,37	48
Gaz de réservoir étanche de Montney	43,10	1 522	49,11	1 734	50,99	1 800	51,80	1 829	52,69	1 860
15 - Nord-Est de la C.B.	23,79	840	18,96	669	15,72	555	13,85	489	12,33	435
Gaz dissous	0,13	4	0,13	5	0,13	4	0,12	4	0,12	4
Gaz de réservoir étanche	5,80	205	5,35	189	4,70	166	4,15	146	3,67	130
Gaz de schiste de Cordova	0,77	27	0,63	22	0,54	19	0,47	17	0,42	15
Gaz de schiste de Horn River	14,07	497	10,37	366	8,22	290	7,23	255	6,44	227
16 - Contreforts des Rocheuses en C.B.	17,47	617	25,28	892	30,42	1 074	28,62	1 010	27,11	957
Gaz de réservoir étanche de Montney	10,18	359	13,00	459	12,33	435	11,91	420	11,59	409

C.3 – Productibilité de gaz au Canada par région ou ressource - Scénario de prix plus bas

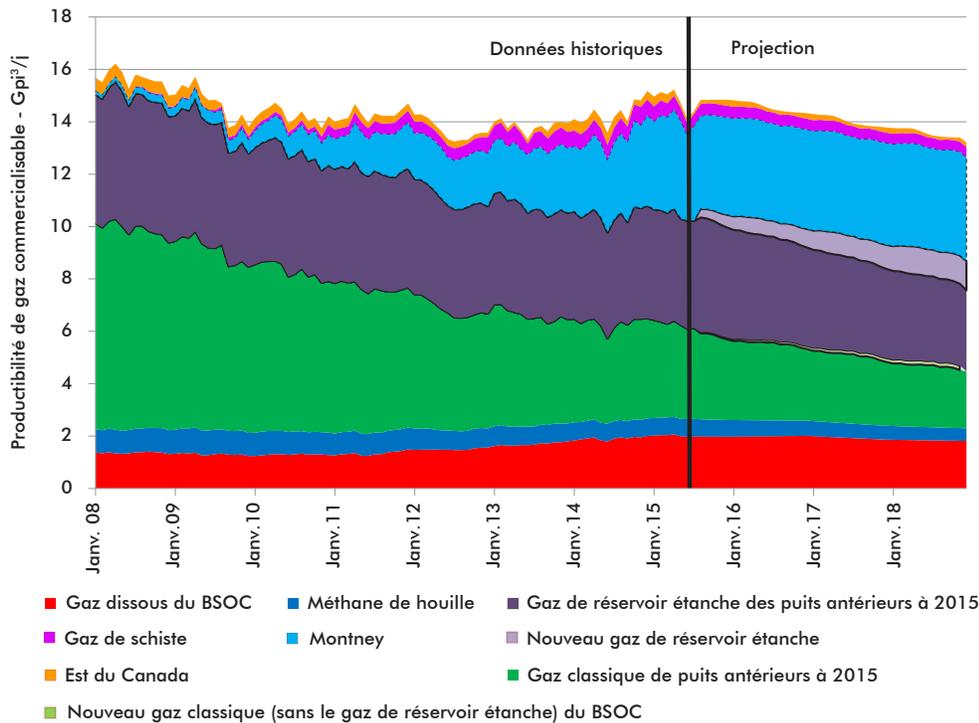
Région/ressource	Données historiques				Données de projection					
	2014		2015		2016		2017		2018	
	Mm³/j	Mpi³/j	Mm³/j	Mpi³/j	Mm³/j	Mpi³/j	Mm³/j	Mpi³/j	Mm³/j	Mpi³/j
17 - Sud-Ouest de la Saskatchewan	6,03	213	5,68	200	5,26	186	4,85	171	4,47	158
<i>Gaz dissous</i>	0,54	19	0,65	23	0,72	25	0,75	26	0,76	27
<i>Gaz de réservoir étanche</i>	5,42	191	4,99	176	4,54	160	4,11	145	3,72	131
18 - Ouest de la Saskatchewan	4,53	160	4,45	157	4,21	149	4,19	148	4,12	145
<i>Gaz dissous</i>	2,86	101	2,92	103	2,88	102	2,98	105	3,03	107
19 - Est de la Saskatchewan	1,76	62	1,91	68	1,93	68	2,00	71	2,03	72
<i>Gaz dissous</i>	1,76	62	1,91	67	1,93	68	2,00	71	2,03	72
22 - Yukon et Territoires du Nord-Ouest	0,31	11	0,23	8	0,19	7	0,14	5	0,11	4
Total, gaz classique (sans le gaz de réservoir étanche ni le gaz dissous)	116,25	4 104	110,31	3 894	105,69	3 731	97,40	3 438	90,14	3 182
Total, gaz de réservoir étanche	200,07	7 063	221,39	7 815	224,01	7 908	222,38	7 850	222,02	7 837
<i>Gaz de réservoir étanche de Montney</i>	83,23	2938,27	102,33	3612,40	106,35	3754,25	108,60	3833,70	111,10	3921,91
Total, gaz dissous	53,96	1904,93	56,62	1998,87	56,42	1991,85	54,57	1926,36	51,96	1834,40
Total, MH	19,13	675	18,78	663	17,21	607	15,67	553	14,28	504
Total, gaz de schiste	16,61	586	13,62	481	11,86	419	11,09	391	10,58	374
Total, BSOC	406,03	14 333	420,72	14 852	415,19	14 657	401,10	14 159	388,99	13 732
<i>Région de l'Atlantique</i>	9,38	331	5,64	199	4,50	159	4,19	148	3,91	138
<i>Autres régions du Canada</i>	0,30	10	0,31	11	0,30	11	0,28	10	0,24	9
Total, Canada	415,71	14 675	426,67	15 062	419,99	14 826	405,57	14 317	393,15	13 878

Les taux sont des moyennes annuelles.

*Les chiffres correspondent à la production réelle en 2014, de janvier à juillet.

FIGURE C.3

Perspectives de productibilité de gaz au Canada - Scénario de prix plus bas

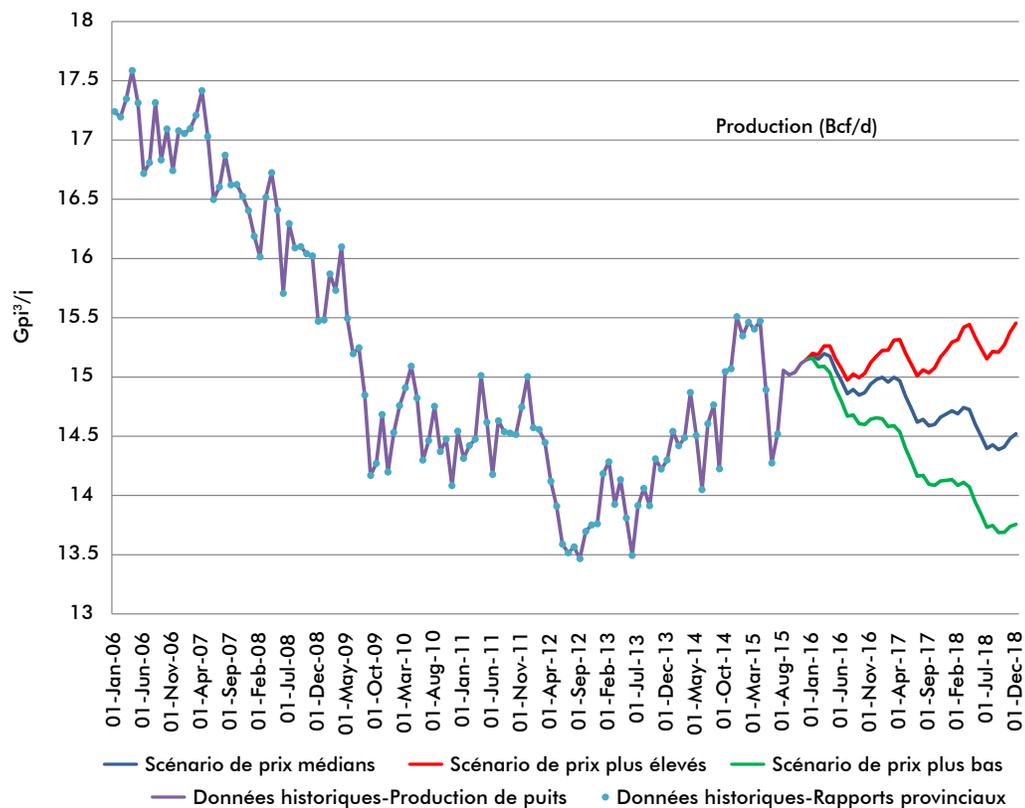


ANNEXE D

Productibilité totale au Canada – Comparaison des scénarios

FIGURE D.1

Productibilité totale au Canada – Comparaison des scénarios



ANNEXE E

Productibilité et demande annuelles moyennes au Canada

E.1 – Productibilité et demande annuelles moyennes au Canada								
	2015		2016		2017		2018	
	Mm ³ /j	Gpi ³ /j						
Productibilité au Canada, Scénario de prix médians	427	15,1	425	15,0	418	14,8	412	14,5
Demande totale au Canada ^[a]	283	10,0	294	10,4	304	10,7	313	11,0
Demande de l'Ouest canadien	179	6,3	189	6,7	197	7,0	205	7,2
Demande de l'Est du Canada	103	3,6	106	3,7	106	3,8	108	3,8

[a] La demande est égale à la demande totale primaire de gaz naturel, moins la demande destinée à l'extraction et à la transformation minières.