



Office national
de l'énergie

National Energy
Board

Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada 2015–2017



ÉVALUATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE • JUIN 2015

Canada



Office national
de l'énergie

National Energy
Board

Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada 2015–2017

gaz

Annexes

ÉVALUATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE • JUIN 2015

Canada

Autorisation de reproduction

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

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

Permission to Reproduce

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

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

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada représentée par l'Office national de l'énergie 2015

Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada 2015-2017

ISSN: 1910-779X
NE2-1/2015F-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 2015

Short-term Canadian Natural Gas Deliverability 2015-2017

ISSN: 1910-7773
NE2-1/2015E-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	19
A4	Paramètres de diminution selon les regroupements de raccordements gaziers futurs	55

Annexe B

B1	Facteurs d'affectation du nombre de jours de forage ciblant du gaz selon la région	106
B2	Projections détaillées de forages ciblant du gaz et de raccordements gaziers selon le scénario	109

Annexe C

	Détails de productibilité selon le scénario	112
--	---	-----

Annexe D

	Productibilité totale au Canada - Comparaison des scénarios	118
--	---	-----

Annexe E

	Productibilité et demande moyennes par année au Canada	119
--	--	-----



ANNEXE A

A1 Méthodologie (Description Détaillée)

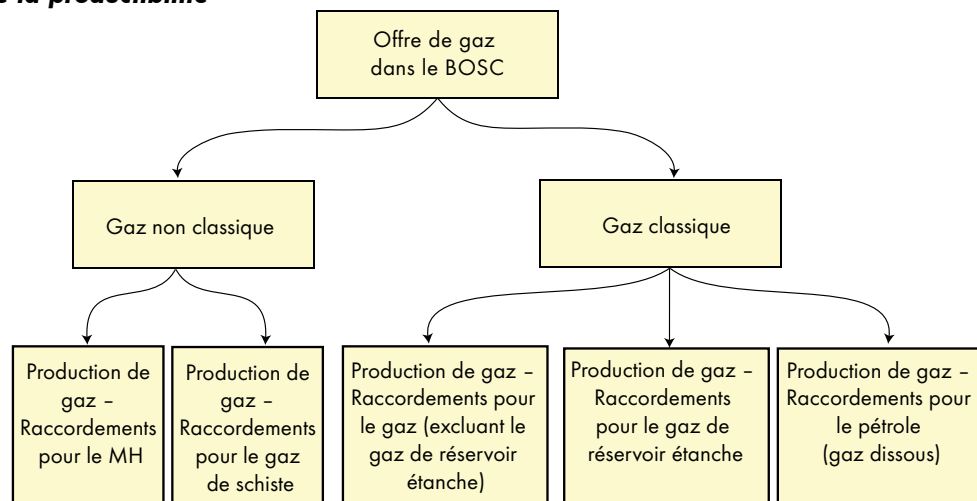
La productibilité de gaz naturel au Canada durant la période de 2015 à 2017 sera constituée de l'offre de gaz classique provenant du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC), à laquelle se grefferont les contributions du Canada atlantique, de l'Ontario et des Territoires du Nord-Ouest, la production de méthane de houille (MH) en Alberta et celle tirée du gaz de schiste en Colombie Britannique. Dans le présent rapport, on a analysé les tendances dans les caractéristiques de production de puits et les perspectives liées à la mise en valeur des ressources pour établir les paramètres de productibilité future du gaz naturel dans le BSOC. Une approche différente a été adoptée pour les autres régions du Canada où la production provient d'un petit nombre de puits.

A1.1 Offre de gaz dans le BSOC

Le gaz produit a été séparé en deux grandes catégories (figure A1.1) pour les besoins d'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 MH et le gaz de schiste est décrite ci-après. Dans ce rapport, le gaz de réservoir étanche est intégré au gaz de schiste, mais les données sont ventilées par souci de précision. La méthode utilisée pour déterminer la productibilité de gaz associée aux raccordements pour le pétrole (gaz dissous) est exposée dans la section 1.2 de la présente annexe.

A1.1.1 Raccordements à partir de puits de gaz

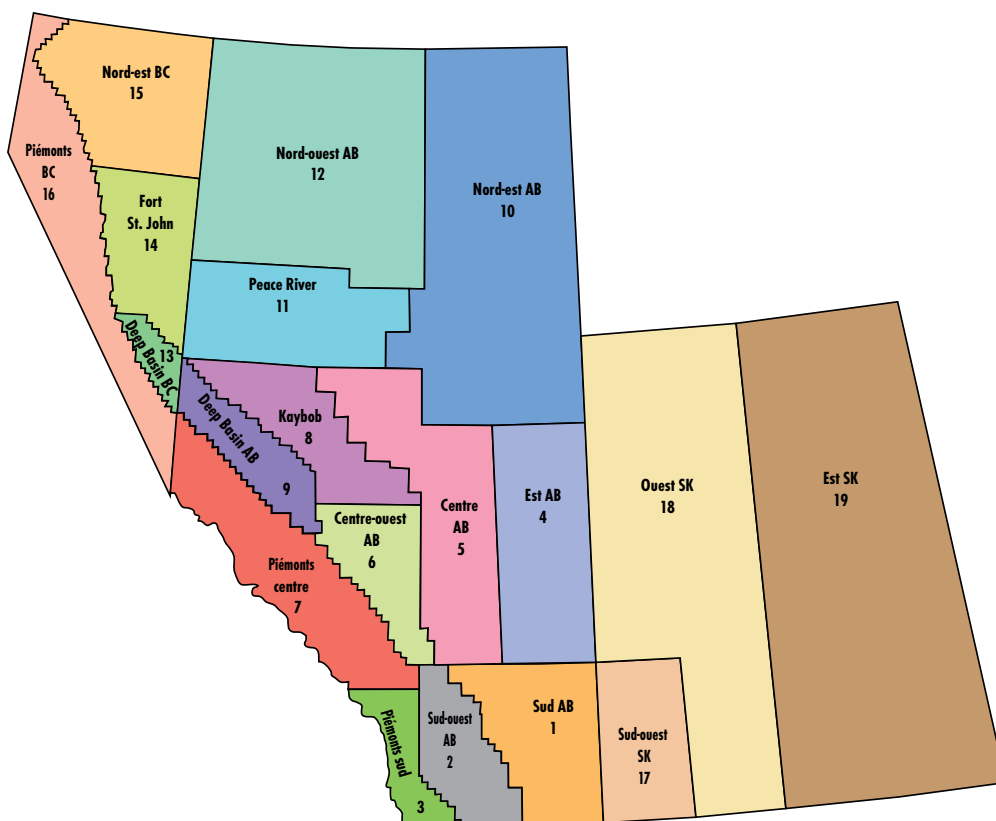
Qu'il s'agisse des raccordements pour le gaz classique (y compris le gaz de réservoir étanche) ou pour le MH, la méthode d'évaluation de la productibilité est essentiellement la même. On a utilisé l'analyse de diminution de la production fondée sur les données de production historiques pour déterminer les paramètres du rendement futur. Dans le cas du MH, du gaz de schiste et du gaz de réservoir étanche de la zone de Montney, les données historiques sont moins exhaustives; les points de vue recueillis auprès des représentants de l'industrie consultés ont joué un rôle plus important dans l'établissement des paramètres de rendement.

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 MH et pour le gaz de schiste ont été regroupés séparément pour l'évaluation des caractéristiques de rendement des puits. Les raccordements pour le gaz classique sont regroupés en fonction des zones petroCUBE en Alberta, en Colombie-Britannique et en Saskatchewan, tel qu'il est illustré à la figure A1.2. Les raccordements pour le gaz classique de chaque région ont aussi été regroupés par zone. Dans la présente analyse, la productibilité de gaz de la formation de Montney est séparée de celle des autres sources de gaz de réservoir étanche.

FIGURE A1.2

Carte des zones du BSOC



Dans chaque secteur et chaque zone petroCUBE, les raccordements pour le gaz ont été regroupés selon l'année; tous ceux antérieurs à 1999 font partie d'un seul groupe, tandis qu'ils forment des groupes distincts pour chaque année de 1999 à 2013.

Les raccordements pour le MH ont été regroupés principalement par zone en trois catégories :

- formation principale de Horseshoe Canyon;
- MH Mannville;
- autre MH.

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

Dans chacune des trois catégories de ressources de MH, les raccordements ont également été regroupés selon l'année. Il y a moins de groupes par année de raccordement étant donné que l'entrée en production commerciale remonte à moins longtemps. En ce qui concerne la formation principale de Horseshoe Canyon et la catégorie autre MH, 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 2013 inclusivement. Un seul groupe a été constitué en ce qui a trait aux raccordements pour le MH Mannville antérieurs à 2006, et des groupes distincts sont formés pour chacune des années suivantes.

Raccordements existants par rapport aux raccordements futurs

Dans le présent rapport, les « raccordements existants » désignent ceux mis en production avant le 1er janvier 2014, et les « raccordements futurs », ceux qui l'ont été depuis 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 Méthodologie – 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 / secteur d'étude / zone / 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 du raccordement moyen, soit les perspectives liées à la productibilité du raccordement moyen du groupe (s'appliquent uniquement lorsque le groupe représente une année de raccordement particulière).

La méthode employée pour l'analyse de diminution de la production 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 A.3 et A.4. On a utilisé les paramètres de productibilité des groupes dans le modèle de productibilité pour établir les projections de productibilité 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) et les raccordements pour le MH dans le BSOC.

Les raccordements pour le gaz classique sont regroupés par secteur d'étude, par zone et par année de raccordement. Ceux pour le MH en Alberta sont regroupés par zone de production et par 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 du raccordement moyen.

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

- addition 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 du raccordement moyen sont produits comme suit :

- introduction des données sur la production brute des puits par mois pour chaque raccordement du groupe dans une base de données;
- 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-à-dire 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;
- division de la production commercialisable par mois de production normalisé par 30,4375, soit le nombre moyen de jours dans un mois, pour 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);
- 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 le raccordement moyen.

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

Pour chaque secteur d'étude, le schéma du taux de production des groupes de raccordements pour le gaz 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 le secteur 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 le secteur d'étude, une diminution ultime pouvant s'appliquer aux groupes de raccordements d'années ultérieures.

- **Évaluation des années de raccordement de 1999 à 2013 inclusivement**

Chaque année de raccordement de 1999 à 2013 inclusivement a été évaluée dans l'ordre

chronologique après l'analyse des données totales pour la première année de raccordement dans un secteur d'étude donné.

a. **Analyse de diminution de la production du raccordement moyen**

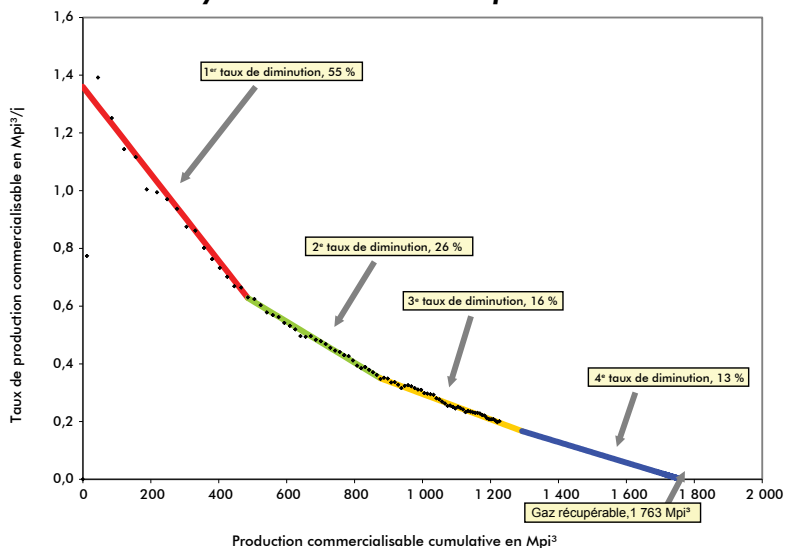
Pour chaque année de raccordement, le schéma du taux de production par rapport à la production cumulative du raccordement moyen a été évalué en premier, de façon à pouvoir établir des paramètres (ci-après) qui fournissent le profil de production du raccordement moyen sur la durée de sa vie productive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

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

La figure A1.3 donne un exemple des schémas utilisés pour évaluer le rendement du raccordement moyen et les différents taux de diminution servant à illustrer les données de 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 portant sur 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 années de raccordement antérieures. 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 n'indiquent autre chose, 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 le raccordement moyen.

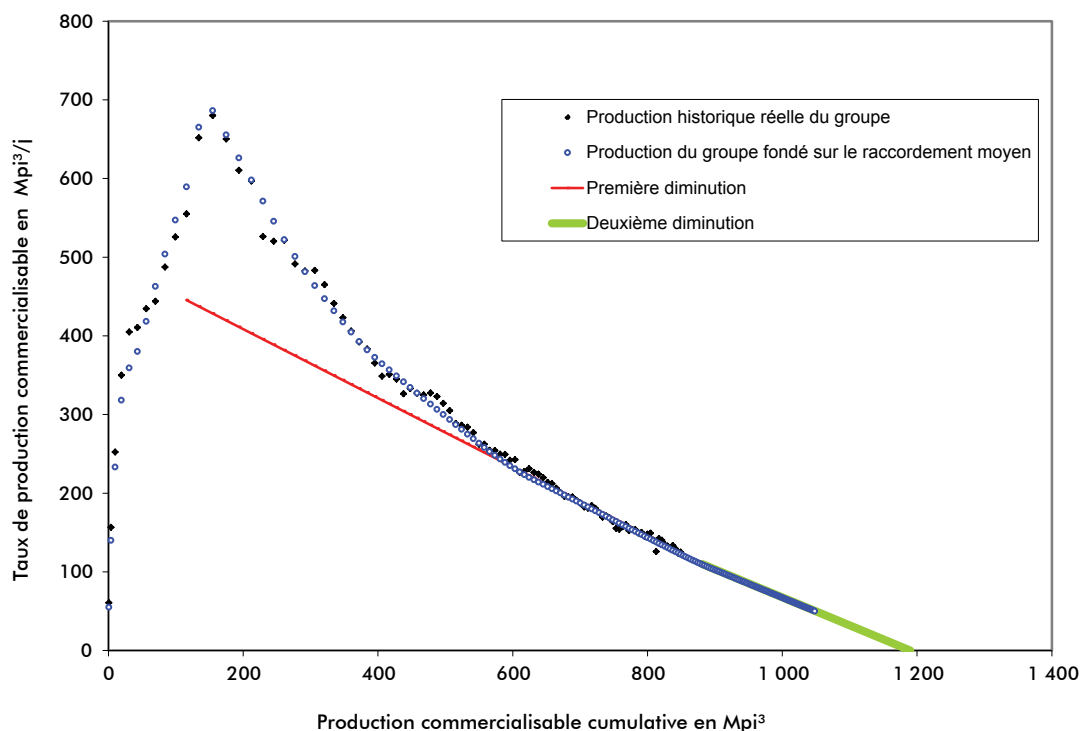
b. Analyse de diminution de la production pour les données d'un groupe

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, en intégrant les données de rendement réelles du groupe. Si les données calculées à partir du rendement du raccordement moyen ne correspondent pas convenablement 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 par la représentation graphique du groupe :

- taux de production en décembre 2013;
- premier taux de diminution;
- deuxième taux de diminution (le cas échéant);
- nombre de mois avant le deuxième taux de diminution (le cas échéant);
- troisième taux de diminution (le cas échéant);
- nombre de mois avant le troisième taux de diminution (le cas échéant);
- quatrième taux de diminution (le cas échéant);
- nombre de mois avant le quatrième taux de diminution (le cas échéant).

Dans les 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 pareils 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 MH

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

1. La courte période de production de MH en Alberta permet difficilement d'établir des taux de diminution à long terme en se fondant sur des données historiques, notamment en ce qui concernent le MH Mannville. Les taux de diminution qui décrivent la durée totale de production des raccordements pour le MH sont quand même estimés dans la présente EME grâce aux consultations menées auprès des représentants de l'industrie et en se fondant sur l'opinion de l'Office quant au gaz récupérable du raccordement moyen des différents groupes de MH.
2. Les raccordements pour le MH 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 font état d'un premier taux de diminution relativement prévisible, les raccordements pour le MH Mannville subissent une étape de dessiccation durant laquelle la production de gaz augmente sur plusieurs mois pour atteindre un taux maximal, après quoi la diminution se produira. On a donc utilisé un jeu de paramètres légèrement différent afin d'établir le rendement du raccordement moyen pour le MH 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 ».

A1.1.1.3 Méthodologie 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 du raccordement moyen, obtenues à partir de l'analyse de diminution de la production des raccordements existants pour le gaz afin d'estimer les paramètres de rendement du raccordement moyen pour les années de raccordement futures.

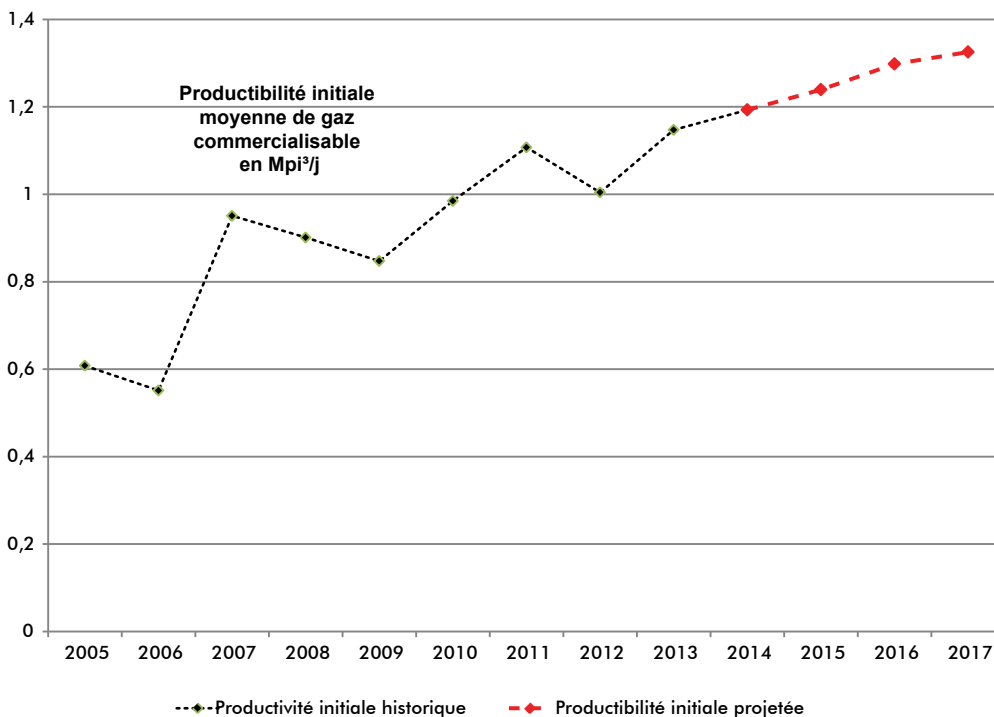
A1.1.1.3.1 Rendement des raccordements futurs

On obtient le rendement des raccordements futurs de chaque groupe en extrapolant les tendances de production du raccordement moyen 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 tendance, dans certains regroupements de réservoirs étanches et schisteux, où la productivité initiale pour le raccordement moyen de gaz était en hausse. On estime le taux de production initiale des raccordements futurs pour le gaz en extrapolant la tendance notée dans chaque groupement 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 du raccordement moyen selon l'année de raccordement - Regroupement de l'ère tertiaire classique du Centre-ouest de l'Alberta

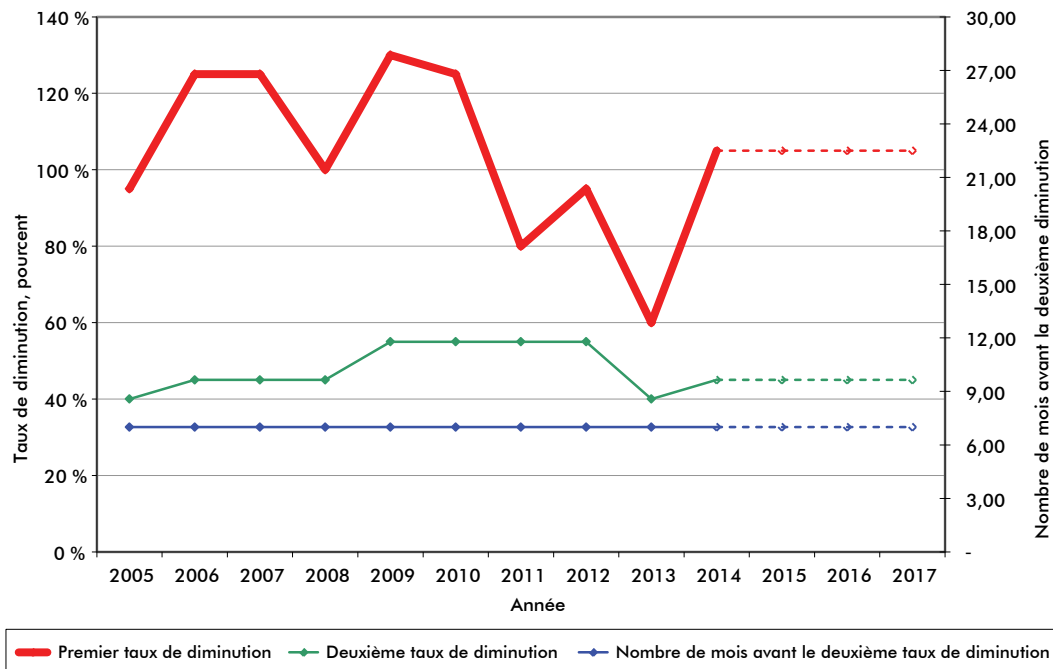


Source : Analyse par l'Office des données de production de puits de Divestco

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 2005 à 2017 inclusivement 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 des paramètres de diminution clés du raccordement moyen au fil du temps - Regroupement pour le gaz classique du Sud de l'Alberta, Tertiaire, Crétacé supérieur et Colorado supérieur



A1.1.1.3.2 Nombre de raccordements futurs

La projection du nombre de raccordements futurs exige une estimation du nombre de puits ciblant du gaz (y compris le gaz de réservoir étanche), de puits ciblant du gaz de schiste et de puits ciblant du MH par année pour chaque groupe de ressources, multiplié par le ratio des raccordements annuels aux puits annuels.

La méthodologie utilisée pour prévoir le nombre de puits ciblant du gaz et de puits ciblant du MH pour chaque année de la période envisagée est indiquée à la figure A1.7. Les intrants essentiels sont **l'investissement annuel dans les forages** et les **frais de forage par jour**. Des rajustements apportés à ces deux intrants essentiels (dans les boîtes jaunes à la figure A1.7) ont été à l'origine de 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.

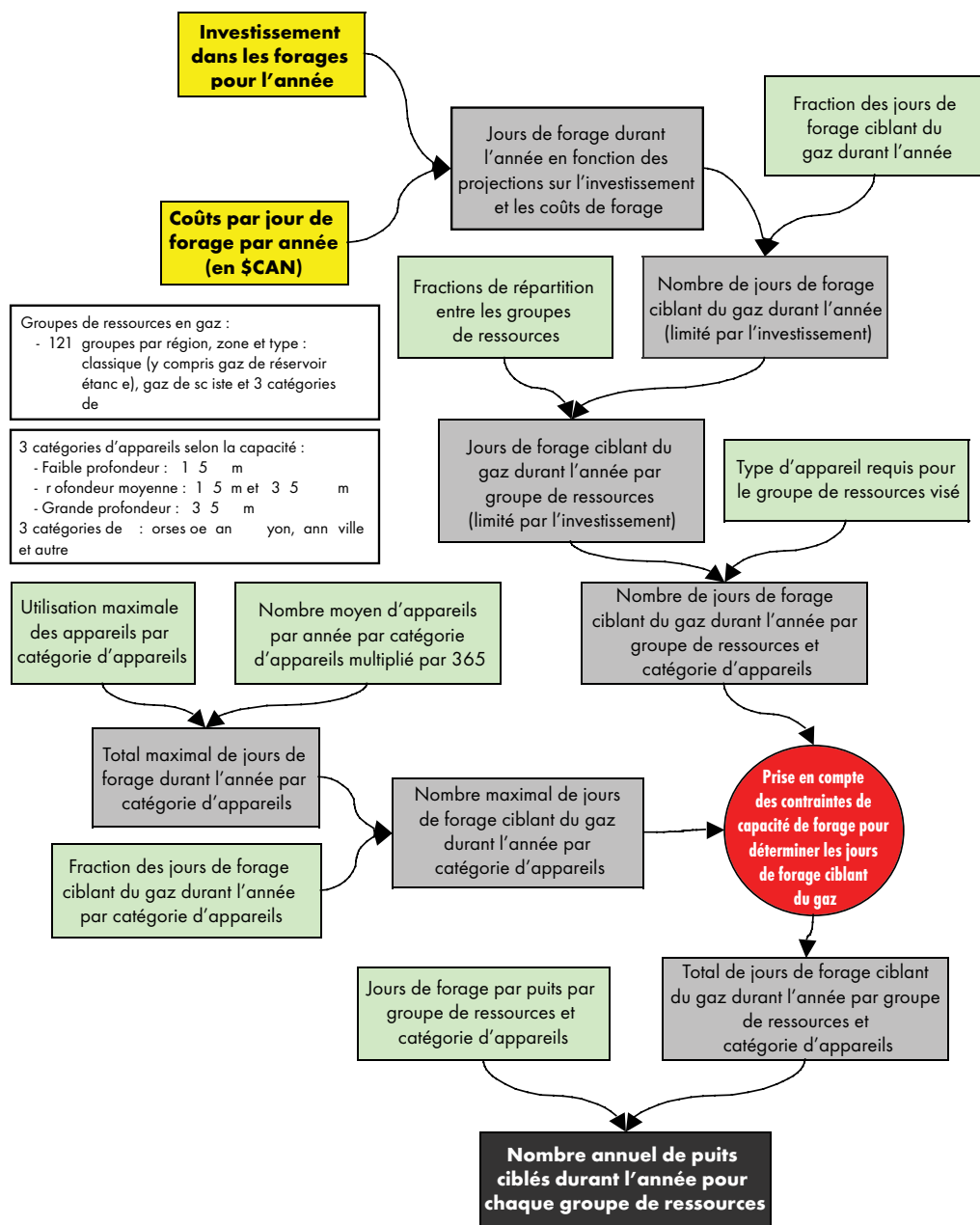
L'Office projette des facteurs d'affectation du nombre de jours de forage ciblant du gaz pour chaque groupe de ressources. Les fractions sont déterminées à partir des tendances historiques, d'estimations récentes des coûts de l'offre et de l'opinion de l'Office sur le potentiel de mise en valeur des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

dans les formations plus profondes situées du côté ouest du bassin, d'une concentration croissante sur le gaz de réservoir étanche et le gaz de schiste en Colombie-Britannique et de la mise en valeur plus poussée de gaz 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 en regard de la capacité de forage pour qu'il n'y ait pas de dépassement par rapport aux contraintes 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 divisés par le nombre moyen pertinent de jours de forage par puits.

FIGURE A1.7

Graphique illustrant 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 pour obtenir le nombre de raccordements annuels pour chaque groupe de ressources. Les ratios de raccordements des divers groupes de ressources sont présentés dans le tableau B.2. Dans le modèle de productibilité, pour chaque groupe de ressources, le nombre annuel de raccordements est réparti selon 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 9 % du gaz commercialisable total extrait du BSOC. La productibilité de gaz dissous est estimée comme suit : regroupement des raccordements ciblant du pétrole par secteur 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 réputé 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 classique du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest est acheminé au réseau pipelinier depuis deux gisements situés à proximité de la limite territoriale constituée par le 60e parallèle Nord. Ces deux gisements (ou champs) sont ceux de Kotaneelee et de Cameron Hills. Le premier a cessé sa production en septembre 2012. Les champs d'Ikhil et de Norman Wells, beaucoup plus au nord, produisent de petites quantités de gaz utilisé localement et qui n'est pas raccordé au réseau pipelinier nord-américain. Étant donné le nombre restreint de puits producteurs et du peu d'activité de mise en valeur dans la région de Cameron Hills, l'analyse de diminution de la production portant sur les raccordements existants et ciblant du gaz constitue une bonne estimation de la productibilité future. Le gaz du delta et du couloir du fleuve Mackenzie et d'ailleurs n'est pas inclus dans les données de productibilité sur la période de trois ans visée par les projections.

Pour les besoins du présent rapport, la productibilité de gaz provenant des champs méridionaux raccordés au réseau pipelinier représente la productibilité totale du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest.

A1.2 Canada atlantique

En ce qui concerne les puits au large de la Nouvelle-Écosse, les profils de production sont fondés sur le taux de diminution moyen des deux projets en activité. Aucun nouveau puits intercalaire n'est prévu pour les champs producteurs pendant la période de projection. Les paramètres utilisés dans l'analyse sur la compression sont fondés sur des échanges de vues avec des représentants de l'industrie. La productibilité découlant de la mise en valeur du champ Deep Panuke a commencé à l'automne 2013.

Le gaz du champ continental McCully, au Nouveau-Brunswick, est acheminé au réseau pipelinier depuis la fin de juin 2007. Les travaux futurs de mise en valeur de ce champ, au même titre que son rendement, dépendent des plans d'expansion des entreprises, avancés pendant les consultations au sein de l'industrie, et tiennent compte du rendement des puits existants.

En raison du stade précoce de l'évaluation et du manque de données, il n'est pas possible d'établir des estimations valables de la productibilité du MH et du gaz de schiste sur la terre ferme en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick.

A1.3 Production d'autres sources canadiennes

La productibilité de gaz provenant du BSOC, du Yukon, des Territoires du Nord-Ouest et du Canada atlantique, qui fait l'objet des sections précédentes de la présente annexe, représente la quasi-totalité de la productibilité canadienne; le peu qui reste provient de l'Ontario. La productibilité de l'Ontario est projetée en extrapolant les volumes de production signalés par le passé. En raison du stade précoce de l'évaluation et du manque de données, il n'est pas possible pour le moment d'établir des estimations valables de la productibilité de gaz naturel du Québec.

A1.4 Productibilité et demande au Canada

La demande canadienne de gaz naturel est satisfaite au sein du marché nord-américain intégré qui réunit la productibilité de gaz naturel au Canada et les importations américaines.

On définit la productibilité de gaz naturel comme étant le volume estimatif de gaz qu'une région peut produire, après traitement sur le terrain, en fonction de la production passée et des déclins enregistrés de chaque puits, ainsi que des niveaux d'activité projetés. Par conséquent, toutes les données estimatives sur le gaz consommé en amont de la sortie des usines de traitement sur le terrain ont déjà été déduites du volume de productibilité estimative et ne figurent pas non plus dans la demande estimative. 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 (à l'ouest de la frontière Manitoba-Saskatchewan) et la demande de l'Est (à l'est de cette frontière). La demande de l'Ouest canadien comprend 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 et les composantes plus lourdes restantes. 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 relatives à la demande canadienne de gaz sont fondées sur les tendances historiques ainsi que sur les principales augmentations attendues et attribuables à des centrales alimentées au gaz ou à des projets industriels (y compris la mise en valeur des sables bitumineux). On a supposé des conditions météorologiques moyennes dans les projections de la demande. La demande réelle de gaz peut varier grandement en raison des écarts de température qui surviennent dans les grands marchés de chauffage au Canada.

Annexe A2 - Paramètres de productibilité - résultats

A2.1 BSOC

La méthodologie 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 MH). Les raccordements sont regroupés en fonction de la région géographique, de la zone de production et de l'année de raccordement, les critères s'appliquant cependant différemment selon le groupe de raccordements.

En ce qui concerne les raccordements de puits de gaz existants (en production avant le 1^{er} janvier 2014) et tous les raccordements de puits de pétrole (gaz dissous), l'analyse de diminution de la production permet d'établir des paramètres de productibilité future pour chaque groupe. La section A2.1.1 ci-après présente plus de renseignements sur les paramètres obtenus par 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} janvier 2014), le nombre prévu ainsi que le rendement attendu sont estimés en termes de production servant de fondement aux projections sur la 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, incluant le gaz classique (y compris le gaz de réservoir étanche), le gaz non classique (qui comprend le gaz de schiste et le MH) 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 l'annexe A3.

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

Les paramètres de productibilité future de tous ces groupes sont le taux de production en décembre 2013, et jusqu'à quatre taux de diminution future s'appliquant à des périodes précises. En ce qui concerne les groupes de puits de plus longue date, 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 se rapproche de 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 des groupes du BSOC précités en supposant qu'aucun raccordement pour le gaz ne serait ajouté après 2011. Les projections de productibilité établies dans les rapports précédents relativement à ces groupes étaient très près des chiffres réels.

D'après les projections de l'Office, la production globale des groupes en question diminuera de 13 % pendant la période de 2014 à 2017. La productibilité des raccordements futurs pour le gaz supplée à la productibilité décroissante des raccordements existants

A2.1.2 Raccordements futurs pour le gaz

La productibilité associée aux raccordements futurs pour le gaz est calculée pour chaque groupe de ressources à partir d'estimations du rendement de la production du raccordement moyen et du nombre de raccordements au cours des années futures. 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 existants pour le gaz ont comporté un haut degré de précision, contrairement à celles qui concernent les raccordements futurs. La principale source d'incertitude dans ce deuxième 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 A.1 ont servi de fondement pour déterminer les paramètres de rendement des raccordements futurs pour le gaz. On a eu recours aux tendances observées pour le rendement du raccordement moyen des différents groupes de raccordements existants afin d'estimer les paramètres de rendement des raccordements futurs pour le gaz.

Les raccordements pour le gaz classique (y compris le gaz de réservoir étanche) ont été regroupés en fonction de la zone, de la formation et des années de raccordement de 1999 à 2013. Ces treize groupes constitués selon l'année de raccordement sont analysés pour chaque regroupement, ce qui permet d'obtenir un excellent jeu de données historiques pouvant servir à l'estimation du rendement des puits futurs.

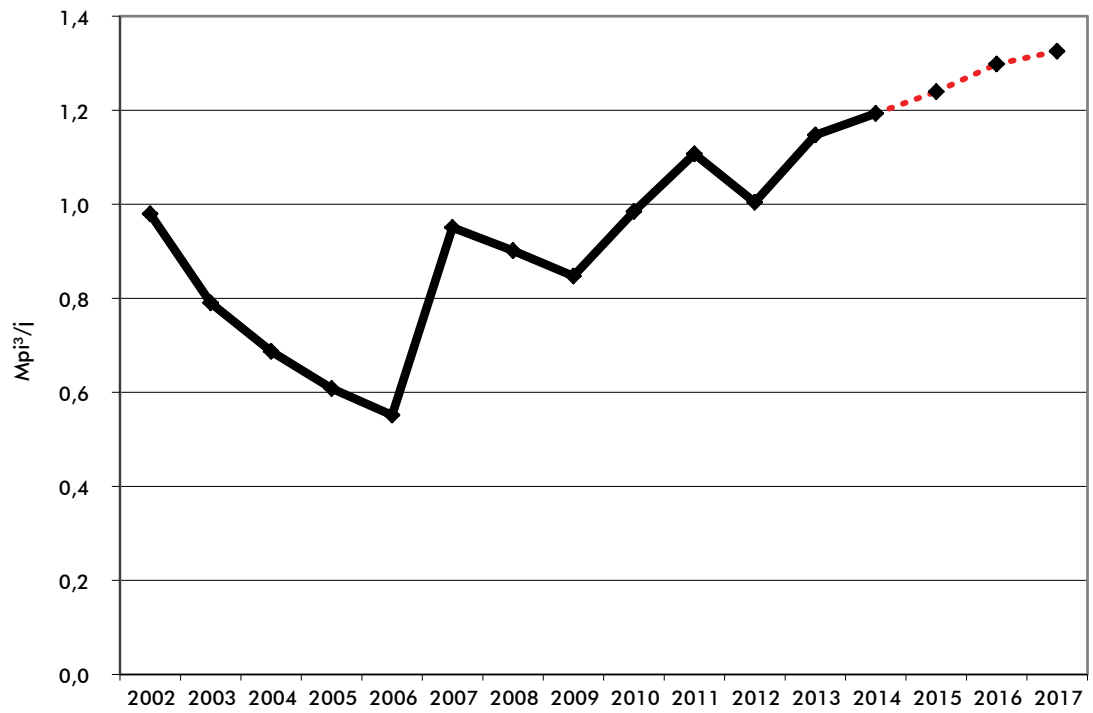
Deux tendances ressortent des paramètres de rendement visant les raccordements de gaz classique existants :

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

La tendance de productibilité initiale de la moyenne des raccordements de puits de gaz dans le BSOC est représentée à la figure A.2.1. Après avoir chuté au cours de la période 2001-2006, la tendance s'est inversée en 2007, puis est demeurée relativement stable jusqu'en 2009, avant de reprendre sa montée jusqu'en 2014, alors que les taux de productivité initiaux plus élevés des puits forés dans les réservoirs étanches et de gaz de schiste commencent à représenter une part plus importante du nombre de puits forés sur 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 A.3 et A.4 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 2 . 1

Productivité initiale du raccordement gazier moyen selon l'année de raccordement et la région dans le BSOC (en Mpi^3/j)

Région	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
00 - AB - MH	0,103	0,099	0,067	0,047	0,046	0,037	0,036
01 - AB - Sud	0,097	0,119	0,105	0,145	0,130	0,083	0,063
02 - AB - Sud-ouest	0,227	0,308	0,303	0,259	0,241	0,142	0,170
03 - Zone sud des piémonts	0,342	0,151	0,683	0,008			
04 - AB - Est	0,075	0,080	0,093	0,092	0,102	0,097	0,137
05 - AB - Centre	0,210	0,196	0,204	0,227	0,168	0,169	0,149
06 - AB - Centre-ouest	0,416	0,509	0,453	0,505	0,580	1,131	1,030
07 - Zone centrale des piémonts	2,560	2,152	1,599	1,628	2,966	2,466	0,331
08 - Kaybob	0,660	0,561	0,742	0,697	0,803	0,530	0,998
09 - AB - Deep Basin	0,750	0,779	1,057	1,022	0,811	0,953	1,018
10 - AB - Nord-est	0,162	0,163	0,149	0,135	0,171	0,051	0,036
11 - Peace River	0,542	0,484	0,596	0,530	0,509	1,298	1,538
12 - AB - Nord-ouest	0,273	0,391	0,731	0,334	0,122	0,035	3,550
13 - BC - Deep Basin	1,294	1,431	1,388	2,482	2,105	1,330	3,084
14 - Fort St, John	1,085	1,218	1,450	1,426	1,297	1,022	1,452
15 - Nord-est BC	0,741	1,040	1,016	2,168	1,867	2,217	
16 - BC - Piémonts	1,021	1,552	1,254	1,644	2,193	2,232	2,399
17 - Sud-ouest SK	0,027	0,026	0,018	0,016	0,028	0,027	0,028
18 - Ouest SK	0,069	0,068	0,062	0,056	0,078	0,033	0,097
Total - BSOC	0,951	0,901	0,847	0,985	1,107	1,004	1,147

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 2014-2017 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 dans l'intensité des activités de forage utilisés pour l'estimation, tel qu'il est expliqué plus en détail à la section 1.2.2 de la présente annexe.

A2.1.2.2 Nombre de raccordements futurs pour le gaz

Le nombre projeté de raccordements pour l'année et le rendement de production projeté des raccordements moyens futurs servent à estimer la productibilité associée aux raccordements futurs pour le gaz. Afin de déterminer le nombre de raccordements futurs pour le gaz, 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 afin d'obtenir le nombre annuel de raccordements.

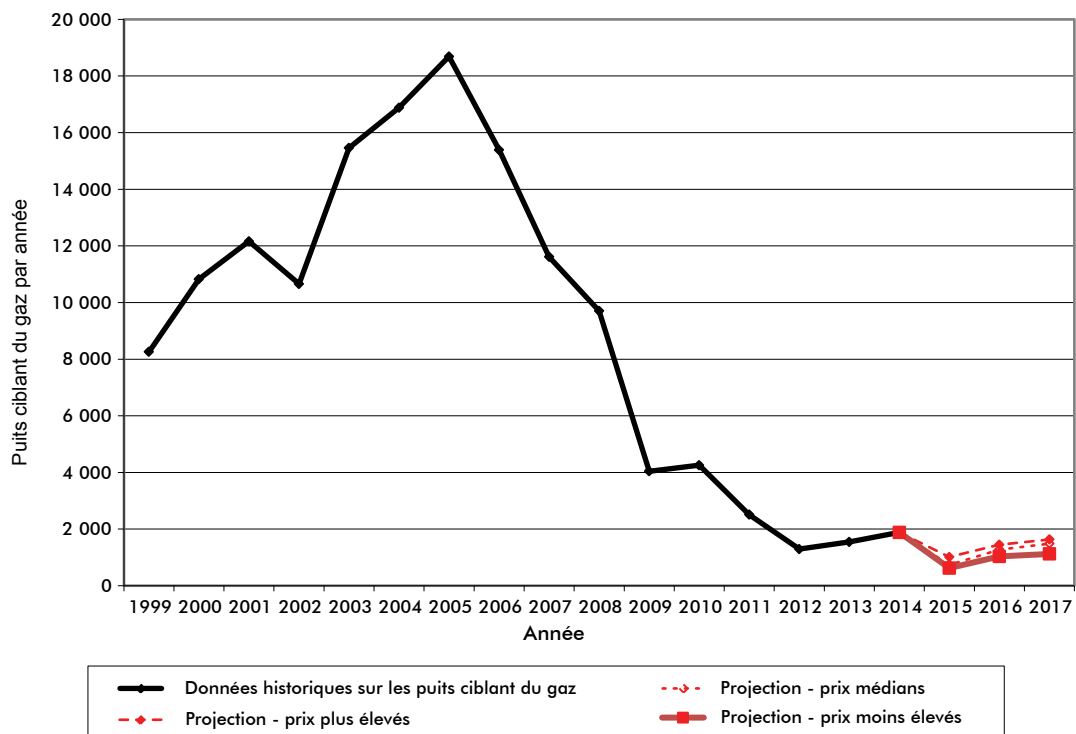
Les forces du marché, volatiles et imprévisibles, devraient constituer le principal facteur d'influence sur les activités de forage ciblant du gaz. En conséquence, il y a beaucoup d'incertitude relativement aux activités de forage gazier qui pourraient avoir lieu dans les années à venir. Trois scénarios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

reflètent la variété de conditions qui pourraient prévaloir sur le marché durant la période de projection. La figure A.2.2 indique le nombre prévu de puits ciblant du gaz pour tous les groupes de ressources dans chaque scénario.

Des tableaux de 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 sont présentés dans le tableau B.2.

FIGURE A 2.2

Scénarios de forage ciblant du gaz dans le BSOC



A2.2 Canada atlantique, Ontario et Québec

Comme il est indiqué à l'annexe A.1, la productibilité au Canada atlantique et en Ontario est basée sur une extrapolation des tendances antérieures. Aucun nouveau puits pouvant contribuer à la productibilité durant la période de 2015 à 2017 n'est envisagé.

La production commercialisable découlant de la mise en valeur du champ Deep Panuke a commencé à l'automne 2013. Deep Panuke a temporairement cessé toute production puisque de grandes quantités d'eau étaient mélangées au gaz produit. Même si une reprise de la production est prévue pour l'hiver 2015, l'infiltration d'eau dans le réservoir pourrait avoir une incidence négative sur le volume de gaz naturel récupérable pendant la durée de vie du projet.

Les données sur la mise en valeur et le rendement futurs du champ McCully, au Nouveau-Brunswick, reposent sur les plans de mise en valeur des promoteurs et les consultations menées auprès de l'industrie. Aucun nouveau forage n'est prévu durant la période à l'étude. Par conséquent, on n'a pas tenu compte de la productibilité de gaz naturel de la province pour la période de projection.

Les essais des zones d'intérêt pour le MH et le gaz de schistes sur la terre ferme se poursuivent dans le Canada atlantique. Il est trop tôt pour établir des estimations valables de la productivité du MH sur la terre ferme en raison de l'insuffisance des données disponibles.

En Ontario, la productivité continue de diminuer, et aucun nouveau forage n'est prévu durant la période de projection.

Il existe un potentiel de production de gaz de schiste au Québec; toutefois, les données sur cette production éventuelle sont insuffisantes. Par conséquent, on n'a pas tenu compte de la productivité de gaz naturel pour la période de projection.

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

T A B L E 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	Mnvlvsup	6
Mannville moyen	Mnvlmoy	7
Mannville inférieur	Mnvlinf	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	–
MH Mannville	Mannville	–

T A B L E A 3 . 2

Index des regroupements

Région	Numéro	Ressources	Groupe
MH	0	MH	Princ. HSC
MH	0	MH	Mannville
AB Sud	1	Classique	Tert;Crsup;Colsup
AB Sud	1	Classique	Col
AB Sud	1	Classique	Mnvl
AB Sud	1	Étanche	Colsup
AB Sud-ouest	2	Classique	Tert;Crsup;Colsup
AB Sud-ouest	2	Classique	Col
AB Sud-ouest	2	Classique	Mnvlmoy;Mnvlinf
AB Sud-ouest	2	Classique	Jur;Miss
AB Sud-ouest	2	Classique	Dévsup
AB Sud-ouest	2	Étanche	Colsup
AB Sud-ouest	2	Étanche	Col
AB Sud-ouest	2	Étanche	Mnvlinf
Sud des piémonts	3	Classique	Miss;Dévsup

Région	Numéro	Ressources	Groupe
AB Est	4	Classique	Crsup;Colsup
AB Est	4	Classique	Col;Mnvl
AB Est	4	Étanche	Colsup
AB Est	4	Schiste	Duvernay
AB Centre	5	Classique	Tert;Crsup
AB Centre	5	Classique	Col
AB Centre	5	Classique	Mnvl
AB Centre	5	Classique	Miss;Dévsup
AB Centre	5	Étanche	Col
AB Centre	5	Étanche	Mvl
AB Centre	5	Étanche	Montney
AB Centre	5	Schiste	Duvernay
AB Centre-ouest	6	Classique	Tert
AB Centre-ouest	6	Classique	Crsup;Colsup
AB Centre-ouest	6	Classique	Mnvl
AB Centre-ouest	6	Classique	Mnvlinf; Jur
AB Centre-ouest	6	Classique	Miss
AB Centre-ouest	6	Classique	Dévsup
AB Centre-ouest	6	Étanche	Col
AB Centre-ouest	6	Étanche	Mnvl
AB Centre-ouest	6	Étanche	Montney
AB Centre-ouest	6	Schiste	Duvernay
Centre des piémonts	7	Classique	Colsup
Centre des piémonts	7	Classique	Col;Mnvl
Centre des piémonts	7	Classique	Jur;Tr;Perm
Centre des piémonts	7	Classique	Miss
Centre des piémonts	7	Classique	Dévsup;Dévmoy
Centre des piémonts	7	Étanche	Colsup;Col
Centre des piémonts	7	Étanche	Mnvl
Centre des piémonts	7	Étanche	Jur
Centre des piémonts	7	Étanche	Montney
Centre des piémonts	7	Schiste	Duvernay
Kaybob	8	Classique	Colsup;Col
Kaybob	8	Classique	Mnvl;Jur
Kaybob	8	Classique	Tr
Kaybob	8	Classique	Dévsup
Kaybob	8	Étanche	Col;Mnvl
Kaybob	8	Étanche	Tr
Kaybob	8	Étanche	Montney
Kaybob	8	Schiste	Duvernay

Région	Numéro	Ressources	Groupe
Deep Basin AB	9	Classique	Crsup
Deep Basin AB	9	Classique	Colsup
Deep Basin AB	9	Classique	Mnvl;Jur
Deep Basin AB	9	Classique	Tr
Deep Basin AB	9	Classique	Dévsup
Deep Basin AB	9	Étanche	Colsup
Deep Basin AB	9	Étanche	Col
Deep Basin AB	9	Étanche	Mnvl;Jur
Deep Basin AB	9	Étanche	Tr
Deep Basin AB	9	Étanche	Montney
Deep Basin AB	9	Schiste	Duvernay
AB Nord-est	10	Classique	Mnvl;Dévsup
Peace River	11	Classique	Colsup
Peace River	11	Classique	Col;Mnvlsup
Peace River	11	Classique	Mnvlmoy;Mnvlinf
Peace River	11	Classique	Trsup
Peace River	11	Classique	Trinf
Peace River	11	Classique	Miss
Peace River	11	Classique	Dévsup;Dévmoy
Peace River	11	Étanche	Colsup
Peace River	11	Étanche	Mnvlmoy;Mnvlinf
Peace River	11	Étanche	Trsup
Peace River	11	Étanche	Trinf
Peace River	11	Étanche	Tr
Peace River	11	Étanche	Miss
Peace River	11	Étanche	Montney
Peace River	11	Schiste	Duvernay
AB Nord-ouest	12	Classique	Mnvl
AB Nord-ouest	12	Classique	Miss
AB Nord-ouest	12	Classique	Dévsup
AB Nord-ouest	12	Classique	Dévmoy
AB Nord-ouest	12	Schiste	Duvernay
Deep Basin BC	13	Classique	Col
Deep Basin BC	13	Classique	Trinf
Deep Basin BC	13	Étanche	Col
Deep Basin BC	13	Étanche	Mnvl
Deep Basin BC	13	Étanche	Trinf
Deep Basin BC	13	Étanche	Montney

Région	Numéro	Ressources	Groupe
Fort St. John	14	Classique	Mnvl
Fort St. John	14	Classique	Tr
Fort St. John	14	Classique	Perm;Miss
Fort St. John	14	Classique	Dévsup;Dévmoy
Fort St. John	14	Étanche	Mnvl
Fort St. John	14	Étanche	Tr
Fort St. John	14	Étanche	Perm;Miss
Fort St. John	14	Étanche	Dvn
Fort St. John	14	Étanche	Montney
BC Nord-est	15	Classique	Mnvlinf
BC Nord-est	15	Classique	Perm;Miss
BC Nord-est	15	Classique	Dévsup;Dévmoy
BC Nord-est	15	Étanche	Dévsup
BC Nord-est	15	Schiste	Cordova
BC Nord-est	15	Schiste	Horn River
BC Nord-est	15	Schiste	Liard
Piémonts BC	16	Classique	Col;Mnvl
Piémonts BC	16	Classique	Tri;Perm;Miss
Piémonts BC	16	Étanche	Trinf
Piémonts BC	16	Étanche	Tr
Piémonts BC	16	Étanche	Montney
Sud-ouest SK	17	Étanche	Colsup
SK Ouest	18	Classique	Col
SK Ouest	18	Classique	Mnvlmoy;Mnvlinf;Miss
SK Est	19	Classique	Gaz dissous

T A B L E A 3 . 3
Paramètres de diminution selon les regroupements de raccords gaziers existants

Groupe de ressources - Gaz - MH Alberta - Horseshoe Canyon						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2006	241,25	0,14	0,12	25	0,10	60
2007	158,46	0,14	0,12	25	0,10	60
2008	114,19	0,14	0,12	25	0,10	60
2009	127,71	0,14	0,12	25	0,10	60
2010	80,41	0,14	0,12	25	0,10	60
2011	65,10	0,16	0,14	25	0,12	60
2012	24,10	0,16	0,14	25	0,12	60
2013	14,02	0,16	0,12	25	0,05	60

Groupe de ressources - Gaz - MH Alberta - Mannville						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2007	31,48	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	38,56	0,14	0,12	25	0,10	60
2009	8,33	0,14	0,12	25	0,10	60
2010	4,75	0,14	0,12	25	0,10	60
2011	0,00	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0
2013	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0

Groupe de ressources - Gaz - MH Alberta - Autre						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2006	39,60	0,10	0,08	25	0,05	60
2007	55,69	0,10	0,08	25	0,05	60
2008	7,93	0,10	0,08	25	0,05	60
2009	16,45	0,10	0,08	25	0,05	60
2010	0,77	0,10	0,08	25	0,05	60
2011	3,31	0,16	0,14	25	0,12	60
2012	0,75	0,16	0,14	25	0,12	60
2013	4,12	0,16	0,12	25	0,05	60

Groupe de ressources – Gaz – Sud de l'Alberta – Classique – Tertiaire, Crétacé supérieur, Colorado supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	28.80	0.16	0.14	25	0.10	60
2006	22.45	0.16	0.12	25	0.10	60
2007	31.13	0.16	0.12	25	0.10	60
2008	25.73	0.16	0.12	25	0.10	60
2009	11.20	0.16	0.12	25	0.10	60
2010	15.62	0.16	0.14	25	0.10	60
2011	7.76	0.16	0.14	25	0.10	60
2012	2.40	0.16	0.12	25	0.10	60
2013	2.39	0.16	0.12	25	0.10	60

Groupe de ressources – Gaz – Sud de l'Alberta – Classique – Colorado						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	10,02	0,16	0,12	25	0,08	60
2006	4,90	0,16	0,12	25	0,08	60
2007	16,74	0,16	0,12	25	0,08	60
2008	15,40	0,16	0,12	25	0,08	60
2009	1,78	0,16	0,12	25	0,08	60
2010	2,83	0,16	0,12	25	0,08	60
2011	0,73	0,16	0,12	25	0,08	60
2012	0,20	0,16	0,12	25	0,08	60
2013	0,00	0,16	0,12	25	0,08	60

Groupe de ressources – Gaz – Sud de l'Alberta – Classique – Mannville						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	15,86	0,16	0,12	25	0,10	60
2006	24,84	0,16	0,12	25	0,10	60
2007	9,52	0,16	0,12	25	0,10	60
2008	23,03	0,16	0,12	25	0,10	60
2009	14,63	0,16	0,12	25	0,10	60
2010	10,93	0,16	0,12	25	0,10	60
2011	12,48	0,16	0,12	25	0,10	60
2012	7,27	0,16	0,12	25	0,10	60
2013	1,91	0,16	0,12	25	0,10	60

Groupe de ressources - Gaz - Sud de l'Alberta - Réservoir étanche - Colorado supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	146,14	0,16	0,12	25	0,10	60
2006	150,62	0,16	0,12	25	0,10	60
2007	149,02	0,16	0,12	25	0,10	60
2008	135,91	0,16	0,12	25	0,10	60
2009	84,74	0,16	0,12	25	0,10	60
2010	58,06	0,16	0,12	25	0,10	60
2011	52,14	0,16	0,12	25	0,10	60
2012	6,14	0,16	0,12	25	0,10	60
2013	0,39	0,16	0,12	25	0,10	60

Groupe de ressources – Gaz – Sud-ouest de l'Alberta – Classique – Tertiaire, Crétaé supérieur, Colorado supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	18,61	0,16	0,12	25	0,10	60
2006	11,44	0,16	0,12	25	0,10	60
2007	14,05	0,16	0,12	25	0,10	60
2008	13,35	0,16	0,12	25	0,10	60
2009	2,67	0,16	0,12	25	0,10	60
2010	4,00	0,16	0,12	25	0,10	60
2011	2,71	0,16	0,12	25	0,10	60
2012	3,12	0,16	0,12	25	0,10	60
2013	0,43	0,16	0,12	25	0,10	60

Groupe de ressources – Gaz – Sud-ouest de l'Alberta – Classique – Colorado						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	1,20	0,16	0,12	25	0,10	60
2006	1,04	0,16	0,12	25	0,10	60
2007	1,23	0,16	0,12	25	0,10	60
2008	1,20	0,16	0,12	25	0,10	60
2009	0,11	0,16	0,12	25	0,10	60
2010	1,31	0,16	0,12	25	0,10	60
2011	0,95	0,16	0,12	25	0,10	60
2012	0,41	0,16	0,12	25	0,10	60
2013	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0

Groupe de ressources – Gaz – Sud-ouest de l'Alberta – Classique – Mannville moyen, Mannville inférieur						
Année de rattachement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	7,71	0,20	0,16	25	0,12	60
2006	3,63	0,20	0,16	25	0,12	60
2007	4,22	0,20	0,16	25	0,12	60
2008	9,60	0,20	0,16	25	0,12	60
2009	4,64	0,20	0,16	25	0,12	60
2010	1,80	0,20	0,16	25	0,12	60
2011	2,41	0,20	0,16	25	0,12	60
2012	1,05	0,20	0,16	25	0,12	60
2013	0,61	0,20	0,16	25	0,12	60

Groupe de ressources – Gaz – Sud-ouest de l'Alberta – Classique – Jurassique, Mississippien						
Année de rattachement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	0,96	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	0,00	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	0,94	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	0,36	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	1,49	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	0,49	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	0,16	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0
2013	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0

Groupe de ressources – Gaz – Sud-ouest de l'Alberta – Classique – Dévonien supérieur						
Année de rattachement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	0,13	0,20	0,12	25	0,05	60
2006	2,70	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	0,91	0,20	0,12	25	0,05	60
2008	0,10	0,25	0,12	25	0,05	60
2009	1,58	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	0,65	0,20	0,12	25	0,05	60
2011	0,15	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0
2013	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0

Groupe de ressources - Gaz - Sud-ouest de l'Alberta - Réservoir étanche - Colorado supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	3,01	0,20	0,12	25	0,10	60
2006	0,51	0,20	0,12	25	0,10	60
2007	1,32	0,20	0,12	25	0,10	60
2008	0,21	0,16	0,12	25	0,10	60
2009	0,09	0,20	0,12	25	0,10	60
2010	0,63	0,16	0,12	25	0,10	60
2011	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0
2012	0,04	0,16	0,12	25	0,05	60
2013	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0

Groupe de ressources - Gaz - Sud-ouest de l'Alberta - Réservoir étanche - Colorado						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	0,22	0,20	0,16	25	0,12	60
2006	0,09	0,20	0,16	25	0,12	60
2007	0,37	0,20	0,16	25	0,12	60
2008	0,88	0,20	0,16	25	0,12	60
2009	0,58	0,20	0,16	25	0,12	60
2010	0,16	0,20	0,16	25	0,12	60
2011	0,14	0,20	0,16	25	0,12	60
2012	1,93	0,20	0,16	25	0,12	60
2013	0,00	0,20	0,16	25	0,12	0

Groupe de ressources - Gaz - Sud-ouest de l'Alberta - Réservoir étanche - Mannville inférieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	10,82	0,16	0,12	25	0,10	60
2006	12,83	0,16	0,12	25	0,10	60
2007	16,79	0,16	0,12	25	0,10	60
2008	11,77	0,16	0,12	25	0,10	60
2009	7,79	0,16	0,12	25	0,10	60
2010	3,29	0,16	0,12	25	0,10	60
2011	0,00	0,00	0,00	0	0,10	0
2012	1,13	0,16	0,12	25	0,10	60
2013	0,00	0,00	0,00	0	0,10	0

Groupe de ressources – Gaz – Sud des piémonts – Classique – Mississippien, Dévonien supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi^3/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	14,50	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	85,20	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	36,73	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	7,13	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	12,08	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	0,02	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0
2012	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0
2013	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0

Groupe de ressources – Gaz – Est de l'Alberta – Classique – Crétacé supérieur, Colorado supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi^3/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	11,66	0,16	0,12	25	0,08	60
2006	10,82	0,16	0,12	25	0,08	60
2007	3,99	0,16	0,12	25	0,08	60
2008	4,57	0,30	0,22	18	0,08	40
2009	1,06	0,16	0,12	25	0,08	60
2010	1,48	0,16	0,12	25	0,08	60
2011	0,90	0,16	0,12	25	0,08	60
2012	1,84	0,16	0,12	25	0,08	60
2013	1,28	0,16	0,12	25	0,08	60

Groupe de ressources – Gaz – Est de l'Alberta – Classique – Colorado, Mannville						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi^3/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	86,62	0,20	0,12	25	0,10	60
2006	55,34	0,20	0,12	25	0,10	60
2007	45,24	0,20	0,12	25	0,10	60
2008	37,11	0,20	0,12	25	0,10	60
2009	31,36	0,20	0,12	25	0,10	60
2010	11,97	0,20	0,12	25	0,10	60
2011	6,47	0,20	0,12	25	0,10	60
2012	2,82	0,20	0,12	25	0,10	60
2013	7,11	0,20	0,12	25	0,10	60

Groupe de ressources - Gaz - Est de l'Alberta - Réservoir étanche - Colorado supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	11,50	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	14,50	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	85,20	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	36,73	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	7,13	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	12,08	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	0,02	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0
2013	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0

Groupe de ressources - Gaz - Centre de l'Alberta - Classique - Tertiaire, Crétacé supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	28,20	0,16	0,12	25	0,08	60
2006	25,45	0,16	0,12	25	0,08	60
2007	31,90	0,16	0,12	25	0,08	60
2008	24,24	0,16	0,12	25	0,08	60
2009	11,28	0,16	0,12	25	0,08	60
2010	8,63	0,16	0,12	25	0,08	60
2011	7,05	0,16	0,12	25	0,08	60
2012	3,05	0,16	0,12	25	0,08	60
2013	0,90	0,16	0,12	25	0,08	60

Groupe de ressources - Gaz - Centre de l'Alberta - Classique - Colorado						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	4,61	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	7,96	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	5,42	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	2,11	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	1,17	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	1,50	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	0,60	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,07	0,16	0,12	25	0,05	60
2013	0,39	0,16	0,12	25	0,05	60

Groupe de ressources - Gaz - Centre de l'Alberta - Classique - Mannville						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi^3/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	31,11	0,16	0,12	25	0,08	60
2006	25,07	0,16	0,12	25	0,08	60
2007	36,00	0,16	0,12	25	0,08	60
2008	21,61	0,16	0,12	25	0,08	60
2009	11,84	0,16	0,12	25	0,08	60
2010	4,64	0,16	0,12	25	0,08	60
2011	8,71	0,16	0,12	25	0,08	60
2012	3,67	0,16	0,12	25	0,08	60
2013	4,46	0,16	0,12	25	0,08	60

Groupe de ressources - Gaz - Centre de l'Alberta - Classique - Mississippien, Dévonien supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi^3/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	5,67	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	3,48	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	7,35	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	5,38	0,17	0,12	25	0,05	60
2009	1,23	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	0,03	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	2,59	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,34	0,16	0,12	25	0,05	60
2013	2,52	0,16	0,12	25	0,05	60

Groupe de ressources - Gaz - Centre de l'Alberta - Réservoir étanche - Colorado						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi^3/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	2,78	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	3,31	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	1,58	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	0,00	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	2,38	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	5,70	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	0,40	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,23	0,16	0,12	25	0,05	60
2013	0,32	0,16	0,12	25	0,05	60

Groupe de ressources - Gaz - Centre de l'Alberta - Réservoir étanche - Mannville						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	3,71	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	4,39	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	4,09	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	2,04	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	2,76	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	3,61	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	1,35	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,62	0,16	0,12	25	0,05	60
2013	1,51	0,16	0,12	25	0,05	60

Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Classique - Tertiaire						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	14,60	0,16	0,12	25	0,08	60
2006	14,09	0,16	0,12	25	0,08	60
2007	13,35	0,16	0,12	25	0,08	60
2008	14,89	0,16	0,12	25	0,08	60
2009	7,81	0,16	0,12	25	0,08	60
2010	8,32	0,16	0,12	25	0,08	60
2011	2,50	0,16	0,12	25	0,08	60
2012	0,88	0,16	0,12	25	0,08	60
2013	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0

Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Classique - Crétacé supérieur, Colorado supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	13,57	0,16	0,12	25	0,10	60
2006	15,12	0,16	0,12	25	0,10	60
2007	22,28	0,16	0,12	25	0,10	60
2008	17,06	0,16	0,12	25	0,10	60
2009	7,71	0,16	0,12	25	0,10	60
2010	11,64	0,16	0,12	25	0,10	60
2011	41,27	0,16	0,12	25	0,10	60
2012	27,20	0,16	0,12	25	0,10	60
2013	28,05	0,16	0,12	25	0,10	60

Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Classique - Mannville						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi^3/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	1,49	0,10	0,08	25	0,05	60
2006	0,48	0,10	0,08	25	0,05	60
2007	1,04	0,10	0,08	25	0,05	60
2008	1,61	0,10	0,08	25	0,05	60
2009	0,14	0,10	0,08	25	0,05	60
2010	2,48	0,10	0,08	25	0,05	60
2011	0,47	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	1,66	0,16	0,12	25	0,05	60
2013	4,36	0,16	0,12	25	0,05	60

Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Classique - Mannville inférieur, Jurassique						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi^3/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	12,79	0,12	0,10	25	0,08	60
2006	13,61	0,12	0,10	25	0,08	60
2007	13,50	0,12	0,10	25	0,08	60
2008	9,65	0,12	0,10	25	0,08	60
2009	8,78	0,12	0,10	25	0,08	60
2010	7,11	0,12	0,10	25	0,08	60
2011	21,86	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	21,00	0,16	0,12	25	0,05	60
2013	44,60	0,16	0,12	25	0,05	60

Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Classique - Mississippien						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi^3/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	14,14	0,16	0,12	25	0,10	60
2006	14,77	0,16	0,12	25	0,10	60
2007	21,50	0,16	0,12	25	0,10	60
2008	7,33	0,16	0,12	25	0,10	60
2009	11,81	0,16	0,12	25	0,10	60
2010	1,06	0,16	0,12	25	0,10	60
2011	4,18	0,16	0,12	25	0,10	60
2012	2,38	0,16	0,12	25	0,10	60
2013	1,25	0,16	0,12	25	0,10	60

Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Classique - Dévonien supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	53,82	0,20	0,16	25	0,12	60
2006	5,38	0,20	0,16	25	0,12	60
2007	29,60	0,20	0,16	25	0,12	60
2008	12,11	0,20	0,16	25	0,12	60
2009	1,68	0,20	0,16	25	0,12	60
2010	4,13	0,20	0,16	25	0,12	60
2011	0,50	0,20	0,16	25	0,12	60
2012	1,90	0,20	0,16	25	0,12	60
2013	0,53	0,20	0,16	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Réservoir étanche - Colorado						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	9,02	0,17	0,12	25	0,05	60
2006	14,09	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	6,02	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	5,94	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	1,27	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	7,39	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	2,14	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	5,49	0,16	0,12	25	0,05	60
2013	0,34	0,16	0,12	25	0,05	60

Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Réservoir étanche - Mannville						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	23,08	0,16	0,12	25	0,08	60
2006	33,23	0,16	0,12	25	0,08	60
2007	29,42	0,16	0,12	25	0,08	60
2008	34,19	0,16	0,12	25	0,08	60
2009	17,34	0,16	0,12	25	0,08	60
2010	43,88	0,16	0,12	25	0,08	60
2011	94,25	0,16	0,12	25	0,08	60
2012	63,75	0,16	0,12	25	0,08	60
2013	377,99	0,16	0,12	25	0,08	60

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Classique - Colorado supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	7,40	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	11,00	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	7,04	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	11,33	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	4,40	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	5,34	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	1,71	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	6,16	0,16	0,12	25	0,05	60
2013	0,60	0,16	0,12	25	0,05	60

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Classique - Colorado, Mannville						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	9,23	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	7,37	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	11,16	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	20,30	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	14,59	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	10,34	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	13,64	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	15,49	0,16	0,12	25	0,05	60
2013	0,76	0,16	0,12	25	0,05	60

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Classique - Jurassique, Trias, Permien						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	1,88	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	19,13	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	9,40	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	6,42	0,16	0,12	24	0,05	60
2009	14,57	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	9,95	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	12,56	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,76	0,16	0,12	25	0,05	60
2013	1,83	0,16	0,12	25	0,05	60

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Classique - Mississippien						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	17,18	0,14	0,12	25	0,10	60
2006	17,88	0,14	0,12	25	0,05	60
2007	19,32	0,14	0,12	25	0,10	60
2008	46,84	0,16	0,14	25	0,05	60
2009	43,20	0,14	0,12	25	0,10	60
2010	24,81	0,16	0,14	25	0,05	60
2011	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0
2012	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0
2013	1,85	0,16	0,12	25	0,05	60

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Classique - Dévonien supérieur, Dévonien moyen						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	25,11	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	9,90	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	22,73	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	4,83	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	3,16	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	2,63	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	4,37	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0
2013	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Réservoir étanche - Colorado						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	2,22	0,16	0,12	25	0,08	60
2006	2,23	0,16	0,12	25	0,08	60
2007	1,60	0,16	0,12	25	0,08	60
2008	0,38	0,16	0,12	25	0,08	60
2009	1,83	0,16	0,12	25	0,08	60
2010	0,00	0,16	0,12	25	0,08	60
2011	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0
2012	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0
2013	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Réservoir étanche - Mannville						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi^3/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	0,27	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	1,44	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	1,70	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	0,05	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	1,85	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	0,00	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	1,88	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	2,75	0,16	0,12	25	0,05	60
2013	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Réservoir étanche - Jurassique						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi^3/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2007	8,47	0,16	0,12	25	0,08	60
2008	20,19	0,16	0,12	25	0,08	60
2009	5,07	0,16	0,12	25	0,08	60
2010	0,00	0,16	0,12	25	0,08	60
2011	1,29	0,16	0,12	25	0,08	60
2012	3,30	0,16	0,12	25	0,08	60
2013	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0

Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Classique - Colorado						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi^3/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	4,50	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	3,94	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	1,59	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	4,74	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	1,81	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	0,71	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	0,10	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,02	0,16	0,12	25	0,05	60
2013	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0

Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Classique - Mannville, Jurassique						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	20,55	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	18,00	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	21,79	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	14,69	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	3,91	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	1,09	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	1,06	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,29	0,16	0,12	25	0,05	60
2013	3,58	0,16	0,12	25	0,05	60

Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Classique - Trias						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	12,00	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	9,09	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	7,74	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	7,21	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	5,07	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	1,05	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	0,96	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,52	0,16	0,12	25	0,05	60
2013	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0

Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Classique - Dévonien supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	9,90	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	22,73	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	4,83	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	3,16	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	2,63	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	4,37	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	0,00	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,00	0,16	0,12	25	0,05	60
2013	0,00	0,16	0,12	25	0,05	60

Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Réservoir étanche - Colorado, Mannville						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi^3/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	26,21	0,16	0,12	25	0,10	60
2006	35,23	0,16	0,12	25	0,10	60
2007	29,28	0,16	0,12	25	0,10	60
2008	29,61	0,16	0,12	25	0,10	60
2009	18,63	0,16	0,12	25	0,10	60
2010	26,62	0,16	0,12	25	0,10	60
2011	27,97	0,16	0,12	25	0,10	60
2012	18,92	0,16	0,12	25	0,10	60
2013	16,22	0,16	0,12	25	0,10	60

Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Réservoir étanche - Trias						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi^3/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	7,37	0,16	0,12	25	0,10	60
2006	15,57	0,16	0,12	25	0,10	60
2007	7,69	0,16	0,12	25	0,10	60
2008	1,40	0,16	0,12	25	0,10	60
2009	2,75	0,16	0,12	25	0,10	60
2010	2,70	0,16	0,12	25	0,10	60
2011	2,15	0,16	0,12	25	0,10	60
2012	0,80	0,16	0,12	25	0,10	60
2013	1,17	0,16	0,12	25	0,10	60

Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Réservoir étanche - Montney						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi^3/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2007	2,30	0,16	0,12	25	0,10	60
2008	12,06	0,16	0,12	25	0,10	60
2009	15,36	0,16	0,12	25	0,10	60
2010	17,04	0,16	0,12	25	0,10	60
2011	15,64	0,16	0,12	25	0,10	60
2012	8,26	0,16	0,12	25	0,10	60
2013	13,00	0,16	0,12	25	0,10	60

Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Réservoir étanche - Duvernay						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2011	0,46	0,20	0,16	25	0,12	60
2012	3,31	0,20	0,16	25	0,12	60
2013	20,28	0,20	0,16	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Classique - Crétacé supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	6,81	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	2,03	0,10	0,08	25	0,05	60
2007	3,30	0,16	0,14	25	0,05	60
2008	1,26	0,16	0,14	25	0,05	45
2009	3,04	0,16	0,14	25	0,05	45
2010	2,34	0,16	0,14	25	0,05	45
2011	4,32	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	3,87	0,16	0,12	25	0,05	60
2013	2,86	0,16	0,12	25	0,05	60

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Classique - Colorado supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	5,03	0,16	0,14	25	0,05	60
2006	8,80	0,16	0,14	25	0,05	60
2007	15,84	0,16	0,14	25	0,05	60
2008	2,80	0,16	0,14	25	0,05	45
2009	3,16	0,16	0,14	25	0,05	45
2010	4,62	0,16	0,14	25	0,05	45
2011	11,06	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	9,06	0,16	0,12	25	0,05	60
2013	5,21	0,16	0,12	25	0,05	60

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Classique - Mannville, Jurassique						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi^3/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	1,60	0,16	0,14	25	0,05	60
2006	4,57	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	3,12	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	2,47	0,16	0,12	25	0,05	45
2009	0,62	0,16	0,12	25	0,05	45
2010	2,48	0,10	0,08	25	0,05	45
2011	3,41	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	1,19	0,16	0,12	25	0,05	60
2013	1,60	0,16	0,12	25	0,05	60

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Classique - Trias						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi^3/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	7,85	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	6,15	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	3,23	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	0,80	0,16	0,12	25	0,05	45
2009	0,69	0,16	0,12	20	0,05	40
2010	1,19	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	1,06	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,15	0,16	0,12	25	0,05	60
2013	0,13	0,16	0,12	25	0,05	60

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Classique - Dévonien supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi^3/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	4,04	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	0,17	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	6,29	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	4,44	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	0,13	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	1,28	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	0,01	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0
2013	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Réservoir étanche - Colorado supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	60,35	0,20	0,16	25	0,12	60
2006	54,76	0,20	0,16	25	0,12	60
2007	52,13	0,20	0,16	25	0,12	60
2008	26,52	0,20	0,16	25	0,12	60
2009	17,79	0,20	0,16	25	0,12	60
2010	28,07	0,20	0,16	25	0,12	60
2011	45,89	0,20	0,16	25	0,12	60
2012	55,60	0,20	0,16	25	0,12	60
2013	21,24	0,20	0,16	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Réservoir étanche - Colorado						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	7,49	0,16	0,12	25	0,08	60
2006	6,72	0,16	0,12	25	0,08	60
2007	10,08	0,16	0,12	25	0,08	60
2008	6,64	0,16	0,12	25	0,08	60
2009	5,22	0,16	0,12	25	0,08	60
2010	3,60	0,16	0,12	25	0,08	60
2011	0,34	0,16	0,12	25	0,08	60
2012	1,11	0,16	0,12	25	0,08	60
2013	7,68	0,16	0,12	25	0,08	60

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Réservoir étanche - Mannville, Jurassique						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	144,24	0,16	0,12	25	0,10	60
2006	211,72	0,16	0,12	25	0,10	60
2007	177,60	0,16	0,12	25	0,10	60
2008	204,62	0,16	0,12	25	0,10	60
2009	139,58	0,16	0,12	25	0,10	60
2010	229,34	0,16	0,12	25	0,10	60
2011	323,96	0,16	0,12	25	0,10	60
2012	302,54	0,16	0,12	25	0,10	60
2013	316,78	0,16	0,12	25	0,10	60

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Réservoir étanche - Trias						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi^3/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	5,15	0,16	0,12	25	0,10	60
2006	3,38	0,16	0,12	25	0,10	60
2007	2,12	0,16	0,12	25	0,10	60
2008	4,61	0,16	0,12	25	0,10	60
2009	1,24	0,16	0,12	25	0,10	60
2010	6,42	0,16	0,12	25	0,10	60
2011	8,20	0,16	0,12	25	0,10	60
2012	8,03	0,16	0,12	25	0,10	60
2013	13,73	0,16	0,12	25	0,10	60

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Réservoir étanche - Montney						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi^3/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2008	7,71	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	4,80	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	37,73	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	49,92	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	99,94	0,16	0,12	25	0,05	60
2013	112,03	0,16	0,12	25	0,05	60

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Réservoir étanche - Duvernay						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi^3/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2012	2,07	0,20	0,16	25	0,12	60
2013	2,07	0,20	0,16	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de l'Alberta - Classique - Mannville, Dévonien supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi^3/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	10,53	0,16	0,14	25	0,05	60
2006	15,24	0,16	0,14	25	0,05	60
2007	10,23	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	5,40	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	6,00	0,16	0,14	25	0,05	60
2010	3,35	0,16	0,14	25	0,05	60
2011	1,11	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,65	0,16	0,12	25	0,05	60
2013	0,15	0,16	0,12	25	0,05	60

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Colorado supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	1,00	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	0,34	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	0,36	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	0,09	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	0,42	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	0,08	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	3,15	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0
2013	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Colorado, Mannville supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	4,36	0,20	0,16	25	0,10	60
2006	3,88	0,20	0,16	25	0,10	60
2007	4,46	0,20	0,16	25	0,10	60
2008	1,20	0,20	0,16	25	0,10	60
2009	0,76	0,20	0,16	25	0,10	60
2010	1,78	0,20	0,16	25	0,10	60
2011	1,01	0,20	0,16	25	0,10	60
2012	0,10	0,20	0,16	25	0,10	60
2013	1,86	0,20	0,16	25	0,10	60

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Mannville moyen, Mannville inférieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	9,10	0,20	0,16	25	0,10	60
2006	12,78	0,20	0,16	25	0,10	60
2007	9,83	0,20	0,16	25	0,10	60
2008	4,08	0,20	0,16	25	0,10	60
2009	4,40	0,20	0,16	25	0,10	60
2010	2,63	0,20	0,16	25	0,10	60
2011	0,52	0,20	0,16	25	0,10	60
2012	0,75	0,20	0,16	25	0,10	60
2013	0,01	0,20	0,16	25	0,10	60

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Trias supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi^3/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	0,56	0,16	0,12	25	0,10	60
2006	1,22	0,16	0,12	25	0,10	60
2007	1,48	0,16	0,12	25	0,10	60
2008	0,59	0,16	0,12	25	0,10	60
2009	1,23	0,16	0,12	25	0,10	60
2010	0,94	0,16	0,12	25	0,10	60
2011	1,07	0,16	0,12	25	0,10	60
2012	0,42	0,16	0,12	25	0,10	60
2013	0,17	0,16	0,12	25	0,10	60

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Trias inférieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi^3/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	3,19	0,16	0,12	25	0,08	60
2006	16,74	0,16	0,12	25	0,08	60
2007	10,47	0,16	0,12	25	0,08	60
2008	4,11	0,16	0,12	25	0,08	60
2009	5,69	0,16	0,12	25	0,08	60
2010	5,16	0,16	0,12	25	0,08	60
2011	4,52	0,16	0,12	25	0,08	60
2012	0,56	0,16	0,12	25	0,08	60
2013	2,29	0,16	0,12	25	0,08	60

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Mississippien						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi^3/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	8,62	0,16	0,12	25	0,08	60
2006	7,90	0,16	0,12	25	0,08	60
2007	8,21	0,16	0,12	25	0,08	60
2008	21,20	0,16	0,12	25	0,08	60
2009	5,60	0,16	0,12	25	0,08	60
2010	3,59	0,16	0,12	25	0,08	60
2011	1,89	0,16	0,12	25	0,08	60
2012	2,19	0,16	0,12	25	0,08	60
2013	0,08	0,16	0,12	25	0,08	60

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Dévonien supérieur, Dévonien moyen						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	4,83	0,16	0,12	25	0,08	60
2006	1,23	0,16	0,12	25	0,08	60
2007	6,07	0,16	0,12	25	0,08	60
2008	0,71	0,16	0,12	25	0,08	60
2009	0,21	0,16	0,12	25	0,08	60
2010	0,42	0,16	0,12	25	0,08	60
2011	1,93	0,16	0,12	25	0,08	60
2012	3,07	0,16	0,12	25	0,08	60
2013	0,39	0,16	0,12	25	0,08	60

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Réservoir étanche - Trias						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	34,98	0,20	0,16	25	0,12	60
2006	8,52	0,20	0,16	25	0,12	60
2007	5,37	0,20	0,16	25	0,12	60
2008	4,30	0,20	0,16	25	0,12	60
2009	2,11	0,20	0,16	25	0,12	60
2010	2,14	0,20	0,16	25	0,12	60
2011	0,54	0,20	0,16	25	0,12	60
2012	0,00	0,20	0,16	0	0,12	0
2013	3,00	0,20	0,16	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Réservoir étanche - Trias inférieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	4,27	0,16	0,12	25	0,10	60
2006	4,32	0,16	0,12	25	0,10	60
2007	2,91	0,16	0,12	25	0,10	60
2008	4,34	0,16	0,12	25	0,10	60
2009	1,21	0,16	0,12	25	0,10	60
2010	1,12	0,16	0,12	25	0,10	60
2011	0,28	0,16	0,12	25	0,10	60
2012	2,47	0,16	0,12	25	0,10	60
2013	10,36	0,16	0,12	25	0,10	60

Groupe de ressources - Gaz - Nord-ouest de l'Alberta - Classique - Mannville						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi^3/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	9,48	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	12,93	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	3,61	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	24,36	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	5,11	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	4,28	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	0,58	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,41	0,16	0,12	25	0,05	60
2013	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0

Groupe de ressources - Gaz - Nord-ouest de l'Alberta - Classique - Mississippien						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi^3/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	7,80	0,16	0,12	25	0,08	60
2006	7,43	0,16	0,12	25	0,08	60
2007	1,54	0,16	0,12	25	0,08	60
2008	3,90	0,16	0,12	25	0,08	60
2009	0,61	0,16	0,12	25	0,08	60
2010	0,41	0,16	0,12	25	0,08	60
2011	0,08	0,16	0,12	25	0,08	60
2012	0,00	0,00	0,00	0	0,08	0
2013	0,00	0,00	0,00	0	0,08	0

Groupe de ressources - Gaz - Nord-ouest de l'Alberta - Classique - Dévonien supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi^3/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	8,45	0,16	0,12	25	0,08	60
2006	11,34	0,16	0,12	25	0,08	60
2007	1,74	0,16	0,12	25	0,08	60
2008	3,53	0,16	0,12	25	0,08	60
2009	2,92	0,16	0,12	25	0,08	60
2010	0,91	0,16	0,12	25	0,08	60
2011	0,05	0,16	0,12	25	0,08	60
2012	0,06	0,16	0,12	25	0,08	60
2013	0,01	0,16	0,12	25	0,08	60

Groupe de ressources - Gaz - Nord-ouest de l'Alberta - Classique - Dévonien moyen						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	6,94	0,20	0,16	25	0,12	60
2006	2,88	0,20	0,16	25	0,12	60
2007	1,84	0,20	0,16	25	0,12	60
2008	0,78	0,20	0,16	25	0,12	60
2009	0,51	0,20	0,16	25	0,12	60
2010	0,44	0,20	0,16	25	0,12	60
2011	0,32	0,20	0,16	25	0,12	60
2012	0,00	0,20	0,16	0	0,12	0
2013	0,98	0,20	0,16	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (C.-B.) - Classique - Colorado						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	2,15	0,20	0,16	25	0,12	60
2006	0,15	0,20	0,16	25	0,12	60
2007	0,06	0,20	0,16	25	0,12	60
2008	0,59	0,20	0,16	25	0,12	60
2009	0,03	0,20	0,16	25	0,12	60
2010	2,10	0,20	0,16	25	0,12	60
2011	0,00	0,20	0,16	0	0,12	0
2012	0,00	0,20	0,16	0	0,12	0
2013	0,13	0,20	0,16	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (C.-B.) - Classique - Trias inférieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	72,41	0,16	0,12	25	0,10	60
2006	8,11	0,16	0,12	25	0,10	60
2007	26,65	0,16	0,12	25	0,10	60
2008	17,92	0,16	0,12	25	0,10	60
2009	10,30	0,16	0,12	25	0,10	60
2010	13,26	0,16	0,12	25	0,10	60
2011	12,41	0,16	0,12	25	0,10	60
2012	0,61	0,16	0,12	25	0,10	60
2013	16,50	0,16	0,12	25	0,10	60

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (C.-B.) - Réservoir étanche - Colorado						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi^3/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	0,75	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	1,45	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	2,32	0,16	0,12	12	0,05	60
2008	0,96	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	3,54	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	0,00	0,10	0,08	25	0,05	60
2011	0,92	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0
2013	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (C.-B.) - Réservoir étanche - Mannville						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi^3/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	53,14	0,16	0,12	25	0,10	60
2006	25,50	0,16	0,12	25	0,10	60
2007	11,51	0,16	0,12	25	0,10	60
2008	18,71	0,16	0,12	25	0,10	60
2009	10,14	0,16	0,12	25	0,10	60
2010	27,13	0,16	0,12	25	0,10	60
2011	28,64	0,16	0,12	25	0,10	60
2012	6,65	0,16	0,12	25	0,10	60
2013	11,82	0,16	0,12	25	0,10	60

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (C.-B.) - Réservoir étanche - Montney						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi^3/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2006	65,91	0,20	0,14	25	0,12	60
2007	0,59	0,20	0,14	25	0,12	60
2008	10,53	0,20	0,14	25	0,12	60
2009	26,29	0,20	0,14	25	0,12	60
2010	36,68	0,20	0,14	25	0,12	60
2011	144,30	0,20	0,14	25	0,12	60
2012	43,03	0,20	0,14	25	0,12	60
2013	27,02	0,20	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Fort St. John - Classique - Mannville						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	52,41	0,22	0,20	25	0,14	60
2006	59,04	0,22	0,20	25	0,14	60
2007	26,67	0,22	0,20	25	0,14	60
2008	32,80	0,22	0,20	25	0,14	60
2009	8,40	0,22	0,20	25	0,14	60
2010	17,97	0,22	0,20	25	0,14	60
2011	3,77	0,22	0,20	25	0,14	60
2012	0,78	0,22	0,20	25	0,14	60
2013	0,00	0,22	0,20	25	0,14	60

Groupe de ressources - Gaz - Fort St. John - Classique - Trias						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	163,48	0,20	0,16	25	0,12	60
2006	35,53	0,20	0,16	25	0,12	60
2007	28,35	0,20	0,16	25	0,12	60
2008	31,62	0,20	0,16	25	0,12	60
2009	16,54	0,20	0,16	25	0,12	60
2010	20,27	0,20	0,16	25	0,12	60
2011	12,70	0,20	0,16	25	0,12	60
2012	27,36	0,20	0,16	25	0,12	60
2013	21,09	0,20	0,16	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Fort St. John - Classique - Permien, Mississippien						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	3,00	0,16	0,12	25	0,10	60
2006	9,86	0,16	0,12	25	0,10	60
2007	17,05	0,16	0,12	25	0,10	60
2008	12,08	0,16	0,12	25	0,10	60
2009	14,96	0,16	0,12	25	0,10	60
2010	4,17	0,16	0,12	25	0,10	60
2011	5,77	0,16	0,12	25	0,10	60
2012	0,00	0,00	0,00	0	0,10	0
2013	0,00	0,00	0,00	0	0,10	0

Groupe de ressources - Gaz - Fort St. John - Classique - Dévonien supérieur, Dévonien moyen						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	6,84	0,20	0,16	25	0,12	60
2006	3,96	0,20	0,16	25	0,12	60
2007	1,02	0,20	0,16	25	0,12	60
2008	0,00	0,20	0,16	0	0,12	0
2009	3,12	0,20	0,16	25	0,12	60
2010	9,14	0,20	0,16	25	0,12	60
2011	1,03	0,20	0,16	25	0,12	60
2012	0,00	0,20	0,16	0	0,12	0
2013	0,00	0,20	0,16	0	0,12	0

Groupe de ressources - Gaz - Fort St. John - Réservoir étanche - Montney						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2006	8,84	0,16	0,12	25	0,10	60
2007	73,35	0,16	0,12	25	0,10	60
2008	138,68	0,16	0,12	25	0,10	60
2009	265,91	0,16	0,12	25	0,10	60
2010	281,07	0,16	0,12	25	0,10	60
2011	215,14	0,16	0,12	25	0,10	60
2012	331,16	0,16	0,12	25	0,10	60
2013	331,73	0,16	0,12	25	0,10	60

Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de la C.-B. - Classique - Mannville inférieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	0,84	0,16	0,12	25	0,10	60
2006	4,32	0,16	0,12	25	0,10	60
2007	0,00	0,00	0,00	0	0,10	0
2008	0,73	0,16	0,12	25	0,10	60
2009	0,00	0,00	0,00	0	0,10	0
2010	0,00	0,16	0,12	25	0,10	60
2011	0,00	0,00	0,00	0	0,10	0
2012	2,17	0,16	0,12	25	0,10	60
2013	0,00	0,00	0,00	0	0,10	0

Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de la C.-B. - Classique - Permien, Mississippien						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	9,19	0,18	0,16	25	0,12	60
2006	3,17	0,18	0,16	25	0,12	60
2007	9,49	0,18	0,16	25	0,12	60
2008	1,14	0,18	0,16	25	0,12	60
2009	0,98	0,18	0,16	25	0,12	60
2010	0,25	0,18	0,16	25	0,12	60
2011	2,18	0,18	0,16	25	0,12	60
2012	0,00	0,18	0,16	0	0,12	0
2013	0,00	0,18	0,16	0	0,12	0

Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de la C.-B. - Classique - Dévonien supérieur, Dévonien moyen						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	32,65	0,20	0,16	25	0,12	60
2006	10,82	0,20	0,16	25	0,12	60
2007	7,45	0,20	0,16	25	0,12	60
2008	2,92	0,20	0,16	25	0,12	60
2009	0,37	0,20	0,16	25	0,12	60
2010	7,98	0,20	0,16	25	0,12	60
2011	1,20	0,20	0,16	25	0,12	60
2012	0,00	0,20	0,16	0	0,12	0
2013	2,77	0,20	0,16	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de la C.-B. - Réservoir étanche - Dévonien supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	111,78	0,30	0,16	25	0,12	60
2006	66,25	0,30	0,16	25	0,12	60
2007	71,61	0,30	0,16	25	0,12	60
2008	66,57	0,30	0,16	25	0,12	60
2009	37,23	0,30	0,16	25	0,12	60
2010	34,99	0,30	0,16	25	0,12	60
2011	38,58	0,30	0,16	25	0,12	60
2012	0,00	0,30	0,16	0	0,12	0
2013	0,00	0,30	0,16	0	0,12	0

Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de la C.-B. - Schiste - Horn River						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2006	3,65	0,24	0,16	25	0,12	60
2007	0,33	0,24	0,16	25	0,12	60
2008	24,66	0,24	0,16	25	0,12	60
2009	68,51	0,24	0,16	25	0,12	60
2010	291,01	0,24	0,16	25	0,12	60
2011	206,74	0,24	0,16	25	0,12	60
2012	316,04	0,24	0,16	25	0,12	60
2013	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0

Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de la C.-B. - Schiste - Cordova						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2010	4,95	0,20	0,16	20	0,12	60
2011	16,42	0,20	0,16	25	0,12	60
2012	19,83	0,20	0,16	25	0,12	60
2013	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0

Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de la C.-B. - Schiste - Liard						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2011	9,17	0,16	0,12	25,00	0,05	60,00
2012	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2013	0,37	0,16	0,12	25,00	0,05	60,00

Groupe de ressources - Gaz - Piémonts de la C.-B. - Classique - Colorado, Mannville						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	2,39	0,20	0,16	25	0,12	60
2006	6,98	0,20	0,16	25	0,12	60
2007	6,49	0,20	0,16	25	0,12	60
2008	9,89	0,20	0,16	25	0,12	60
2009	2,83	0,20	0,16	25	0,12	60
2010	3,44	0,20	0,16	25	0,12	60
2011	18,80	0,20	0,16	25	0,12	60
2012	0,00	0,20	0,16	0	0,12	0
2013	0,00	0,20	0,16	0	0,12	0

Groupe de ressources - Gaz - Piémonts de la C.-B. - Classique - Trias, Permien, Mississippien						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	63,60	0,10	0,08	25	0,10	60
2006	100,26	0,16	0,12	25	0,10	60
2007	39,30	0,16	0,12	25	0,10	60
2008	73,20	0,16	0,12	25	0,10	60
2009	41,90	0,16	0,12	25	0,10	60
2010	4,75	0,16	0,12	25	0,10	60
2011	27,99	0,16	0,12	25	0,10	60
2012	2,64	0,16	0,12	25	0,10	60
2013	90,49	0,16	0,12	25	0,10	60

Groupe de ressources - Gaz - Piémonts de la C.-B. - Réservoir étanche - Montney						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	4,71	0,16	0,12	25	0,10W	60
2006	0,00	0,00	0,00	0	0,10	0
2007	5,31	0,16	0,12	25	0,10	60
2008	0,00	0,00	0,00	0	0,10	0
2009	3,74	0,16	0,12	25	0,10	60
2010	21,74	0,16	0,12	25	0,10	60
2011	44,81	0,16	0,12	25	0,10	60
2012	42,47	0,16	0,12	25	0,10	60
2013	203,26	0,16	0,12	25	0,10	60

Groupe de ressources - Gaz - Sud-ouest de la Saskatchewan - Réservoir étanche - Colorado supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	55,16	0,16	0,12	25	0,10	60
2006	50,68	0,16	0,12	25	0,10	60
2007	41,43	0,16	0,12	25	0,10	60
2008	35,31	0,16	0,12	25	0,10	60
2009	36,04	0,16	0,12	25	0,10	60
2010	18,88	0,16	0,12	25	0,10	60
2011	9,69	0,16	0,12	25	0,10	60
2012	6,65	0,16	0,12	25	0,10	60
2013	1,09	0,16	0,12	25	0,10	60

Groupe de ressources - Gaz - Ouest de la Saskatchewan - Classique - Colorado						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	3,90	0,16	0,12	25	0,08	60
2006	9,89	0,16	0,12	25	0,08	60
2007	4,03	0,16	0,12	25	0,08	60
2008	3,49	0,16	0,12	25	0,08	60
2009	8,42	0,16	0,12	25	0,08	60
2010	1,22	0,16	0,12	25	0,08	60
2011	0,12	0,16	0,12	25	0,08	60
2012	0,14	0,16	0,12	25	0,08	60
2013	0,08	0,16	0,12	25	0,08	60

Groupe de ressources - Gaz - Ouest de la Saskatchewan - Classique - Mannville moyen, Mannville inférieur, Mississippien						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	7,76	0,20	0,16	25	0,12	60
2006	19,95	0,20	0,16	25	0,12	60
2007	5,46	0,20	0,16	25	0,12	60
2008	9,39	0,20	0,16	25	0,12	60
2009	3,01	0,20	0,16	25	0,12	60
2010	2,92	0,20	0,16	25	0,12	60
2011	2,27	0,20	0,16	25	0,12	60
2012	2,21	0,20	0,16	25	0,12	60
2013	2,92	0,20	0,16	25	0,12	60

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

Groupe de ressources - Gaz - MH Alberta - Mannville										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,24	0,40	0,20	16	0,15	36	0,10	90	0,10	500
2006	0,38	0,01	0,40	15	0,20	30	0,15	50	0,10	100
2007	0,38	0,01	0,40	15	0,20	30	0,15	50	0,10	100
2008	0,38	0,01	0,40	15	0,20	30	0,15	50	0,10	100
2009	0,38	0,01	0,40	15	0,20	30	0,15	50	0,10	100
2010	0,38	0,01	0,40	15	0,20	30	0,15	50	0,10	100
2011	0,38	0,01	0,40	15	0,20	30	0,15	50	0,10	100
2012	0,38	0,01	0,40	15	0,20	30	0,15	50	0,10	100
2013	0,38	0,01	0,40	15	0,20	30	0,15	50	0,10	100
2014	0,38	0,01	0,40	15	0,20	30	0,15	50	0,10	100
2015	0,38	0,01	0,40	15	0,20	30	0,15	50	0,10	100
2016	0,38	0,01	0,40	15	0,20	30	0,15	50	0,10	100
2017	0,38	0,01	0,40	15	0,20	30	0,15	50	0,10	100

Groupe de ressources - Gaz - MH Alberta - Horseshoe Canyon										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,06	0,25	0,16	7	0,17	20	0,12	45	0,10	90
2006	0,07	0,25	0,18	7	0,16	20	0,12	45	0,10	90
2007	0,07	0,50	0,20	7	0,16	20	0,12	45	0,10	90
2008	0,06	0,40	0,20	7	0,16	20	0,14	45	0,10	90
2009	0,06	0,45	0,20	7	0,15	20	0,10	45	0,10	90
2010	0,05	0,30	0,20	7	0,15	20	0,10	45	0,10	90
2011	0,04	0,50	0,30	7	0,20	20	0,10	45	0,10	90
2012	0,04	0,50	0,30	7	0,20	20	0,10	45	0,10	90
2013	0,05	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2014	0,06	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2015	0,06	0,70	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2016	0,06	0,70	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2017	0,06	0,70	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90

Groupe de ressources – Gaz – MH Alberta – Autre										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2006	0,06	0,80	0,30	7	0,20	20	0,05	45	0,05	90
2007	0,07	0,75	0,35	7	0,16	20	0,05	45	0,05	90
2008	0,05	0,50	0,30	7	0,11	20	0,08	45	0,50	90
2009	0,03	0,40	0,21	7	0,18	20	0,10	45	0,05	90
2010	0,03	0,35	0,25	7	0,16	20	1,20	45	0,05	90
2011	0,03	0,55	0,35	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,03	0,55	0,35	7	0,60	20	0,12	45	0,10	90
2013	0,03	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2014	0,03	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2015	0,03	0,70	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2016	0,03	0,70	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2017	0,03	0,70	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90

Groupe de ressources – Gaz – Sud de l'Alberta – Classique – Tertiaire, Crétacé supérieur, Colorado supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,07	0,73	0,45	7	0,22	20	0,14	45	0,08	90
2006	0,08	1,05	0,37	7	0,22	20	0,14	45	0,10	90
2007	0,08	0,60	0,40	7	0,18	20	0,14	45	0,08	82
2008	0,10	0,62	0,45	10	0,22	20	0,14	45	0,08	80
2009	0,08	0,80	0,45	8	0,22	20	0,14	45	0,08	90
2010	0,11	0,80	0,44	7	0,25	20	0,14	45	0,08	90
2011	0,08	0,65	0,40	7	0,25	20	0,14	45	0,08	90
2012	0,07	0,65	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2013	0,02	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2014	0,01	0,80	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2015	0,01	0,80	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2016	0,01	0,80	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2017	0,01	0,80	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90

Groupe de ressources – Gaz – Sud de l'Alberta – Classique – Colorado										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,21	0,85	0,60	10	0,35	20	0,16	45	0,08	90
2006	0,15	1,35	0,57	7	0,30	30	0,14	50	0,08	90
2007	0,12	0,80	0,62	10	0,22	20	0,12	45	0,08	90
2008	0,11	0,95	0,50	7	0,15	20	0,12	45	0,08	90
2009	0,12	1,25	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,08	90
2010	0,22	0,95	0,40	7	0,30	20	0,16	45	0,08	90
2011	0,22	1,25	0,55	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90
2012	0,03	0,85	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90
2013	0,07	0,95	0,55	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2014	0,07	0,95	0,55	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2015	0,07	0,95	0,55	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2016	0,07	0,95	0,55	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2017	0,07	0,95	0,55	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90

Groupe de ressources – Gaz – Sud de l'Alberta – Classique – Mannville										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,28	0,55	0,65	7	0,45	20	0,20	45	0,10	90
2006	0,24	0,70	0,60	7	0,33	20	0,16	45	0,10	90
2007	0,23	0,70	0,45	7	0,35	20	0,20	45	0,10	90
2008	0,32	0,70	0,50	10	0,25	20	0,18	45	0,10	90
2009	0,26	0,85	0,35	7	0,22	20	0,16	45	0,10	90
2010	0,29	1,00	0,50	7	0,35	20	0,20	45	0,10	90
2011	0,32	1,30	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2012	0,28	0,95	0,55	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2013	0,10	0,90	0,55	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2014	0,09	0,90	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,10	90
2015	0,09	0,90	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,10	90
2016	0,09	0,90	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,10	90
2017	0,09	0,90	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,10	90

Groupe de ressources – Gaz – Sud-ouest de l'Alberta – Étanche – Colorado supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,28	0,55	0,65	7	0,45	20	0,20	45	0,10	90
2006	0,24	0,70	0,60	7	0,33	20	0,16	45	0,10	90
2007	0,23	0,70	0,45	7	0,35	20	0,20	45	0,10	90
2008	0,32	0,70	0,50	10	0,25	20	0,18	45	0,10	90
2009	0,26	0,85	0,35	7	0,22	20	0,16	45	0,10	90
2010	0,29	1,00	0,50	7	0,35	20	0,20	45	0,10	90
2011	0,32	1,30	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2012	0,28	0,95	0,55	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2013	0,10	0,90	0,55	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2014	0,09	0,90	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,10	90
2015	0,09	0,90	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,10	90
2016	0,09	0,90	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,10	90
2017	0,09	0,90	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,10	90

Groupe de ressources – Gaz – Sud-ouest de l'Alberta – Classique – Tertiaire, Crétacé supérieur, Colorado supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,15	1,20	0,40	7	0,30	20	0,16	45	0,10	90
2006	0,12	1,05	0,45	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2007	0,14	1,40	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2008	0,12	1,30	0,50	7	0,27	20	0,16	45	0,10	90
2009	0,10	0,80	0,55	7	0,32	20	0,18	45	0,10	90
2010	0,08	0,95	0,55	7	0,30	20	0,18	45	0,10	90
2011	0,07	0,65	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2012	0,11	0,90	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2013	0,07	0,90	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2014	0,07	0,90	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2015	0,07	0,90	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2016	0,07	0,90	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2017	0,07	0,90	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90

Groupe de ressources – Gaz – Sud-ouest de l'Alberta – Classique – Colorado										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,11	0,98	0,40	7	0,30	20	0,24	45	0,12	90
2006	0,22	1,45	0,65	7	0,33	20	0,20	45	0,12	90
2007	0,25	1,05	0,65	7	0,35	20	0,24	45	0,12	90
2008	0,26	1,05	0,65	7	0,35	20	0,24	45	0,12	90
2009	0,12	1,95	0,70	7	0,37	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,31	1,65	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,07	0,80	0,40	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,23	1,05	0,60	7	0,30	20	0,24	45	0,12	90
2013	0,12	1,05	0,60	7	0,30	20	0,24	45	0,12	90
2014	0,12	1,05	0,60	7	0,30	20	0,24	45	0,12	90
2015	0,12	1,05	0,60	7	0,30	20	0,24	45	0,12	90
2016	0,12	1,05	0,60	7	0,30	20	0,24	45	0,12	90
2017	0,12	1,05	0,60	7	0,30	20	0,24	45	0,12	90

Groupe de ressources – Gaz – Sud-ouest de l'Alberta – Classique – Mannville moyen, Mannville inférieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,55	1,15	0,65	7	0,37	20	0,22	45	0,12	90
2006	0,44	0,85	0,80	7	0,40	20	0,20	45	0,12	90
2007	0,43	0,75	0,58	7	0,45	20	0,30	45	0,12	90
2008	0,44	0,75	0,45	7	0,32	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,52	1,00	0,45	7	0,32	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,45	1,25	0,75	7	0,35	20	0,20	45	0,12	90
2011	0,85	0,65	0,40	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2012	0,12	1,25	0,65	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,18	0,85	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2014	0,08	0,85	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,08	0,85	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2016	0,08	0,85	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2017	0,08	0,85	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources – Gaz – Sud-ouest de l'Alberta – Classique – Jurassique, Mississippien										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,51	1,55	0,75	7	0,27	20	0,14	45	0,08	90
2006	0,20	1,40	1,15	7	0,85	20	0,25	45	0,12	90
2007	0,26	1,35	0,60	7	0,20	20	0,14	45	0,08	90
2008	0,83	1,15	0,80	7	0,55	20	0,25	45	0,12	90
2009	0,90	0,85	0,40	7	0,27	20	0,16	45	0,10	90
2010	0,25	0,60	0,40	7	0,25	20	0,14	45	0,08	90
2011	0,22	1,45	0,65	7	0,30	20	0,14	45	0,08	90
2012	0,22	1,45	0,65	7	0,30	20	0,14	45	0,08	90
2013	0,22	1,45	0,65	7	0,30	20	0,14	45	0,08	90
2014	0,22	1,45	0,65	7	0,30	20	0,14	45	0,08	90
2015	0,22	1,45	0,65	7	0,30	20	0,14	45	0,08	90
2016	0,22	1,45	0,65	7	0,30	20	0,14	45	0,08	90
2017	0,22	1,45	0,65	7	0,30	20	0,14	45	0,08	90

Groupe de ressources – Gaz – Sud-ouest de l'Alberta – Classique – Dévonien supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,11	0,30	0,20	7	0,18	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,37	0,70	0,45	7	0,40	20	0,20	45	0,12	90
2007	0,49	0,85	0,55	7	0,27	20	0,12	45	0,05	90
2008	0,23	1,20	0,85	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,28	0,65	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,18	0,75	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,03	0,95	0,55	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,04	0,85	0,45	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,04	0,85	0,45	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,04	0,85	0,45	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,04	0,85	0,45	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2016	0,04	0,85	0,45	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2017	0,04	0,85	0,45	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources – Gaz – Sud-ouest de l'Alberta – Étanche – Colorado supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,10	1,65	0,40	7	0,27	20	0,14	45	0,12	90
2006	0,05	1,25	0,35	7	0,24	20	0,12	45	0,12	90
2007	0,12	1,35	0,62	7	0,25	20	0,18	45	0,12	90
2008	0,07	1,05	0,75	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,25	1,65	0,65	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,16	0,60	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2012	0,06	1,25	0,60	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,06	1,25	0,60	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,06	1,25	0,60	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,06	1,25	0,60	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2016	0,06	1,25	0,60	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2017	0,06	1,25	0,60	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources – Gaz – Sud-ouest de l'Alberta – Étanche – Colorado										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,12	0,75	0,30	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,13	1,35	0,60	7	0,25	20	0,14	45	0,12	90
2007	0,64	1,20	0,55	7	0,32	20	0,16	45	0,12	90
2008	1,28	1,95	0,80	7	0,45	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,91	1,00	0,40	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,36	0,90	0,40	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,23	0,95	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2012	1,46	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,68	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,68	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,68	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2016	0,68	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2017	0,68	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources – Gaz – Sud-ouest de l'Alberta – Étanche – Mannville inférieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,66	0,95	0,35	7	0,20	20	0,12	45	0,12	90
2006	0,91	0,75	0,45	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2007	0,58	0,70	0,45	7	0,30	20	0,10	45	0,10	90
2008	0,38	0,60	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,36	0,80	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,55	0,95	0,45	7	0,28	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2012	0,65	0,65	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,65	0,65	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,65	0,65	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,65	0,65	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2016	0,65	0,65	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2017	0,65	0,65	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources – Gaz – Sud des piémonts – Classique – Mississippien, Dévonien supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	1,81	0,55	0,35	7	0,20	20	0,10	45	0,05	90
2006	2,49	0,65	0,30	7	0,16	20	0,10	45	0,05	90
2007	1,99	0,40	0,20	7	0,12	20	0,08	45	0,05	90
2008	2,05	0,25	0,20	7	0,18	20	0,12	45	0,08	90
2009	6,50	0,40	0,25	7	0,16	20	0,12	45	0,08	90
2010	2,00	0,40	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2011	2,00	0,40	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2012	2,00	0,40	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2013	2,00	0,40	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2014	2,00	0,40	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2015	2,00	0,40	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2016	2,00	0,40	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2017	2,00	0,40	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90

Groupe de ressources – Gaz – Est de l'Alberta – Classique – Crétacé supérieur, Colorado supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,10	0,75	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,08	90
2006	0,05	0,95	0,43	7	0,20	20	0,16	45	0,08	90
2007	0,05	0,75	0,40	7	0,25	20	0,22	45	0,12	90
2008	0,06	0,55	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,09	0,65	0,30	10	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,14	0,95	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,16	1,25	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,19	0,95	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,22	0,80	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,15	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2015	0,15	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2016	0,15	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2017	0,15	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90

Groupe de ressources – Gaz – Est de l'Alberta – Classique – Colorado, Mannville										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,18	0,80	0,50	7	0,32	20	0,18	45	0,12	90
2006	0,16	0,70	0,45	7	0,36	20	0,25	45	0,12	90
2007	0,18	0,90	0,55	7	0,35	20	0,26	45	0,12	90
2008	0,18	0,85	0,50	7	0,33	20	0,24	45	0,12	90
2009	0,21	1,05	0,41	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2010	0,16	1,10	0,69	7	0,35	20	0,20	45	0,12	90
2011	0,15	1,25	0,65	7	0,35	20	0,20	45	0,12	90
2012	0,12	1,05	0,50	7	0,40	20	0,20	45	0,12	90
2013	0,13	1,05	0,50	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2014	0,12	1,05	0,50	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2015	0,12	1,05	0,50	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2016	0,12	1,05	0,50	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2017	0,12	1,05	0,50	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90

Groupe de ressources – Gaz – Est de l'Alberta – Étanche – Colorado supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,06	0,80	0,50	7	0,20	20	0,12	45	0,12	90
2006	0,06	0,75	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2007	0,04	1,20	0,35	7	0,20	20	0,05	45	0,05	90
2008	0,06	1,25	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,12	90
2009	0,05	1,75	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,04	0,75	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,06	0,70	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,03	0,65	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,03	0,65	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,03	0,65	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,03	0,65	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2016	0,03	0,65	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2017	0,03	0,65	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Est de l'Alberta - Schiste - Duvernay										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2013	1,50	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2014	2,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	2,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2016	2,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2017	2,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre de l'Alberta - Classique - Tertiaire, Crétacé supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,14	1,05	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,10	0,85	0,46	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2007	0,14	0,70	0,42	7	0,25	20	0,18	45	0,12	90
2008	0,12	0,75	0,47	7	0,27	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,12	1,10	0,47	7	0,23	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,12	1,25	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,12	0,85	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,07	0,95	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,02	0,95	0,50	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,02	0,95	0,50	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,02	0,95	0,50	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2016	0,02	0,95	0,50	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2017	0,02	0,95	0,50	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre de l'Alberta - Classique - Colorado										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,20	1,15	0,40	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2006	0,11	0,75	0,43	7	0,25	20	0,14	45	0,10	90
2007	0,16	0,50	0,35	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2008	0,13	0,70	0,55	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,18	1,30	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,18	1,25	0,70	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,11	1,15	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,14	0,85	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,15	0,90	0,40	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,15	0,90	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,15	0,90	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2016	0,16	0,90	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2017	0,16	0,90	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre de l'Alberta - Classique - Mannville										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,30	0,80	0,53	7	0,35	20	0,26	45	0,12	90
2006	0,30	0,60	0,50	7	0,45	20	0,25	45	0,12	90
2007	0,30	0,80	0,55	7	0,38	20	0,20	45	0,12	90
2008	0,25	0,95	0,60	7	0,35	20	0,18	45	0,12	90
2009	0,25	0,75	0,52	7	0,40	20	0,18	45	0,12	90
2010	0,27	1,35	0,85	7	0,45	20	0,20	45	0,12	90
2011	0,26	1,15	0,50	7	0,30	20	0,18	45	0,12	90
2012	0,27	0,85	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,25	0,80	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,12	0,80	0,50	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2015	0,12	0,80	0,50	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2016	0,12	0,80	0,50	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2017	0,12	0,80	0,50	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre de l'Alberta - Classique - Mississippien, Dévonien supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,54	0,80	0,50	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2006	0,59	0,80	0,50	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2007	0,62	0,80	0,50	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2008	0,65	0,80	0,50	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2009	0,66	0,80	0,50	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2010	0,68	0,80	0,50	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2011	0,69	0,80	0,50	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2012	0,70	0,80	0,50	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2013	0,72	0,80	0,50	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2014	0,73	0,80	0,50	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2015	0,73	0,80	0,50	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2016	0,74	0,80	0,50	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2017	0,75	0,80	0,50	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre de l'Alberta - Étanche - Colorado										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,45	1,05	0,35	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,33	0,65	0,30	7	0,14	20	0,12	45	0,10	90
2007	0,52	0,95	0,50	7	0,22	20	0,12	45	0,10	90
2008	0,92	0,95	0,35	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,36	0,90	0,40	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2010	2,11	0,65	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,19	0,85	0,45	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,21	1,05	0,60	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,41	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,43	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,45	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2016	0,47	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2017	0,49	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre de l'Alberta - Étanche - Mannville										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,24	0,65	0,40	7	0,30	20	0,14	45	0,12	90
2006	0,50	1,15	0,43	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2007	0,34	0,65	0,30	7	0,28	20	0,20	45	0,12	90
2008	0,53	0,85	0,65	7	0,50	20	0,20	45	0,12	90
2009	0,70	1,20	0,50	7	0,32	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,39	1,15	0,65	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,29	1,15	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,69	1,05	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,40	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2014	1,49	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	1,49	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2016	1,49	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2017	1,49	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre de l'Alberta - Étanche - Montney										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2013	3,50	2,50	0,80	6	0,40	20	0,20	45	0,12	100
2014	3,50	2,50	0,80	6	0,40	20	0,20	45	0,12	100
2015	3,50	2,50	0,80	6	0,40	20	0,20	45	0,12	100
2016	3,50	2,50	0,80	6	0,40	20	0,20	45	0,12	100
2017	3,50	2,50	0,80	6	0,40	20	0,20	45	0,12	100

Groupe de ressources - Gaz - Centre de l'Alberta - Schiste - Duvernay										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2013	2,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2014	2,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	2,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2016	2,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2017	2,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Classique - Tertiaire										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,14	0,65	0,47	7	0,25	20	0,18	45	0,12	90
2006	0,15	0,70	0,40	7	0,32	20	0,20	45	0,12	90
2007	0,15	0,60	0,40	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2008	0,16	0,55	0,42	7	0,32	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,23	0,72	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,25	1,10	0,60	7	0,32	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,29	0,75	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,20	0,75	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,20	0,75	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,20	0,75	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,20	0,75	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2016	0,20	0,75	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2017	0,20	0,75	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Classique - Crétacé supérieur, Colorado supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,14	0,80	0,42	7	0,25	20	0,18	45	0,12	90
2006	0,13	0,85	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2007	0,17	0,45	0,30	7	0,22	20	0,14	45	0,10	90
2008	0,18	0,50	0,30	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,17	0,60	0,30	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,40	1,15	0,40	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,60	1,25	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,61	0,90	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,65	1,10	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,66	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,66	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2016	0,66	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2017	0,66	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Classique - Mannville										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,50	0,99	0,55	7	0,40	20	0,16	45	0,10	90
2006	0,23	1,15	0,50	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2007	0,43	1,45	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2008	0,46	0,80	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,08	1,20	0,40	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2010	1,43	0,65	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
2011	0,13	0,95	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,42	0,75	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,50	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,50	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,50	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2016	0,50	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2017	0,50	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Classique - Mannville inférieur, Jurassique										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,31	0,65	0,42	7	0,32	20	0,18	45	0,12	90
2006	0,27	1,10	0,50	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2007	0,24	0,90	0,43	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2008	0,24	0,65	0,40	7	0,34	20	0,20	45	0,12	90
2009	0,35	0,60	0,45	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,51	0,85	0,55	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2011	0,84	0,85	0,55	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2012	1,32	0,85	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2013	1,75	0,85	0,45	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2014	1,66	0,85	0,45	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2015	1,66	0,85	0,45	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2016	1,66	0,85	0,45	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2017	1,66	0,85	0,45	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Classique - Mississippien										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,72	0,20	0,27	7	0,40	20	0,22	45	0,12	90
2006	0,80	0,85	0,45	7	0,33	20	0,20	45	0,12	90
2007	0,53	0,50	0,35	7	0,25	20	0,18	45	0,12	90
2008	0,28	1,15	0,35	7	0,18	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,54	0,70	0,30	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,28	1,25	0,44	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,66	1,45	0,55	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2012	1,60	1,25	0,50	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,26	0,95	0,50	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,26	0,95	0,50	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,26	0,95	0,50	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2016	0,26	0,95	0,50	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2017	0,26	0,95	0,50	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Classique - Dévonien supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,96	0,35	0,20	7	0,12	20	0,10	45	0,05	90
2006	0,45	1,05	0,50	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2007	1,68	0,40	0,27	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2008	1,68	1,25	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,71	1,25	0,80	9	0,45	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,82	1,25	0,65	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,24	1,25	0,50	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,36	1,25	0,50	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,22	0,80	0,50	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,22	0,80	0,50	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,22	0,80	0,50	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2016	0,22	0,80	0,50	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2017	0,22	0,80	0,50	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Étanche - Colorado										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,37	0,99	0,52	7	0,12	20	0,10	45	0,08	90
2006	0,70	0,75	0,35	7	0,22	20	0,18	45	0,08	90
2007	0,43	0,70	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90
2008	0,90	0,75	0,60	7	0,25	25	0,12	45	0,08	90
2009	0,56	1,00	0,25	7	0,16	20	0,14	45	0,08	90
2010	0,45	0,55	0,40	7	0,25	20	0,14	45	0,08	90
2011	0,50	0,90	0,50	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2012	2,13	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2013	0,18	0,80	0,50	7	0,30	20	0,14	45	0,08	90
2014	0,40	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2015	0,40	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2016	0,40	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2017	0,40	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Étanche - Mannville										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,45	0,65	0,35	7	0,23	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,55	1,00	0,45	7	0,21	20	0,16	45	0,12	90
2007	0,48	1,00	0,32	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2008	0,57	0,85	0,55	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,74	0,75	0,52	7	0,35	20	0,20	45	0,12	90
2010	1,12	1,15	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2011	1,49	1,05	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2012	1,61	1,25	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2013	2,21	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2014	1,87	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	1,87	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2016	1,87	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2017	1,87	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Étanche - Montney										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2013	3,50	2,25	0,80	6	0,40	20	0,20	45	0,12	100
2014	3,50	2,25	0,80	6	0,40	20	0,20	45	0,12	100
2015	3,50	2,25	0,80	6	0,40	20	0,20	45	0,12	100
2016	3,50	2,25	0,80	6	0,40	20	0,20	45	0,12	100
2017	3,50	2,25	0,80	6	0,40	20	0,20	45	0,12	100

Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Schiste - Duverney										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2013	1,50	0,85	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2014	2,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2015	2,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2016	2,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2017	2,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Classique - Colorado supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,71	0,40	0,31	7	0,22	20	0,10	45	0,08	90
2006	0,70	0,50	0,35	7	0,26	20	0,12	45	0,05	90
2007	0,60	0,85	0,55	7	0,32	20	0,10	45	0,05	90
2008	1,38	0,80	0,50	6	0,28	20	0,16	45	0,07	90
2009	1,62	0,60	0,45	7	0,30	20	0,25	45	0,15	90
2010	0,91	0,80	0,60	7	0,40	20	0,15	45	0,05	90
2011	1,10	0,68	0,45	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2012	1,57	0,60	0,50	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2013	0,39	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2014	0,39	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2015	0,39	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2016	0,39	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2017	0,39	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Classique - Colorado, Mannville										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,81	0,70	0,55	7	0,21	20	0,12	45	0,05	90
2006	1,01	0,40	0,35	7	0,30	20	0,24	45	0,08	90
2007	1,10	0,75	0,40	7	0,28	20	0,10	45	0,05	90
2008	1,70	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2009	1,00	0,50	0,40	7	0,14	20	0,08	45	0,05	90
2010	1,50	0,45	0,35	7	0,26	20	0,10	45	0,05	90
2011	1,60	0,55	0,45	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2012	1,85	0,55	0,35	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2013	0,56	0,50	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2014	1,00	0,50	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2015	1,00	0,50	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2016	1,00	0,50	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2017	1,00	0,50	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Classique - Jurassique, Trias, Permien										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,75	0,40	0,20	7	0,16	20	0,12	45	0,05	90
2006	4,58	0,30	0,20	7	0,16	20	0,14	45	0,08	90
2007	3,38	0,65	0,45	7	0,35	20	0,26	45	0,08	90
2008	3,80	0,60	0,35	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90
2009	2,67	0,30	0,20	7	0,12	20	0,10	45	0,05	90
2010	2,16	0,65	0,30	7	0,24	20	0,12	45	0,05	90
2011	3,00	0,65	0,30	7	0,24	20	0,12	45	0,05	90
2012	0,79	0,65	0,30	7	0,24	20	0,12	45	0,05	90
2013	4,32	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2014	2,71	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2015	2,71	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2016	2,71	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2017	2,71	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Classique - Mississippien										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	2,66	0,75	0,35	7	0,24	20	0,13	45	0,05	90
2006	2,15	0,30	0,26	7	0,20	20	0,15	45	0,07	90
2007	3,05	0,35	0,25	7	0,22	20	0,15	45	0,08	90
2008	4,25	0,60	0,35	7	0,22	25	0,08	45	0,05	90
2009	5,20	0,60	0,35	10	0,19	25	0,08	45	0,05	90
2010	4,25	0,45	0,25	7	0,08	20	0,05	45	0,05	90
2011	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2012	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2013	2,22	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2014	2,22	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2015	2,22	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2016	2,22	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2017	2,22	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Classique - Dévonien supérieur, Dévonien moyen										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	6,30	0,15	0,18	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2006	4,21	0,40	0,25	7	0,16	20	0,12	45	0,05	90
2007	1,99	0,45	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2008	1,65	0,45	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2009	1,31	0,45	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2010	1,18	0,85	0,40	7	0,12	20	0,12	45	0,12	90
2011	2,92	0,85	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,12	90
2012	2,92	0,85	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,12	90
2013	2,92	0,85	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,12	90
2014	2,92	0,85	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,12	90
2015	2,92	0,85	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,12	90
2016	2,92	0,85	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,12	90
2017	2,92	0,85	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Étanche - Colorado										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	1,55	0,75	0,40	7	0,28	20	0,20	45	0,12	90
2006	0,23	0,55	0,10	7	0,05	20	0,02	45	0,02	90
2007	1,28	1,55	0,60	7	0,28	20	0,16	45	0,12	90
2008	0,75	0,48	0,38	7	0,30	20	0,18	45	0,12	90
2009	1,36	1,25	0,45	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2010	1,05	1,25	0,45	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2011	1,05	1,25	0,45	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2012	1,05	1,25	0,45	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2013	1,05	1,25	0,45	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2014	1,05	1,25	0,45	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2015	1,05	1,25	0,45	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2016	1,05	1,25	0,45	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2017	1,05	1,25	0,45	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Étanche - Mannville										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,30	0,60	0,35	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2006	5,63	1,65	0,75	7	0,45	20	0,05	45	0,05	90
2007	0,59	1,25	0,30	7	0,16	20	0,10	45	0,05	90
2008	0,31	1,45	0,60	7	0,23	20	0,16	45	0,12	90
2009	2,22	1,25	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2011	9,60	1,45	0,62	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2012	5,88	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2013	2,45	1,05	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2014	2,45	1,05	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2015	2,45	1,05	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2016	2,45	1,05	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2017	2,45	1,05	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Étanche - Jurassique										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	4,51	0,60	0,40	7	0,30	20	0,22	45	0,12	90
2006	1,12	0,85	0,55	7	0,20	20	0,14	45	0,12	90
2007	1,32	0,85	0,50	7	0,18	20	0,16	45	0,12	90
2008	3,76	0,85	0,35	7	0,18	25	0,16	45	0,12	90
2009	2,32	1,15	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2011	1,76	0,65	0,40	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2012	3,71	0,75	0,40	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2013	2,73	0,70	0,40	7	0,27	20	0,16	45	0,12	90
2014	2,73	0,70	0,40	7	0,27	20	0,16	45	0,12	90
2015	2,73	0,70	0,40	7	0,27	20	0,16	45	0,12	90
2016	2,73	0,70	0,40	7	0,27	20	0,16	45	0,12	90
2017	2,73	0,70	0,40	7	0,27	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Étanche - Montney										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2013	3,50	0,83	0,58	7	0,30	25	0,18	45	0,16	95
2014	3,50	0,83	0,58	7	0,30	25	0,18	45	0,16	95
2015	3,50	0,83	0,58	7	0,30	25	0,18	45	0,16	95
2016	3,50	0,83	0,58	7	0,30	25	0,18	45	0,16	95
2017	3,50	0,83	0,58	7	0,30	25	0,18	45	0,16	95

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Schiste - Duvernay										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2013	1,50	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2014	2,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	2,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2016	2,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2017	2,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Classique - Colorado										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,60	0,75	0,60	7	0,40	20	0,16	45	0,08	90
2006	0,43	0,75	0,35	7	0,22	20	0,10	45	0,08	90
2007	0,49	0,75	0,60	7	0,40	20	0,10	45	0,08	90
2008	0,47	0,75	0,30	7	0,10	20	0,08	45	0,05	90
2009	0,76	0,85	0,40	7	0,30	20	0,12	45	0,08	90
2010	0,62	0,70	0,60	7	0,50	20	0,14	45	0,08	90
2011	0,20	0,85	0,50	7	0,14	20	0,10	45	0,08	90
2012	0,03	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2013	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,08	0
2014	0,02	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2015	0,02	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2016	0,02	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2017	0,02	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90

Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Classique - Mannville, Jurassique										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,76	0,65	0,45	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2006	0,70	0,65	0,40	7	0,25	20	0,14	45	0,08	90
2007	0,65	0,30	0,20	7	0,16	20	0,12	45	0,08	90
2008	0,82	0,65	0,42	7	0,16	20	0,14	45	0,08	90
2009	0,80	0,55	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,08	90
2010	0,47	0,60	0,45	7	0,30	20	0,16	45	0,08	90
2011	0,39	0,75	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90
2012	0,44	0,65	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90
2013	2,51	0,65	0,40	7	0,30	20	0,16	45	0,08	90
2014	0,47	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2015	0,47	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2016	0,47	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2017	0,47	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90

Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Classique - Trias										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	1,19	0,55	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90
2006	1,07	0,95	0,60	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2007	1,02	0,35	0,35	7	0,25	20	0,18	45	0,12	90
2008	0,68	0,16	0,14	7	0,12	20	0,10	45	0,08	90
2009	0,91	0,18	0,16	7	0,12	20	0,10	45	0,08	90
2010	0,39	0,85	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90
2011	1,59	0,65	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,39	0,20	0,18	7	0,16	20	0,12	45	0,08	90
2013	0,39	0,20	0,18	7	0,16	20	0,12	45	0,08	90
2014	0,39	0,20	0,18	7	0,16	20	0,12	45	0,08	90
2015	0,39	0,20	0,18	7	0,16	20	0,12	45	0,08	90
2016	0,39	0,20	0,18	7	0,16	20	0,12	45	0,08	90
2017	0,39	0,20	0,18	7	0,16	20	0,12	45	0,08	90

Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Classique - Dévonien supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,05	0,35	0,25	7	0,20	25	0,12	45	0,05	90
2006	0,96	0,65	0,35	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90
2007	0,66	0,50	0,25	7	0,16	20	0,14	45	0,08	90
2008	0,48	0,50	0,25	7	0,20	20	0,18	45	0,08	90
2009	0,97	0,75	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90
2010	0,68	0,50	0,35	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90
2011	0,24	0,55	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,08	90
2012	0,41	0,50	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2013	0,58	0,60	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2014	0,58	0,60	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2015	0,58	0,60	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2016	0,58	0,60	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2017	0,58	0,60	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90

Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Étanche - Colorado, Mannville										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,62	0,88	0,50	7	0,26	20	0,14	45	0,12	90
2006	0,70	0,95	0,45	7	0,28	20	0,18	45	0,12	90
2007	0,67	0,75	0,50	7	0,33	20	0,18	45	0,12	90
2008	0,62	1,10	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2009	1,29	0,90	0,67	7	0,40	20	0,20	45	0,12	90
2010	1,46	1,35	0,62	7	0,40	20	0,16	45	0,12	90
2011	1,47	1,10	0,55	7	0,40	20	0,16	45	0,12	90
2012	1,49	1,10	0,55	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2013	1,00	1,10	0,55	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,88	1,10	0,55	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,88	1,10	0,55	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2016	0,88	1,10	0,55	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2017	0,88	1,10	0,55	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Étanche - Trias										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,92	1,05	0,47	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,75	0,85	0,50	7	0,20	20	0,24	45	0,12	90
2007	0,65	0,75	0,50	7	0,30	20	0,24	45	0,12	90
2008	0,35	1,15	0,55	7	0,30	25	0,20	45	0,12	90
2009	0,40	0,60	0,40	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2010	0,82	1,30	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2011	1,16	1,25	0,75	7	0,40	20	0,30	45	0,12	90
2012	0,41	1,25	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2013	1,27	1,25	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2014	1,04	1,25	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2015	1,04	1,25	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2016	1,04	1,25	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2017	1,04	1,25	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Étanche - Montney										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2012	3,00	0,80	0,55	7	0,24	20	0,12	45	0,12	90
2013	3,50	0,80	0,55	7	0,24	20	0,12	45	0,12	90
2014	3,50	0,80	0,55	7	0,24	20	0,12	45	0,12	90
2015	3,50	0,80	0,55	7	0,24	20	0,12	45	0,12	90
2016	3,50	0,80	0,55	7	0,24	20	0,12	45	0,12	90
2017	3,50	0,80	0,55	7	0,24	20	0,12	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Schiste - Duvernay										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2012	1,50	0,85	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2013	2,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2014	2,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2015	2,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2016	2,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2017	2,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Classique - Crétacé supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,44	0,40	0,25	7	0,16	20	0,10	45	0,08	90
2006	0,35	0,45	0,20	7	0,12	20	0,08	45	0,05	90
2007	0,42	0,85	0,35	7	0,14	20	0,08	45	0,08	90
2008	0,52	0,65	0,25	7	0,16	20	0,12	45	0,08	90
2009	0,52	0,45	0,22	7	0,12	20	0,10	45	0,05	90
2010	0,48	0,35	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2011	0,60	0,55	0,25	7	0,16	20	0,12	45	0,08	90
2012	1,16	0,65	0,35	7	0,20	20	0,16	45	0,08	90
2013	1,77	0,65	0,35	7	0,20	20	0,16	45	0,08	90
2014	0,27	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2015	0,27	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2016	0,27	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2017	0,27	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Classique - Colorado supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,46	0,75	0,45	7	0,36	20	0,20	45	0,08	90
2006	0,59	0,85	0,53	7	0,36	20	0,15	45	0,06	90
2007	1,16	0,65	0,55	7	0,40	20	0,18	45	0,08	90
2008	0,43	0,70	0,55	7	0,36	20	0,10	45	0,08	90
2009	0,47	0,70	0,30	7	0,18	20	0,14	45	0,08	90
2010	0,78	0,70	0,50	7	0,40	20	0,16	45	0,08	90
2011	0,65	0,65	0,30	7	0,16	20	0,12	45	0,08	90
2012	0,76	0,65	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2013	0,51	0,65	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2014	0,79	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2015	0,79	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2016	0,79	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2017	0,79	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Classique - Mannville, Jurassique										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,26	0,45	0,35	7	0,25	20	0,21	45	0,13	90
2006	0,25	0,60	0,25	7	0,20	20	0,16	45	0,08	90
2007	0,18	0,75	0,20	7	0,12	20	0,08	45	0,05	90
2008	0,45	0,90	0,20	7	0,12	20	0,10	45	0,08	90
2009	0,18	0,75	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2010	0,66	0,95	0,65	7	0,30	20	0,14	45	0,05	90
2011	0,58	0,50	0,30	7	0,20	20	0,14	45	0,05	90
2012	0,72	1,25	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2013	1,24	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2014	1,30	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2015	1,30	0,75	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2016	1,30	0,75	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2017	1,30	0,75	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Classique - Trias										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	1,10	0,30	0,28	7	0,22	20	0,16	45	0,08	90
2006	1,25	0,30	0,25	7	0,20	20	0,16	45	0,08	90
2007	0,72	0,50	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,08	90
2008	0,95	0,65	0,50	7	0,28	20	0,20	45	0,08	90
2009	1,38	0,80	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90
2010	1,98	0,85	0,50	7	0,16	20	0,12	45	0,08	90
2011	1,33	1,30	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90
2012	0,33	1,40	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90
2013	0,25	1,20	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,08	90
2014	0,29	1,30	0,43	7	0,23	20	0,16	45	0,08	90
2015	0,29	1,30	0,43	7	0,23	20	0,16	45	0,08	90
2016	0,29	1,30	0,43	7	0,23	20	0,16	45	0,08	90
2017	0,29	1,30	0,43	7	0,23	20	0,16	45	0,08	90

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Classique - Dévonien supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	4,15	1,10	0,65	7	0,45	20	0,26	45	0,08	90
2006	0,37	0,95	0,55	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2007	6,10	0,16	0,14	7	0,12	20	0,08	45	0,05	90
2008	4,19	0,50	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2009	4,03	0,60	0,55	7	0,50	20	0,40	45	0,30	90
2010	0,91	0,85	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,03	0,65	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90
2012	1,60	1,25	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,81	0,95	0,50	7	0,28	20	0,16	45	0,10	90
2014	0,81	0,95	0,50	7	0,28	20	0,16	45	0,10	90
2015	0,81	0,95	0,50	7	0,28	20	0,16	45	0,10	90
2016	0,81	0,95	0,50	7	0,28	20	0,16	45	0,10	90
2017	0,81	0,95	0,50	7	0,28	20	0,16	45	0,10	90

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Étanche - Colorado supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,58	0,90	0,40	7	0,23	20	0,13	45	0,12	90
2006	0,54	1,00	0,35	7	0,23	20	0,16	45	0,12	90
2007	0,55	1,05	0,45	7	0,19	20	0,12	45	0,12	90
2008	0,60	0,90	0,37	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,78	0,85	0,58	7	0,28	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,95	0,90	0,50	7	0,26	20	0,16	45	0,12	90
2011	1,14	1,00	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2012	1,41	0,90	0,60	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2013	1,09	1,00	0,60	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2014	1,27	0,90	0,60	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	1,27	0,90	0,60	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2016	1,27	0,90	0,60	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2017	1,27	0,90	0,60	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Étanche - Colorado										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,53	0,60	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,10	90
2006	0,48	0,50	0,44	7	0,28	20	0,16	45	0,10	90
2007	0,91	1,05	0,45	7	0,25	20	0,14	45	0,10	90
2008	0,62	0,30	0,25	7	0,20	20	0,14	35	0,12	90
2009	1,27	1,45	0,30	7	0,25	20	0,12	45	0,10	90
2010	0,99	1,15	0,58	7	0,25	20	0,12	45	0,10	90
2011	1,01	1,50	0,80	7	0,55	20	0,16	45	0,10	90
2012	0,82	0,90	0,60	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2013	5,29	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2014	2,37	0,90	0,50	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2015	2,37	0,90	0,50	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2016	2,37	0,90	0,50	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2017	2,37	0,90	0,50	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Étanche - Mannville, Jurassique										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,54	0,60	0,45	7	0,28	20	0,14	45	0,10	90
2006	0,57	0,65	0,45	7	0,26	20	0,14	45	0,10	90
2007	0,71	0,75	0,41	7	0,28	20	0,16	45	0,10	90
2008	0,98	0,85	0,45	7	0,27	20	0,16	45	0,10	90
2009	0,97	0,70	0,50	7	0,24	20	0,16	45	0,10	90
2010	1,22	0,80	0,45	7	0,30	20	0,18	45	0,10	90
2011	1,85	0,90	0,50	7	0,26	20	0,16	45	0,10	90
2012	2,12	0,90	0,50	7	0,26	20	0,16	45	0,10	90
2013	2,34	0,90	0,50	7	0,26	20	0,16	45	0,10	90
2014	2,57	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90
2015	2,57	0,85	0,45	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90
2016	2,57	0,85	0,45	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90
2017	2,57	0,85	0,45	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Étanche - Trias										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,79	0,95	0,45	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,71	1,00	0,45	7	0,25	20	0,18	45	0,10	90
2007	0,54	1,25	0,50	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2008	1,20	1,45	0,55	7	0,27	20	0,16	45	0,11	90
2009	0,61	1,15	0,60	7	0,40	20	0,25	45	0,10	90
2010	1,38	1,25	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,10	90
2011	0,79	0,70	0,35	7	0,24	20	0,16	45	0,10	90
2012	1,17	0,70	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2013	1,52	0,70	0,40	7	0,24	20	0,16	45	0,10	90
2014	1,52	0,70	0,40	7	0,24	20	0,16	45	0,10	90
2015	1,52	0,70	0,40	7	0,24	20	0,16	45	0,10	90
2016	1,52	0,70	0,40	7	0,24	20	0,16	45	0,10	90
2017	1,52	0,70	0,40	7	0,24	20	0,16	45	0,10	90

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Étanche - Montney										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2012	2,46	0,45	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90
2013	2,50	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2014	2,50	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2015	3,50	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2016	3,50	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2017	3,50	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Schiste - Duvernay										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2012	1,46	0,85	0,45	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2013	1,83	0,85	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2014	2,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	2,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2016	2,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2017	2,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de l'Alberta - Classique - Mannville, Dévonien supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,23	0,60	0,45	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2006	0,18	0,55	0,40	7	0,28	20	0,20	45	0,10	90
2007	0,20	0,60	0,45	7	0,30	20	0,14	45	0,12	90
2008	0,20	0,60	0,47	7	0,40	20	0,20	45	0,12	90
2009	0,18	0,65	0,50	7	0,28	20	0,12	45	0,12	90
2010	0,17	0,40	0,26	7	0,42	20	0,12	45	0,12	90
2011	0,21	0,65	0,40	7	0,26	20	0,12	45	0,12	90
2012	0,08	0,45	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,12	90
2013	0,04	0,45	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,12	90
2014	0,11	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,12	90
2015	0,11	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,12	90
2016	0,11	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,12	90
2017	0,11	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Colorado supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,37	0,65	0,50	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2006	0,25	0,75	0,50	7	0,40	20	0,26	45	0,12	90
2007	0,30	0,65	0,30	7	0,25	20	0,20	45	0,08	90
2008	0,24	0,65	0,55	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,22	0,30	0,16	7	0,12	20	0,10	45	0,05	90
2010	0,81	1,10	0,65	7	0,45	20	0,36	45	0,12	90
2011	1,18	0,60	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90
2012	0,59	0,60	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90
2013	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2014	0,44	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2015	0,44	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90
2016	0,44	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90
2017	0,44	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Colorado, Mannville supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,59	0,50	0,40	7	0,35	20	0,28	45	0,12	90
2006	0,41	0,25	0,55	7	0,40	20	0,20	45	0,12	90
2007	0,60	0,50	0,40	7	0,50	20	0,30	45	0,12	90
2008	0,39	0,75	0,65	7	0,38	20	0,14	45	0,10	90
2009	0,39	0,75	0,30	7	0,20	20	0,14	45	0,12	90
2010	0,54	0,65	0,45	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,58	0,50	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,26	0,50	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2013	4,28	0,75	0,35	7	0,20	20	0,16	45	0,08	90
2014	0,69	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90
2015	0,69	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90
2016	0,69	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90
2017	0,69	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Mannville moyen, Mannville inférieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,67	0,75	0,70	7	0,32	20	0,20	45	0,12	90
2006	0,60	0,60	0,50	7	0,35	20	0,28	45	0,12	90
2007	0,61	0,65	0,50	7	0,36	20	0,28	45	0,12	90
2008	0,49	0,75	0,40	7	0,36	20	0,24	45	0,12	90
2009	0,61	0,75	0,45	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,41	0,95	0,55	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,34	0,65	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,80	0,60	0,45	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,01	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,80	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,53	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2016	0,45	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2017	0,59	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Trias supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,44	0,95	0,60	7	0,42	20	0,18	45	0,12	90
2006	0,76	0,80	0,50	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2007	0,77	1,20	0,90	7	0,50	20	0,16	45	0,10	90
2008	0,63	0,80	0,55	7	0,40	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,86	0,90	0,75	7	0,20	20	0,14	45	0,12	90
2010	0,63	0,65	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2011	1,99	0,65	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,51	0,65	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,38	0,65	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,38	0,65	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,38	0,65	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2016	0,38	0,65	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2017	0,38	0,65	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Trias inférieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,63	0,70	0,45	7	0,26	20	0,12	45	0,08	90
2006	0,66	0,45	0,25	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2007	0,70	1,15	0,55	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90
2008	0,98	0,65	0,45	7	0,40	20	0,10	45	0,05	90
2009	2,05	0,45	0,40	7	0,35	20	0,16	45	0,10	90
2010	1,08	0,60	0,50	7	0,30	20	0,18	45	0,10	90
2011	2,61	0,10	0,30	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2012	0,98	0,40	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2013	4,07	0,60	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2014	2,18	0,50	0,35	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	2,18	0,50	0,35	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2016	2,18	0,50	0,35	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2017	2,18	0,50	0,35	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Mississippien										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,70	0,05	0,65	7	0,40	20	0,14	45	0,08	90
2006	0,61	0,60	0,55	7	0,40	20	0,12	45	0,08	90
2007	0,58	0,75	0,55	7	0,22	20	0,12	45	0,08	90
2008	0,90	0,05	0,38	7	0,40	20	0,18	45	0,08	90
2009	1,17	0,55	0,35	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,58	0,40	0,30	7	0,16	20	0,12	45	0,08	90
2011	0,46	0,40	0,25	7	0,16	20	0,12	45	0,08	90
2012	1,49	0,50	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2013	0,84	0,50	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2014	0,84	0,50	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2015	0,84	0,50	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2016	0,84	0,50	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2017	0,84	0,50	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Dévonien supérieur, Dévonien moyen										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	3,19	0,10	0,40	7	0,28	20	0,20	45	0,12	90
2006	0,60	0,95	0,45	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2007	1,96	0,85	0,60	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2008	0,72	0,90	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,36	0,95	0,40	7	0,25	20	0,18	45	0,12	90
2010	1,11	0,65	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2011	3,48	1,25	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2012	5,42	0,20	0,16	7	0,14	20	0,12	45	0,10	90
2013	1,01	0,65	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2014	1,01	0,65	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2015	1,01	0,65	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2016	1,01	0,65	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2017	1,01	0,65	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Étanche - Trias										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,87	1,50	0,62	7	0,32	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,59	0,80	0,50	7	0,38	20	0,26	45	0,12	90
2007	0,58	1,10	0,70	7	0,38	20	0,24	45	0,12	90
2008	0,76	0,85	0,58	7	0,30	20	0,24	45	0,12	90
2009	0,50	0,80	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,58	0,75	0,45	7	0,28	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2012	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2013	1,66	1,25	0,50	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,20	0,85	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,20	0,85	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2016	0,20	0,85	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2017	0,20	0,85	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Étanche - Trias inférieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,59	0,70	0,50	7	0,30	20	0,14	45	0,08	90
2006	0,67	1,75	0,45	7	0,35	20	0,24	45	0,12	90
2007	0,45	0,40	0,35	7	0,25	20	0,20	45	0,12	90
2008	0,56	0,85	0,52	7	0,28	20	0,20	45	0,12	90
2009	0,56	1,25	0,65	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2010	0,77	1,25	0,58	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2011	0,23	1,25	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2012	1,85	1,25	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2013	3,20	1,15	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2014	1,76	1,15	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2015	1,76	1,15	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2016	1,76	1,15	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2017	1,76	1,15	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Étanche - Montney										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2013	2,94	0,85	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,10	90
2014	3,50	0,85	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,10	90
2015	3,50	0,85	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,10	90
2016	3,50	0,85	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,10	90
2017	3,50	0,85	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,10	90

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Schiste - Duverny										
Connection Year	"Peak Production MMcf/d"	First Decline Rate	Second Decline Rate	Months to Second Decline Rate	Third Decline Rate	Months to Third Decline Rate	Fourth Decline Rate	Months to Fourth Decline Rate	Fifth Decline Rate	Months to Fifth Decline Rate
2013	1,50	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2014	2,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	2,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2016	2,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2017	2,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Nord-ouest de l'Alberta - Classique - Mannville										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,08	0,15	0,25	7	0,25	20	0,20	45	0,08	90
2006	0,12	0,28	0,20	7	0,18	20	0,15	45	0,08	90
2007	0,16	0,55	0,45	7	0,34	20	0,12	45	0,08	90
2008	0,22	0,20	0,10	7	0,08	20	0,05	45	0,05	90
2009	0,28	0,25	0,16	7	0,10	20	0,08	45	0,05	90
2010	0,29	0,45	0,25	7	0,16	20	0,10	45	0,05	90
2011	0,35	0,45	0,20	7	0,16	20	0,10	45	0,05	90
2012	0,09	0,45	0,20	7	0,16	20	0,10	45	0,05	90
2013	0,24	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2014	0,24	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2015	0,24	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2016	0,24	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2017	0,24	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90

Groupe de ressources - Gaz - Nord-ouest de l'Alberta - Classique - Mississippien										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,20	0,45	0,30	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2006	0,10	0,35	0,22	7	0,15	20	0,08	45	0,05	90
2007	0,25	0,65	0,50	7	0,35	20	0,14	45	0,12	90
2008	0,25	0,65	0,20	7	0,12	20	0,10	45	0,08	90
2009	0,15	0,40	0,18	7	0,12	20	0,10	45	0,08	90
2010	0,21	0,10	0,20	7	0,12	20	0,10	45	0,08	90
2011	0,03	0,45	0,20	7	0,12	20	0,10	45	0,08	90
2012	0,03	0,65	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,03	0,65	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,03	0,65	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,03	0,65	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2016	0,03	0,65	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2017	0,03	0,65	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Nord-ouest de l'Alberta - Classique - Dévonien supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,63	0,85	0,60	7	0,40	20	0,20	45	0,12	90
2006	0,77	1,25	0,50	7	0,18	20	0,16	45	0,12	90
2007	0,27	0,55	0,45	7	0,30	20	0,14	45	0,08	90
2008	0,67	1,25	0,45	7	0,20	20	0,14	45	0,10	90
2009	2,49	1,45	0,65	7	0,40	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,70	0,65	0,40	7	0,27	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,03	0,25	0,12	7	0,10	20	0,08	45	0,05	90
2012	0,12	0,65	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,02	0,65	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,02	0,65	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,02	0,65	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2016	0,02	0,65	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2017	0,02	0,65	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Nord-ouest de l'Alberta - Classique - Dévonien moyen										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,87	0,60	0,50	7	0,38	20	0,30	45	0,12	90
2006	0,68	1,25	0,85	7	0,42	20	0,20	45	0,12	90
2007	0,64	0,85	0,70	7	0,34	20	0,24	45	0,12	90
2008	0,92	1,35	0,95	7	0,55	20	0,30	45	0,12	90
2009	1,05	1,35	0,85	7	0,34	20	0,26	45	0,12	90
2010	0,81	0,85	0,50	7	0,35	20	0,24	45	0,12	90
2011	0,63	0,70	0,40	7	0,28	20	0,20	45	0,12	90
2012	0,00	0,65	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2013	2,95	0,65	0,40	7	0,20	20	0,20	45	0,12	90
2014	1,19	0,65	0,40	7	0,20	20	0,20	45	0,12	90
2015	1,19	0,65	0,40	7	0,20	20	0,20	45	0,12	90
2016	1,19	0,65	0,40	7	0,20	20	0,20	45	0,12	90
2017	1,19	0,65	0,40	7	0,20	20	0,20	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Nord-ouest de l'Alberta - Schiste - Duvernay										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2013	1,50	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2014	2,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	2,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2016	2,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2017	2,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (C.-B.) - Classique - Colorado										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	4,19	0,85	0,60	7	0,34	20	0,20	45	0,12	90
2006	0,28	1,45	0,60	7	0,18	20	0,12	45	0,10	90
2007	0,15	0,50	0,25	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2008	1,02	0,65	0,40	7	0,30	20	0,18	45	0,12	90
2009	0,06	1,25	0,45	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2010	2,63	0,85	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2012	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2013	0,12	0,85	0,50	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,12	0,85	0,50	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,12	0,85	0,50	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2016	0,12	0,85	0,50	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2017	0,12	0,85	0,50	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (C.-B.) - Classique - Trias inférieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	1,37	0,10	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2006	0,82	0,70	0,45	7	0,27	20	0,16	45	0,12	90
2007	1,20	0,45	0,20	7	0,16	20	0,12	45	0,10	90
2008	1,33	0,65	0,35	7	0,16	20	0,12	45	0,12	90
2009	1,59	0,40	0,25	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2010	4,08	0,85	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2011	3,00	0,85	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2012	2,91	0,85	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2013	7,61	0,85	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2014	2,84	0,85	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2015	2,84	0,85	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2016	2,84	0,85	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2017	2,84	0,85	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (C.-B.) - Étanche - Colorado										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,63	1,55	0,85	7	0,38	20	0,10	45	0,05	90
2006	0,96	1,05	0,40	7	0,10	20	0,05	45	0,05	90
2007	1,25	0,40	0,20	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2008	1,43	1,95	0,55	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2009	2,54	1,55	0,65	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2010	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2011	2,57	1,45	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2012	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2013	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2014	0,04	1,45	0,40	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2015	0,86	1,45	0,40	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2016	0,86	1,45	0,40	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2017	0,86	1,45	0,40	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (C.-B.) - Étanche - Manville										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2004	1,37	1,75	0,65	7	0,22	20	0,16	45	0,05	90
2005	1,73	2,20	0,65	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2006	1,78	2,15	0,65	7	0,32	20	0,16	45	0,12	90
2007	2,98	1,55	0,70	7	0,40	20	0,16	45	0,12	90
2008	2,81	1,15	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2009	3,85	0,80	0,65	7	0,40	20	0,20	45	0,12	90
2010	3,35	0,85	0,60	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2011	2,65	1,05	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2012	5,29	1,25	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2013	3,77	1,25	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2014	3,77	1,25	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2015	3,77	1,25	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2016	3,77	1,25	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2017	3,77	1,25	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (C.-B.) - Étanche - Montney										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2006	1,40	1,85	0,63	7	0,25	20	0,14	45	0,12	90
2007	3,50	1,65	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2008	3,50	0,80	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2009	4,00	0,85	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2010	4,00	0,85	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2011	4,50	0,85	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2012	4,50	0,85	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2013	4,50	0,85	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2014	4,50	0,85	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2015	4,50	0,85	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2016	4,50	0,85	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2017	4,50	0,85	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Fort St. John - Classique - Mannville										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,33	0,55	0,40	7	0,28	20	0,18	45	0,14	90
2006	0,38	1,00	0,40	7	0,25	20	0,18	45	0,16	90
2007	0,46	0,80	0,50	7	0,32	20	0,20	45	0,18	90
2008	0,38	0,88	0,45	7	0,22	20	0,20	45	0,18	90
2009	0,32	0,85	0,43	7	0,30	20	0,25	45	0,18	90
2010	1,20	1,20	0,55	7	0,28	20	0,20	45	0,12	90
2011	0,12	0,45	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,20	0,40	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,00	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2014	0,20	0,65	0,40	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,20	0,65	0,40	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2016	0,20	0,65	0,40	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2017	0,20	0,65	0,40	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Fort St. John - Classique - Trias										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,66	0,95	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,61	0,85	0,50	7	0,25	20	0,18	45	0,12	90
2007	0,60	1,05	0,40	7	0,28	20	0,20	45	0,12	90
2008	0,69	1,10	0,40	7	0,23	20	0,18	45	0,12	90
2009	0,74	1,15	0,50	7	0,25	20	0,18	45	0,12	90
2010	0,91	1,15	0,40	7	0,25	20	0,18	45	0,12	90
2011	1,06	0,95	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2012	1,83	0,65	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2013	1,39	0,65	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2014	1,93	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	1,72	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2016	1,72	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2017	1,72	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Fort St. John - Classique - Permien, Mississippien										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	1,46	0,95	0,40	7	0,14	20	0,12	45	0,10	90
2006	0,92	0,75	0,50	7	0,12	20	0,10	45	0,05	90
2007	2,34	0,50	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2008	2,69	0,95	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2009	2,00	0,40	0,30	7	0,20	20	0,18	45	0,12	90
2010	2,37	1,45	0,60	7	0,30	20	0,18	45	0,12	90
2011	3,27	0,30	0,25	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2012	3,27	0,30	0,25	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2013	3,27	0,30	0,25	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2014	3,27	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	3,27	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2016	3,27	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2017	3,27	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Fort St. John - Classique - Dévonien supérieur, Dévonien moyen										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	4,44	0,50	0,45	7	0,32	20	0,24	45	0,12	90
2006	1,22	0,95	0,40	7	0,25	20	0,14	45	0,12	90
2007	2,86	0,30	0,90	7	0,45	20	0,24	45	0,12	90
2008	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2009	6,65	0,85	0,52	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2010	4,48	1,25	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2011	3,00	1,25	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2012	3,00	1,25	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2013	3,00	1,25	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2014	3,00	1,35	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2015	3,00	1,35	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2016	3,00	1,35	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2017	3,00	1,35	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Fort St. John - Étanche - Montney										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2006	3,00	0,75	0,45	7	0,32	20	0,18	45	0,12	90
2007	3,50	0,85	0,60	7	0,28	20	0,12	45	0,05	90
2008	3,50	0,75	0,45	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2009	4,00	0,35	0,28	7	0,20	20	0,16	45	0,05	90
2010	4,00	0,45	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2011	4,00	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2012	4,50	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2013	4,50	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90
2014	4,50	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90
2015	4,50	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90
2016	4,50	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90
2017	4,50	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90

Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de la C.-B. - Classique - Mannville inférieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,70	0,35	0,25	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,21	0,55	0,25	7	0,08	20	0,05	45	0,05	90
2007	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2008	0,41	0,65	0,40	7	0,18	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,17	0,95	0,35	4	0,22	20	0,16	45	0,12	500
2010	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2011	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2012	0,99	0,80	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,99	0,80	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,99	0,80	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,99	0,80	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2016	0,99	0,80	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2017	0,99	0,80	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de la C.-B. - Classique - Permien, Mississippien										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	1,23	0,50	0,30	7	0,25	20	0,18	45	0,12	90
2006	0,65	1,25	0,60	7	0,35	20	0,22	45	0,12	90
2007	0,28	0,35	0,12	7	0,10	20	0,08	45	0,05	90
2008	0,44	1,00	0,30	7	0,18	20	0,16	45	0,12	90
2009	1,02	0,30	0,20	7	0,16	20	0,14	45	0,12	90
2010	0,19	0,30	0,20	7	0,18	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,52	0,30	0,22	7	0,18	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2013	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2014	0,52	0,30	0,22	7	0,18	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,52	0,30	0,22	7	0,18	20	0,16	45	0,12	90
2016	0,52	0,30	0,22	7	0,18	20	0,16	45	0,12	90
2017	0,52	0,30	0,22	7	0,18	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de la C.-B. - Classique - Dévonien supérieur, Dévonien moyen										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	1,71	0,45	0,25	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2006	1,39	0,95	0,40	7	0,25	20	0,18	45	0,12	90
2007	0,92	0,85	0,40	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2008	1,22	2,65	0,60	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,10	1,25	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2010	2,98	2,05	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,63	0,65	0,35	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2013	0,56	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,56	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,56	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2016	0,56	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2017	0,56	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de la C.-B. - Étanche - Dévonien supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	1,28	1,25	0,45	7	0,28	20	0,16	45	0,12	90
2006	1,08	1,65	0,53	7	0,23	20	0,16	45	0,12	90
2007	1,53	1,80	0,60	7	0,28	20	0,16	45	0,12	90
2008	1,37	1,55	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,99	0,75	0,40	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2010	1,41	1,35	0,65	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2011	2,46	1,55	0,65	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2013	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2014	2,37	1,55	0,65	0	0,30	0	0,16	0	0,12	90
2015	2,37	1,55	0,65	0	0,30	0	0,16	0	0,12	90
2016	2,37	1,55	0,65	0	0,30	0	0,16	0	0,12	90
2017	2,37	1,55	0,65	0	0,30	0	0,16	0	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de la C.-B. - Schiste - Horn River										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2006	1,00	0,95	0,45	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2007	1,52	1,50	0,85	7	0,45	20	0,16	45	0,12	90
2008	2,96	0,95	0,65	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2009	3,96	0,75	0,45	7	0,34	20	0,16	45	0,12	90
2010	5,26	0,55	0,38	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2011	6,50	0,50	0,38	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2012	7,40	0,55	0,38	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2013	8,00	0,55	0,38	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2014	8,00	0,55	0,38	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2015	8,00	0,55	0,38	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2016	8,00	0,55	0,38	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2017	8,00	0,55	0,38	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de la C.-B. - Schiste - Cordova										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2012	1,79	0,75	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2013	2,50	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2014	2,50	0,75	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	2,50	0,75	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2016	2,50	0,75	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2017	2,50	0,75	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de la C.-B. - Schiste - Liard										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2014	3,00	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2015	3,00	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2016	3,00	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2017	3,00	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90

Groupe de ressources - Gaz - Piémonts de la C.-B. - Classique - Colorado, Mannville										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	1,11	1,05	0,55	7	0,36	20	0,22	45	0,12	90
2006	0,67	0,55	0,30	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2007	0,68	0,40	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,12	90
2008	0,88	0,75	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,29	0,50	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2010	1,50	0,25	0,20	7	0,14	20	0,12	45	0,12	90
2011	1,67	0,12	0,10	7	0,08	20	0,05	45	0,05	90
2012	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2013	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2014	1,69	0,55	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	1,69	0,55	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2016	1,69	0,55	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2017	1,69	0,55	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Piémonts de la C.-B. - Classique - Trias, Permien, Mississippien										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	3,60	0,30	0,20	7	0,12	20	0,08	45	0,05	90
2006	4,30	0,35	0,18	7	0,14	20	0,12	45	0,10	90
2007	1,85	0,50	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2008	3,05	0,45	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2009	4,41	0,40	0,25	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2010	1,21	1,45	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2011	3,99	0,85	0,45	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2012	2,35	0,65	0,40	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2013	1,83	0,65	0,40	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2014	1,83	0,65	0,40	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2015	1,83	0,65	0,40	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2016	1,83	0,65	0,40	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2017	1,83	0,65	0,40	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Piémonts de la C.-B. - Étanche - Trias										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,95	1,45	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2006	0,58	0,37	0,30	7	0,35	20	0,20	45	0,12	90
2007	0,52	0,75	0,40	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2008	1,48	0,75	0,40	7	0,25	20	0,20	45	0,12	90
2009	1,13	0,85	0,45	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2010	2,61	0,85	0,45	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2011	0,00	0,85	0,45	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2012	0,00	0,85	0,45	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2013	0,00	0,85	0,45	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2014	2,61	0,85	0,45	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2015	2,61	0,85	0,45	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2016	2,61	0,85	0,45	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2017	2,61	0,85	0,45	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Piémonts de la C.-B. - Étanche - Montney										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2007	3,50	0,65	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2008	3,50	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2009	3,50	1,10	0,50	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2010	3,50	0,80	0,45	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2011	4,00	0,85	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2012	4,00	0,80	0,45	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2013	4,00	0,80	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2014	4,00	0,80	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2015	4,00	0,80	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2016	4,00	0,80	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2017	4,00	0,80	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90

Groupe de ressources - Gaz - Sud-ouest de la Saskatchewan - Étanche - Colorado supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,05	0,45	0,32	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,07	0,50	0,38	7	0,25	20	0,20	45	0,12	90
2007	0,06	0,55	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2008	0,05	0,55	0,37	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,05	0,60	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,04	0,55	0,28	7	0,20	20	0,14	45	0,12	90
2011	0,03	0,40	0,30	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,03	0,40	0,10	7	0,08	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,03	0,40	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90
2014	0,02	0,40	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90
2015	0,02	0,40	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90
2016	0,02	0,40	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90
2017	0,02	0,40	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90

Groupe de ressources - Gaz - Ouest de la Saskatchewan - Classique - Colorado										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,10	1,10	0,60	7	0,20	20	0,14	45	0,12	90
2006	0,09	0,70	0,50	7	0,30	20	0,10	45	0,08	90
2007	0,09	1,10	0,35	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2008	0,08	0,80	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,04	0,75	0,35	7	0,26	20	0,20	45	0,12	90
2010	0,09	0,90	0,25	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,07	1,40	0,65	7	0,45	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,04	0,60	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,04	0,60	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,05	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,05	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2016	0,05	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2017	0,05	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Ouest de la Saskatchewan - Classique - Mannville moyen, Mannville inférieur, Mississippien										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,23	0,90	0,70	7	0,50	20	0,20	45	0,12	90
2006	0,21	0,85	0,75	7	0,35	20	0,30	45	0,12	90
2007	0,18	0,90	0,55	7	0,40	20	0,24	45	0,12	90
2008	0,17	0,85	0,35	7	0,25	20	0,20	45	0,12	90
2009	0,18	1,00	0,60	7	0,40	20	0,20	45	0,12	90
2010	0,16	1,50	0,55	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,15	1,50	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,22	1,65	0,40	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,24	0,65	0,40	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,34	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,34	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2016	0,35	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2017	0,35	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

ANNEXE B

B1 – Facteurs d'affectation du nombre de jours de forage ciblant du gaz selon la région

Historique des jours de forage ciblant du gaz selon la région																					
Année	00-AB-NH	01-AB-Sud	02-AB-Sud-ouest	03-Sud des piémonts	04-AB-Est	05-AB-Centre	06-AB-Centre-ouest	07-Centre des piémonts	08-Keybob	09-AB-Deep Basin	10-AB-Nord	11-Peace River	12-AB-Nord-ouest	13-BC-Deep Basin	14-Fort St. John	15-BC-Nord-est (non-schiste)	15-BC-Nord-est (schiste exclu)	16-BC-Piémonts	17-SK-Sud-ouest	18-SK-Ouest	19-SK-Est
2004	14 390	14 672	2 607	528	5 511	6 131	9 138	6 047	2 712	23 217	1 662	2 915	3 029	3 817	5 086	6 551	62	2 036	14 324	1 657	11
2005	29 100	12 868	3 608	399	7 569	9 445	11 429	4 539	3 295	29 144	1 421	3 953	2 409	6 900	5 858	5 624	0	2 194	13 720	1 694	11
2006	14 861	11 454	2 066	295	8 355	5 197	9 735	5 913	3 380	29 343	1 761	4 195	1 769	6 281	5 704	4 602	1 60	2 316	11 982	1 016	0
2007	12 023	8 665	1 702	477	4 224	3 093	6 042	3 676	2 981	16 470	1 219	2 196	595	3 092	3 984	2 245	2 28	2 443	6 427	506	18
2008	8 341	6 497	1 376	78	1 686	2 940	6 102	3 806	2 905	15 029	663	2 889	520	4 074	5 778	1 872	1 232	2 652	6 623	1 755	8
2009	5 019	2 343	327	21	465	761	3 429	1 958	2 465	10 094	232	1 676	179	3 091	4 228	610	5 081	1 309	848	125	0
2010	8 910	6 016	893	86	495	1 086	3 928	1 248	2 393	13 708	65	2 343	86	4 439	5 452	810	3 663	3 097	179	15	10
2011	2 877	1 150	236	0	350	413	4 553	1 068	1 829	12 875	66	1 711	45	2 852	5 917	594	6 624	2 868	119	47	9
2012	311	178	38	0	310	203	2 732	531	2 107	10 613	0	1 503	27	1 185	6 471	60	3 368	2 207	20	35	8
2013	253	393	7	0	78	202	4 074	377	4 241	11 696	124	1 515	0	2 181	6 293	76	2 143	3 627	0	29	18

Fraction historique des jours de forage ciblant du gaz selon la région																					
Année	00-AB-NH	01-AB-Sud	02-AB-Sud-ouest	03-Sud des piémonts	04-AB-Est	05-AB-Centre	06-AB-Centre-ouest	07-Centre des piémonts	08-Keybob	09-AB-Deep Basin	10-AB-Nord	11-Peace River	12-AB-Nord-ouest	13-BC-Deep Basin	14-Fort St. John	15-BC-Nord-est (non-schiste)	15-BC-Nord-est (schiste exclu)	16-BC-Piémonts	17-SK-Sud-ouest	18-SK-Ouest	19-SK-Est
2004	0,1141	0,1163	0,0207	0,0042	0,0437	0,0486	0,0725	0,0480	0,0215	0,1841	0,0132	0,0231	0,0240	0,0303	0,0403	0,0519	0,0005	0,0161	0,1136	0,0131	0,0001
2005	0,1875	0,0829	0,0233	0,0026	0,0488	0,0609	0,0736	0,0292	0,0212	0,1878	0,0092	0,0255	0,0155	0,0445	0,0377	0,0362	0,0000	0,0141	0,0884	0,0109	0,0001
2006	0,1140	0,0878	0,0158	0,0023	0,0641	0,0399	0,0747	0,0454	0,0259	0,2250	0,0135	0,0322	0,0136	0,0482	0,0437	0,0353	0,0012	0,0178	0,0919	0,0078	0,0000
2007	0,1461	0,1053	0,0207	0,0058	0,0513	0,0376	0,0734	0,0447	0,0362	0,2001	0,0148	0,0267	0,0072	0,0376	0,0484	0,0273	0,0028	0,0297	0,0781	0,0061	0,0002
2008	0,1086	0,0846	0,0179	0,0010	0,0219	0,0383	0,0794	0,0495	0,0378	0,1956	0,0086	0,0376	0,0068	0,0530	0,0752	0,0244	0,0160	0,0345	0,0862	0,0228	0,0001
2009	0,1134	0,0529	0,0074	0,0005	0,0105	0,0172	0,0775	0,0442	0,0557	0,2281	0,0052	0,0379	0,0040	0,0698	0,0955	0,0138	0,1148	0,0296	0,0192	0,0028	0,0000
2010	0,1512	0,1021	0,0152	0,0015	0,0084	0,0184	0,0667	0,0212	0,0406	0,2326	0,0011	0,0398	0,0015	0,0753	0,0925	0,0137	0,0622	0,0526	0,0030	0,0003	0,0002
2011	0,0623	0,0249	0,0051	0,0000	0,0076	0,0089	0,0985	0,0231	0,0396	0,2787	0,0014	0,0370	0,0010	0,0617	0,1281	0,0129	0,1434	0,0621	0,0026	0,0010	0,0002
2012	0,0097	0,0056	0,0012	0,0000	0,0097	0,0064	0,0856	0,0166	0,0660	0,3326	0,0000	0,0471	0,0008	0,0371	0,2028	0,0019	0,1056	0,0692	0,0006	0,0011	0,0003
2013	0,0068	0,0105	0,0002	0,0000	0,0021	0,0054	0,1091	0,0101	0,1136	0,3133	0,0033	0,0406	0,0000	0,0584	0,1686	0,0020	0,0574	0,0972	0,0000	0,0008	0,0005

Nombre projeté de jours de forage ciblant du gaz selon la région - Prix médians																					
Année	00-AB-NH	01-AB-Sud	02-AB-Sud-ouest	03-Sud des piémonts	04-AB-Est	05-AB-Centre	06-AB-Centre-ouest	07-Centre des piémonts	08-Keybob	09-AB-Deep Basin	10-AB-Nord	11-Peace River	12-AB-Nord-ouest	13-BC-Deep Basin	14-Fort St. John	15-BC-Nord-est (non-schiste)	15-BC-Nord-est (schiste exclu)	16-BC-Piémonts	17-SK-Sud-ouest	18-SK-Ouest	19-SK-Est
2014	249	512	9	0	97	250	4 933	139	3 033	13 858	153	1 784	30	2 338	7 086	571	322	4 227	0	81	22
2015	97	200	3	0	38	98	1 939	54	1 186	5 425	60	695	12	913	2 760	225	126	1 646	0	32	9
2016	169	347	6	0	65	171	3 387	94	2 062	9 407	104	1 195	20	1 574	4 745	392	220	2 830	0	55	15
2017	197	405	7	0	76	200	3 989	109	2 419	10 969	121	1 376	24	1 822	5 463	463	259	3 258	0	64	18

Fraction projetée du total des jours de forage ciblant du gaz selon la région - Prix médians																					
Année	00-AB-NH	01-AB-Sud	02-AB-Sud-ouest	03-Sud des piémonts	04-AB-Est	05-AB-Centre	06-AB-Centre-ouest	07-Centre des piémonts	08-Keybob	09-AB-Deep Basin	10-AB-Nord	11-Peace River	12-AB-Nord-ouest	13-BC-Deep Basin	14-Fort St. John	15-BC-Nord-est (non-schiste)	15-BC-Nord-est (schiste exclu)	16-BC-Piémonts	17-SK-Sud-ouest	18-SK-Ouest	19-SK-Est
2014	0,0063	0,0129	0,0002	0,0000	0,0024	0,0063	0,1243	0,0035	0,0764	0,3491	0,0039	0,0449	0,0008	0,0589	0,1785	0,0144	0,0081	0,1065	0,0000	0,0020	0,0006
2015	0,0063	0,0129	0,0002	0,0000	0,0024	0,0063	0,1250	0,0035	0,0764	0,3496	0,0039	0,0448	0,0008	0,0588	0,1779	0,0145	0,0081	0,1061	0,0000	0,0020	0,0006
2016	0,0063	0,0129	0,0002	0,0000	0,0024	0,0064	0,1261	0,0035	0,0768	0,3503	0,0039	0,0445	0,0008	0,0586	0,1767	0,0146	0,0082	0,1054	0,0000	0,0020	0,0006
2017	0,0063	0,0130	0,0002	0,0000	0,0024	0,0064	0,1277	0,0035	0,0774	0,3511	0,0039	0,0441	0,0008	0,0583	0,1749	0,0148	0,0083	0,1043	0,0000	0,0020	0,0006

Nombre projeté de jours de forage ciblant du gaz selon la région - Prix plus élevés																					
Année	00-AB-NH	01-AB-Sud	02-AB-Sud-ouest	03-Sud des piémonts	04-AB-Est	05-AB-Centre	06-AB-Centre-ouest	07-Centre des piémonts	08-Keybob	09-AB-Deep Basin	10-AB-Nord	11-Peace River	12-AB-Nord-ouest	13-BC-Deep Basin	14-Fort St. John	15-BC-Nord-est (non-schiste)	15-BC-Nord-est (schiste exclu)	16-BC-Piémonts	17-SK-Sud-ouest	18-SK-Ouest	19-SK-Est
2014	249	512	9	0	97	250	4 933	139	3 033	13 858	153	1 784	30	2 338	7 086	571	322	4 227	0	81	22
2015	134	276	5	0	52	135	2 670	75	1 633	7 468	83	957	16	1 256	3 800	309	174	2 266	0	44	12
2016	191	394	7	0	74	194	3 844	107	2 341	10 678	118	1 356	23	1 787	5 385	445	249	3 212	0	62	17
2017	216	445	8	0	84	219	4 380	120	2 657	12 045	133	1 511	26	2 001	5 999	508	285	3 577	0	70	19

Fraction projetée du total des jours de forage ciblant du gaz selon la région - Prix plus élevés																					
Année	00-AB-NH	01-AB-Sud	02-AB-Sud-ouest	03-Sud des piémonts	04-AB-Est	05-AB-Centre	06-AB-Centre-ouest	07-Centre des piémonts	08-Keybob	09-AB-Deep Basin	10-AB-Nord	11-Peace River	12-AB-Nord-ouest	13-BC-Deep Basin	14-Fort St. John	15-BC-Nord-est (non-schiste)	15-BC-Nord-est (schiste exclu)	16-BC-Piémonts	17-SK-Sud-ouest	18-SK-Ouest	19-SK-Est
2014	0,0063	0,0129	0,0002	0,0000	0,0024	0,0063	0,1243	0,0035	0,0764	0,3491	0,0039	0,0449	0,0008	0,0589	0,1785	0,0144	0,0081	0,1065	0,0000	0,0020	0,0006
2015	0,0063	0,0129	0,0002	0,0000	0,0024	0,0063	0,1250	0,0035	0,0764	0,3496	0,0039	0,0448	0,0008	0,0588	0,1779	0,0145	0,0081	0,1061	0,0000	0,0020	0,0006
2016	0,0063	0,0129	0,0002	0,0000	0,0024	0,0064	0,1261	0,0035	0,0768	0,3503	0,0039	0,0445	0,0008	0,0586	0,1767	0,0146	0,0082	0,1054	0,0000	0,0020	0,0006
2017	0,0063	0,0130	0,0002	0,0000	0,0024	0,0064	0,1277	0,0035	0,0774	0,3511	0,0039	0,0441	0,0008	0,0583	0,1749	0,0148	0,0083	0,1043	0,0000	0,0020	0,0006

Nombre projeté de jours de forage ciblant du gaz selon la région - Prix plus bas

Année	00 - AB - NH	01 - AB - Sud	02 - AB - Sud-ouest	03 - Sud des piémonts	04 - AB - Est	05 - AB - Centre	06 - AB - Centre-ouest	07 - Centre des piémonts	08 - Keyhob	09 - AB - Deep Basin	10 - AB - Nord	11 - Peace River	12 - AB - Nord-ouest	13 - BC - Deep Basin	14 - Fort St. John	15 - BC - Nord-est (non-schiste)	15 - BC - Nord-est (schiste exclu)	16 - BC - Piémonts	17 - SK - Sud-ouest	18 - SK - Ouest	19 - SK - Est
2014	249	512	9	0	97	250	4 933	139	3 033	13 858	153	1 784	30	2 338	7 086	571	322	4 227	0	81	22
2015	82	169	3	0	32	83	1 638	46	1 002	4 583	51	587	10	771	2 332	190	107	1 391	0	27	7
2016	137	282	5	0	53	138	2 747	76	1 673	7 631	84	969	16	1 277	3 849	318	178	2 296	0	44	12
2017	148	305	5	0	57	150	3 005	82	1 823	8 265	91	1 037	18	1 373	4 116	349	195	2 455	0	48	13

Fraction projetée du total des jours de forage ciblant du gaz selon la région - Prix plus bas

Année	00 - AB - NH	01 - AB - Sud	02 - AB - Sud-ouest	03 - Sud des piémonts	04 - AB - Est	05 - AB - Centre	06 - AB - Centre-ouest	07 - Centre des piémonts	08 - Keyhob	09 - AB - Deep Basin	10 - AB - Nord	11 - Peace River	12 - AB - Nord-ouest	13 - BC - Deep Basin	14 - Fort St. John	15 - BC - Nord-est (non-schiste)	15 - BC - Nord-est (schiste exclu)	16 - BC - Piémonts	17 - SK - Sud-ouest	18 - SK - Ouest	19 - SK - Est
2014	0,0063	0,0129	0,0002	0,0000	0,0024	0,0063	0,1243	0,0035	0,0764	0,3491	0,0039	0,0449	0,0008	0,0589	0,1765	0,0144	0,0081	0,1065	0,0000	0,0020	0,0006
2015	0,0063	0,0129	0,0002	0,0000	0,0024	0,0063	0,1250	0,0035	0,0764	0,3496	0,0039	0,0448	0,0008	0,0588	0,1779	0,0145	0,0081	0,1061	0,0000	0,0020	0,0006
2016	0,0063	0,0129	0,0002	0,0000	0,0024	0,0064	0,1261	0,0035	0,0768	0,3503	0,0039	0,0445	0,0008	0,0586	0,1767	0,0146	0,0082	0,1054	0,0000	0,0020	0,0006
2017	0,0063	0,0130	0,0002	0,0000	0,0024	0,0064	0,1277	0,0035	0,0774	0,3511	0,0039	0,0441	0,0008	0,0583	0,1749	0,0148	0,0083	0,1043	0,0000	0,0020	0,0006

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

Scénario de prix médians							
Groupes de ressources	Nombre annuel projeté de puits ciblant le groupe de ressource			Ratio de raccordements	Nombre annuel projeté de raccordements pour le groupe de ressources		
	2015	2016	2017		2015	2016	2017
Raccordements pour le gaz							
00 - AB - MH	31	54	63	1,270	39	68	80
01 - AB - Sud	91	158	184	1,227	112	193	226
Réservoirs étanches	4	8	9	1,061	5	8	10
02 - AB - Sud-ouest	1	2	2	1,114	1	2	2
Réservoirs étanches	0	0	0		0	0	0
03 - Zone sud des piémonts	0	0	0		0	0	0
04 - AB - Est	8	14	17	1,058	9	15	18
Réservoirs étanches	0	0	0		0	0	0
Schiste Duvernay	0	0	0		0	0	0
05 - AB - Centre	12	20	24	1,244	15	25	30
Réservoirs étanches	3	5	6	1,346	4	6	7
Schiste Duvernay	0	0	0		0	0	0
06 - AB - Centre-ouest	107	186	219	1,126	120	210	247
Réservoirs étanches	64	112	132	1,127	72	126	149
Schiste Duvernay	1	2	2	1,000	1	2	2
07 - Zone centrale des piémonts	1	2	3	1,160	2	3	3
Réservoirs étanches Montney	0	0	0		0	0	0
Autres réservoirs étanches	0	0	0		0	0	0
Schiste Duvernay	0	0	0		0	0	0
08 - Kaybob	36	63	74	1,006	36	63	74
Réservoirs étanches Montney	9	16	19	1,000	9	16	19
Autres réservoirs étanches	9	16	19	1,040	9	17	20
Schiste Duvernay	14	24	29	1,000	14	24	29
09 - AB - Deep Basin	177	307	359	1,189	210	365	428
Réservoirs étanches Montney	67	115	132	1,000	67	115	132
Autres réservoirs étanches	80	141	167	1,363	110	192	228
Schiste Duvernay	4	8	9	1,000	4	8	9
10 - AB - Nord-est	36	62	73	0,930	33	58	68
11 - Peace River	31	54	62	1,011	32	55	63
Réservoirs étanches Montney	29	50	58	1,000	29	50	58
Autres réservoirs étanches	1	1	1	1,264	1	1	2
Schiste Duvernay	0	0	0		0	0	0
12 - AB - Nord-ouest	1	2	2	0,967	1	2	2
Schiste Duvernay	0	0	0		0	0	0
13 - BC Deep Basin	22	38	44	1,025	23	39	45
Réservoirs étanches Montney	17	30	34	1,000	17	30	34
Autres réservoirs étanches	3	6	7	1,128	4	6	7
14 - Fort St, John	112	192	221	1,001	112	192	221
Réservoirs étanches Montney	107	185	212	1,000	107	185	212
15 - Nord-est BC	13	22	26	1,031	13	23	27
Réservoirs étanches	8	14	16	0,970	8	13	16
Schiste Cordova	0	0	0		0	0	0
Schiste Horn River	2	4	5	1,000	2	4	5
16 - BC - Piémonts	48	82	94	1,002	48	82	95
Réservoirs étanches Montney	45	78	89	1,000	45	78	89
17 - Sud-ouest SK	0	0	0		0	0	0
Réservoirs étanches	0	0	0		0	0	0
18 - Ouest SK	10	17	19	1,034	10	17	20
19 - SK - Est	1	2	2	1,000	1	2	2
Somme partielle : Gaz - Classique (réservoir étanches exclus)	237	410	478	1,133	268	465	542
Somme partielle : Gas - Réservoirs étanches	447	774	901	1,088	486	843	982
Réservoirs étanches Montney	275	473	544	1,000	275	473	544
Somme partielle : Gaz - MH	31	54	63	1,270	39	68	80
Somme partielle : Gaz - Schiste	22	38	45	1,000	22	38	45
Raccordements pour le gaz - MH							
AB - Formation principale HSC	76	41	58	1,279	97	52	75
AB - Mannville CBM	0	0	0		0	0	0
AB - Autre MH	3	2	3	1,070	4	2	3
Somme partielle : Gaz - MH	79	43	61	1,270	101	54	77
Total : Gaz	737	1 277	1 487	1,107	816	1 414	1 649

Scénario de prix plus élevés							
Groupes de ressources	Nombre annuel projeté de puits ciblant le groupe de ressource			Ratio de raccords	Nombre annuel projeté de raccords pour le groupe de ressources		
	2015	2016	2017		2015	2016	2017
Raccords pour le gaz							
00 - AB - MH	43	61	69	1,270	54	77	87
01 - AB - Sud	125	179	202	1,227	154	219	248
Réservoirs étanches	6	9	10	1,061	6	9	11
02 - AB - Sud-ouest	1	2	2	1,114	1	2	2
Réservoirs étanches	0	0	0		0	0	0
03 - Zone sud des piémonts	0	0	0		0	0	0
04 - AB - Est	11	16	18	1,058	12	17	19
Réservoirs étanches	0	0	0		0	0	0
Schiste Duvernay	0	0	0		0	0	0
05 - AB - Centre	16	23	26	1,244	20	29	33
Réservoirs étanches	4	5	6	1,346	5	7	8
Schiste Duvernay	0	0	0		0	0	0
06 - AB - Centre-ouest	147	212	241	1,126	166	238	271
Réservoirs étanches	88	127	145	1,127	99	143	164
Schiste Duvernay	2	2	3	1,000	2	2	3
07 - Zone centrale des piémonts	2	3	3	1,160	2	3	4
Réservoirs étanches Montney	0	0	0		0	0	0
Autres réservoirs étanches	0	0	0		0	0	0
Schiste Duvernay	0	0	0		0	0	0
08 - Kaybob	50	71	81	1,006	50	72	81
Réservoirs étanches Montney	13	18	20	1,000	13	18	20
Autres réservoirs étanches	13	18	21	1,040	13	19	22
Schiste Duvernay	19	28	32	1,000	19	28	32
09 - AB - Deep Basin	243	348	394	1,189	289	414	470
Réservoirs étanches Montney	92	130	145	1,000	92	130	145
Autres réservoirs étanches	111	160	184	1,363	151	218	250
Schiste Duvernay	6	9	10	1,000	6	9	10
10 - AB - Nord-est	50	71	80	0,930	46	66	74
11 - Peace River	43	61	68	1,011	44	62	69
Réservoirs étanches Montney	40	57	64	1,000	40	57	64
Autres réservoirs étanches	1	1	1	1,264	1	1	2
Schiste Duvernay	0	0	0		0	0	0
12 - AB - Nord-ouest	1	2	2	0,967	1	2	2
Schiste Duvernay	0	0	0		0	0	0
13 - BC Deep Basin	30	43	48	1,025	31	44	49
Réservoirs étanches Montney	24	34	38	1,000	24	34	38
Autres réservoirs étanches	4	6	7	1,128	5	7	8
14 - Fort St, John	154	218	243	1,001	154	218	243
Réservoirs étanches Montney	148	209	233	1,000	148	209	233
15 - Nord-est BC	18	25	29	1,031	18	26	30
Réservoirs étanches	11	16	18	0,970	10	15	17
Schiste Cordova	0	0	0		0	0	0
Schiste Horn River	3	5	5	1,000	3	5	5
16 - BC - Piémonts	66	93	104	1,002	66	93	104
Réservoirs étanches Montney	62	88	98	1,000	62	88	98
17 - Sud-ouest SK	0	0	0		0	0	0
Réservoirs étanches	0	0	0		0	0	0
18 - Ouest SK	13	19	21	1,034	14	19	22
19 - SK - Est	1	2	2	1,000	1	2	2
Somme partielle : Gaz - Classique (réservoir étanches exclus)	326	466	525	1,133	369	528	595
Somme partielle : Gas - Réservoirs étanches	615	879	989	1,088	669	957	1 079
Réservoirs étanches Montney	379	537	597	1,000	379	537	597
Somme partielle : Gaz - MH	43	61	69	1,270	54	77	87
Somme partielle : Gaz - Schiste	30	44	50	1,000	30	44	50
Raccords pour le gaz - MH							
AB - Formation principale HSC	76	41	58	1,279	97	52	75
AB - Mannville CBM	0	0	0		0	0	0
AB - Autre MH	3	2	3	1,070	4	2	3
Somme partielle : Gaz - MH	79	43	61	1,270	101	54	77
Total : Gaz	1 014	1 449	1 633	1,107	1 123	1 605	1 811

Scénario de prix plus bas							
Groupes de ressources	Nombre annuel projeté de puits ciblant le groupe de ressource			Ratio de raccordements	Nombre annuel projeté de raccordements pour le groupe de ressources		
	2015	2016	2017		2015	2016	2017
Raccordements pour le gaz							
00 - AB - MH	26	44	47	1,270	33	55	60
01 - AB - Sud	77	128	138	1,227	94	157	170
Réservoirs étanches	4	6	7	1,061	4	7	7
02 - AB - Sud-ouest	1	1	1	1,114	1	1	2
Réservoirs étanches	0	0	0		0	0	0
03 - Zone sud des piémonts	0	0	0		0	0	0
04 - AB - Est	7	12	13	1,058	7	12	13
Réservoirs étanches	0	0	0		0	0	0
Schiste Duvernay	0	0	0		0	0	0
05 - AB - Centre	10	17	18	1,244	12	21	22
Réservoirs étanches	2	4	4	1,346	3	5	6
Schiste Duvernay	0	0	0		0	0	0
06 - AB - Centre-ouest	90	151	165	1,126	102	170	186
Réservoirs étanches	54	91	100	1,127	61	102	112
Schiste Duvernay	1	2	2	1,000	1	2	2
07 - Zone centrale des piémonts	1	2	2	1,160	1	2	2
Réservoirs étanches Montney	0	0	0		0	0	0
Autres réservoirs étanches	0	0	0		0	0	0
Schiste Duvernay	0	0	0		0	0	0
08 - Kaybob	31	51	55	1,006	31	51	56
Réservoirs étanches Montney	8	13	14	1,000	8	13	14
Autres réservoirs étanches	8	13	14	1,040	8	14	15
Schiste Duvernay	12	20	22	1,000	12	20	22
09 - AB - Deep Basin	149	249	270	1,189	177	296	322
Réservoirs étanches Montney	56	93	99	1,000	56	93	99
Autres réservoirs étanches	68	115	126	1,363	93	156	172
Schiste Duvernay	4	6	7	1,000	4	6	7
10 - AB - Nord-est	30	51	55	0,930	28	47	51
11 - Peace River	27	44	47	1,011	27	44	47
Réservoirs étanches Montney	25	41	44	1,000	25	41	44
Autres réservoirs étanches	0	1	1	1,264	1	1	1
Schiste Duvernay	0	0	0		0	0	0
12 - AB - Nord-ouest	1	1	1	0,967	1	1	1
Schiste Duvernay	0	0	0		0	0	0
13 - BC Deep Basin	19	31	33	1,025	19	32	34
Réservoirs étanches Montney	15	24	26	1,000	15	24	26
Autres réservoirs étanches	3	4	5	1,128	3	5	6
14 - Fort St, John	94	156	167	1,001	94	156	167
Réservoirs étanches Montney	91	150	160	1,000	91	150	160
15 - Nord-est BC	11	18	20	1,031	11	19	20
Réservoirs étanches	7	11	12	0,970	6	11	12
Schiste Cordova	0	0	0		0	0	0
Schiste Horn River	2	3	4	1,000	2	3	4
16 - BC - Piémonts	40	67	71	1,002	40	67	71
Réservoirs étanches Montney	38	63	67	1,000	38	63	67
17 - Sud-ouest SK	0	0	0		0	0	0
Réservoirs étanches	0	0	0		0	0	0
18 - Ouest SK	8	13	15	1,034	8	14	15
19 - SK - Est	1	1	1	1,000	1	1	1
Somme partielle : Gaz - Classique (réservoir étanches exclus)	200	333	360	1,133	227	377	408
Somme partielle : Gas - Réservoirs étanches	378	628	679	1,088	411	684	740
Réservoirs étanches Montney	233	384	410	1,000	233	384	410
Somme partielle : Gaz - MH	26	44	47	1,270	33	55	60
Somme partielle : Gaz - Schiste	19	31	34	1,000	19	31	34
Raccordements pour le gaz - MH							
AB - Formation principale HSC	25	42	45	1,279	32	53	58
AB - Mannville CBM	0	0	0		0	0	0
AB - Autre MH	1	2	2	1,070	1	2	2
Somme partielle : Gaz - MH	26	44	47	1,270	33	55	60
Total : Gaz	622	1 036	1 121	1,107	689	1 147	1 242

ANNEXE C

Détails de productibilité selon le scénario

C.1 - Productibilité de gaz au Canada par région/ressource – Scénario de prix médians										
Région/ressource	Données historiques				Projection					
	2013*		2014		2015		2016		2017	
	Mm³/j	Mpi³/j	Mm³/j	Mpi³/j	Mm³/j	Mpi³/j	Mm³/j	Mpi³/j	Mm³/j	Mpi³/j
00 - AB MH	21,11	745	19,67	694	18,11	639	16,54	584	15,16	535
Horseshoe Canyon	15,50	547	14,44	510	13,15	464	11,91	420	10,82	382
Mannville	1,94	69	1,74	61	1,60	57	1,45	51	1,31	46
Autre MH	3,67	129	3,49	123	3,35	118	3,18	112	3,03	107
01 - AB Sud	27,69	977	26,18	924	24,73	873	22,61	798	20,78	733
Gaz dissous	2,34	83	2,57	91	2,64	93	2,59	92	2,60	92
Réservoirs étanches	17,76	627	16,48	582	15,47	546	13,99	494	12,65	447
02 - AB Sud-ouest	5,41	191	5,25	185	4,99	176	4,63	163	4,25	150
Gaz dissous	0,70	25	0,85	30	0,94	33	0,96	34	0,93	33
Réservoirs étanches	1,62	57	1,51	53	1,36	48	1,23	43	1,11	39
03 - Sud des piémonts	4,10	145	3,62	128	3,07	108	2,93	103	2,79	99
Gaz dissous	0,13	4	0,14	5	0,15	5	0,14	5	0,14	5
04 - AB Est	12,58	444	12,20	431	11,77	416	10,86	383	10,12	357
Gaz dissous	4,46	157	4,65	164	4,59	162	4,32	153	4,15	147
Réservoirs étanches	0,32	11	0,29	10	0,28	10	0,27	9	0,25	9
Schiste Duvernay	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
05 - AB Centre	15,20	537	14,49	511	13,91	491	13,11	463	12,56	443
Gaz dissous	3,71	131	3,65	129	3,53	125	3,39	120	3,38	119
Réservoirs étanches	1,31	46	1,32	47	1,42	50	1,42	50	1,48	52
Schiste Duvernay	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
06 - AB Centre-ouest	45,53	1 607	48,51	1 712	48,99	1 729	47,38	1 672	48,31	1 705
Gaz dissous	12,90	456	13,72	484	12,95	457	12,09	427	12,04	425
Réservoirs étanches	16,66	588	18,88	667	20,70	731	20,81	735	22,24	785
Schiste Duvernay	0,14	5	0,28	10	0,29	10	0,30	11	0,34	12
07 - Centre des piémonts	18,86	666	17,37	613	16,16	570	15,32	541	14,59	515
Gaz dissous	0,36	13	0,43	15	0,38	13	0,38	13	0,38	13
Réservoirs étanches Montney	0,16	6	0,08	3	0,08	3	0,07	2	0,06	2
Autres réservoirs étanches	1,18	41	0,98	35	0,86	30	0,79	28	0,73	26
Schiste Duvernay	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
08 - Kaybob	19,65	694	21,00	741	21,44	757	20,97	740	21,27	751
Gaz dissous	5,91	209	7,00	247	7,25	256	7,08	250	7,04	249
Réservoirs étanches Montney	1,65	58	2,15	76	2,70	95	2,83	100	3,22	114
Autres réservoirs étanches	6,34	224	6,04	213	5,64	199	5,17	183	4,82	170
Schiste Duvernay	0,52	18	1,24	44	1,69	60	1,93	68	2,38	84
09 - AB Deep Basin	66,32	2 341	71,58	2 527	76,88	2 714	78,80	2 782	85,05	3 002
Gaz dissous	2,46	87	3,26	115	3,26	115	3,18	112	3,12	110
Réservoirs étanches Montney	5,43	192	9,94	351	14,39	508	17,23	608	21,53	760
Autres réservoirs étanches	51,75	1 827	52,10	1 839	53,10	1 874	52,14	1 841	53,79	1 899
Schiste Duvernay	0,13	5	0,32	11	0,51	18	0,59	21	0,74	26
10 - AB Nord-est	8,42	297	8,12	287	7,78	275	7,34	259	7,12	252
Gaz dissous	2,26	80	2,33	82	2,14	76	1,90	67	1,86	66
11 - Peace River	22,24	785	25,31	893	25,18	889	24,30	858	24,47	864
Gaz dissous	5,19	183	7,03	248	6,85	242	6,49	229	6,22	220
Réservoirs étanches Montney	8,85	312	10,87	384	11,63	410	11,65	411	12,53	442
Autres réservoirs étanches	1,70	60	1,46	51	1,29	46	1,16	41	1,06	37
Schiste Duvernay	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
12 - AB Nord-est	7,29	257	6,65	235	6,02	212	5,36	189	5,00	177
Gaz dissous	2,70	95	2,43	86	2,02	71	1,61	57	1,49	53
Schiste Duvernay	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
13 - BC Deep Basin	15,57	550	14,83	523	15,14	535	14,94	527	15,58	550
Montney	7,22	255	7,53	266	8,51	300	8,74	309	9,64	340
Autres réservoirs étanches	4,89	173	4,17	147	3,93	139	3,69	130	3,58	126
14 - Fort St. John	49,75	1 756	57,29	2 022	63,16	2 230	65,43	2 310	72,40	2 556
Gaz dissous	0,90	32	1,10	39	1,08	38	1,06	38	1,05	37
Montney	34,69	1 225	43,96	1 552	52,55	1 855	55,83	1 971	63,59	2 245

C.1 - Canadian Gas Deliverability by Area/Resource – Mid-Range Price Case (continued)

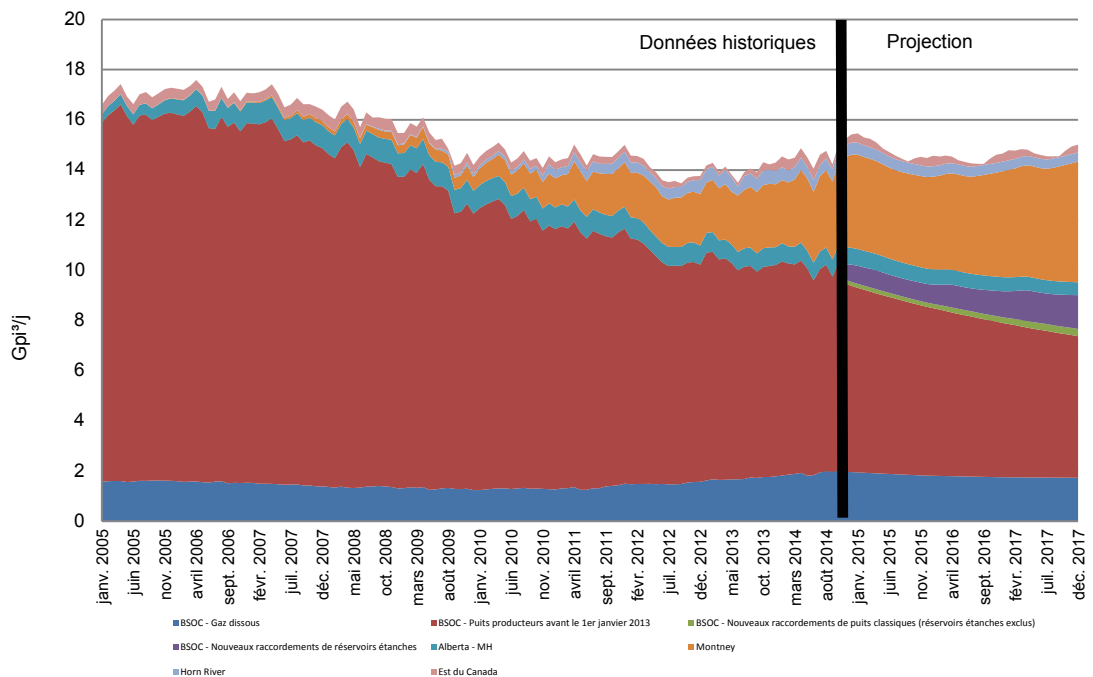
Région/ressource	Données historiques				Projection					
	2013*		2014		2015		2016		2017	
	Mm³/j	Mpi³/j	Mm³/j	Mpi³/j	Mm³/j	Mpi³/j	Mm³/j	Mpi³/j	Mm³/j	Mpi³/j
15 - BC Nord-est	25,39	896	23,38	826	21,41	756	19,37	684	18,02	636
Gaz dissous	0,14	5	0,13	5	0,13	5	0,13	5	0,13	4
Réservoirs étanches	6,29	222	5,80	205	5,28	186	4,89	173	4,65	164
Schiste Cordova	0,93	33	0,76	27	0,61	22	0,53	19	0,46	16
Schiste Horn River	14,98	529	13,66	482	12,63	446	11,33	400	10,50	371
16 - BC Piémonts	15,20	536	18,08	638	21,47	758	21,59	762	23,36	825
Réservoirs étanches Montney	6,84	242	10,78	381	13,81	488	14,64	517	17,00	600
17 - SK Sud-ouest	6,23	220	6,03	213	5,49	194	5,01	177	4,57	161
Gaz dissous	0,35	12	0,51	18	0,53	19	0,53	19	0,52	18
Réservoirs étanches	5,79	204	5,46	193	4,96	175	4,48	158	4,05	143
18 - SK Ouest	4,14	146	4,54	160	4,49	159	4,21	149	3,87	137
Gaz dissous	2,41	85	2,89	102	3,07	108	2,90	103	2,65	94
19 - SK Est	1,35	48	1,74	62	1,83	65	1,79	63	1,70	60
Gaz dissous	1,34	47	1,74	62	1,83	65	1,79	63	1,70	60
22 - Yukon et Territoires du-Nord-Ouest	0,34	12	0,30	11	0,25	9	0,19	7	0,13	5
Total - Classique (réservoirs étanches et gaz dissous exclus)	125,85	4 443	115,99	4 095	107,15	3 782	99,84	3 524	94,11	3 322
Total - Réservoirs étanches	180,45	6 370	199,80	7 053	217,95	7 694	221,04	7 803	237,99	8 401
Montney	64,84	2289,02	85,31	3011,41	103,66	3659,48	110,99	3918,15	127,58	4503,69
Total - Gaz dissous	48,27	1703,81	54,43	1921,44	53,33	1882,74	50,56	1784,82	49,42	1744,55
Total - MH	21,11	745	19,67	694	18,11	639	16,54	584	15,16	535
Total - Schiste	16,70	589	16,26	574	15,73	555	14,68	518	14,43	509
Total - BSOC	392,38	13 851	406,15	14 337	412,27	14 554	402,66	14 214	411,11	14 513
Canada atlantique	5,16	182	9,38	331	6,45	228	6,38	225	6,09	215
Ailleurs au Canada	0,35	12	0,30	10	0,28	10	0,26	9	0,24	9
Total Canada	397,89	14 046	415,83	14 679	419,01	14 791	409,31	14 449	417,45	14 736

Les taux représentent des moyennes annuelles.

*Tenant compte de la production réelle de janvier à octobre en 2014t

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

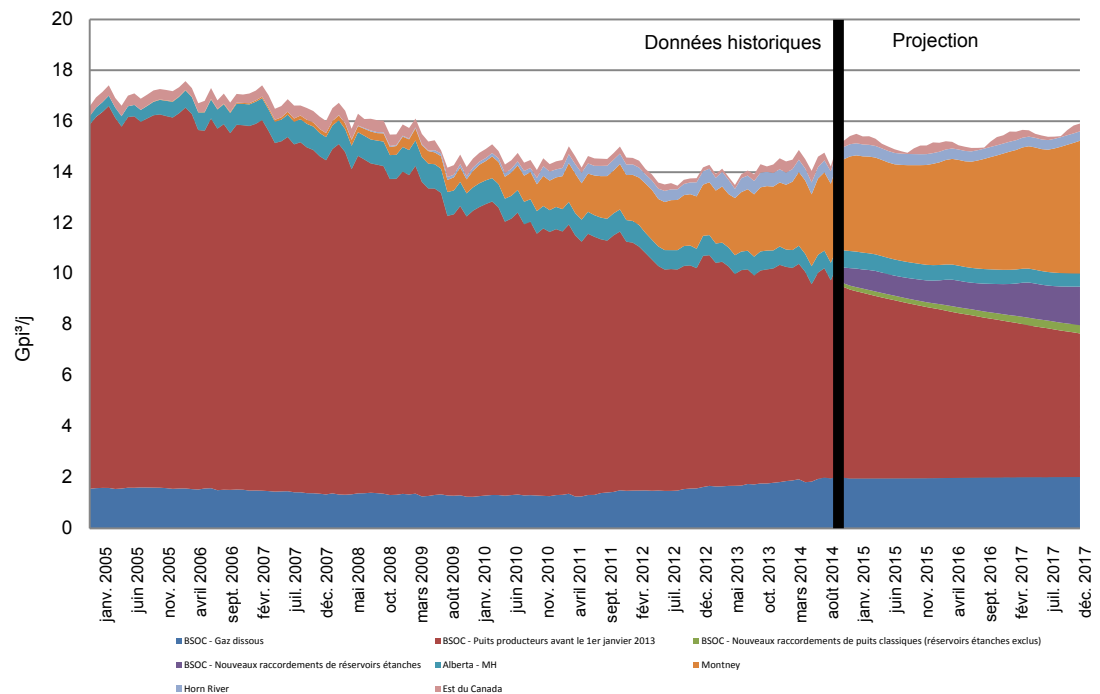
Région/ressource	Données historiques				Projection					
	2013*		2014		2015		2016		2017	
	Mm ³ /j	Mpi ³ /j	Mm ³ /j	Mpi ³ /j	Mm ³ /j	Mpi ³ /j	Mm ³ /j	Mpi ³ /j	Mm ³ /j	Mpi ³ /j
00 - AB MH	21,11	745	19,67	694	18,11	639	16,56	585	15,19	536
Horseshoe Canyon	15,50	547	14,44	510	13,16	465	11,93	421	10,85	383
Mannville	1,94	69	1,74	61	1,60	57	1,45	51	1,31	46
Autre MH	3,67	129	3,49	123	3,35	118	3,18	112	3,03	107
01 - AB Sud	27,69	977	26,18	924	24,79	875	22,77	804	20,99	741
Gaz dissous	2,34	83	2,57	91	2,69	95	2,74	97	2,80	99
Réservoirs étanches	17,76	627	16,48	582	15,48	546	13,99	494	12,65	447
02 - AB Sud-ouest	5,41	191	5,25	185	5,06	178	4,80	169	4,46	157
Gaz dissous	0,70	25	0,85	30	1,01	36	1,13	40	1,14	40
Réservoirs étanches	1,62	57	1,51	53	1,36	48	1,23	43	1,11	39
03 - Sud des piémonts	4,10	145	3,62	128	3,07	109	2,93	104	2,80	99
Gaz dissous	0,13	4	0,14	5	0,15	5	0,15	5	0,15	5
04 - AB Est	12,58	444	12,20	431	11,96	422	11,41	403	10,83	382
Gaz dissous	4,46	157	4,65	164	4,77	169	4,86	172	4,85	171
Réservoirs étanches	0,32	11	0,29	10	0,28	10	0,27	9	0,25	9
Schiste Duvernay	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
05 - AB Centre	15,20	537	14,49	511	14,07	497	13,51	477	13,05	461
Gaz dissous	3,71	131	3,65	129	3,67	130	3,74	132	3,81	134
Réservoirs étanches	1,31	46	1,32	47	1,44	51	1,46	52	1,53	54
Schiste Duvernay	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
06 - AB Centre-ouest	45,53	1 607	48,51	1 712	50,67	1 789	50,98	1 800	52,51	1 854
Gaz dissous	12,90	456	13,72	484	14,00	494	14,34	506	14,59	515
Réservoirs étanches	16,66	588	18,88	667	21,19	748	21,86	772	23,52	830
Schiste Duvernay	0,14	5	0,28	10	0,30	11	0,33	12	0,37	13
07 - Centre des piémonts	18,86	666	17,37	613	16,17	571	15,36	542	14,64	517
Gaz dissous	0,36	13	0,43	15	0,39	14	0,40	14	0,40	14
Réservoirs étanches Montney	0,16	6	0,08	3	0,08	3	0,07	2	0,06	2
Autres réservoirs étanches	1,18	41	0,98	35	0,86	30	0,79	28	0,73	26
Schiste Duvernay	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
08 - Kaybob	19,65	694	21,00	741	21,83	770	21,93	774	22,48	794
Gaz dissous	5,91	209	7,00	247	7,39	261	7,53	266	7,66	270
Réservoirs étanches Montney	1,65	58	2,15	76	2,82	99	3,06	108	3,49	123
Autres réservoirs étanches	6,34	224	6,04	213	5,67	200	5,23	185	4,88	172
Schiste Duvernay	0,52	18	1,24	44	1,78	63	2,13	75	2,63	93
09 - AB Deep Basin	66,32	2 341	71,58	2 527	79,01	2 789	83,22	2 938	90,43	3 192
Gaz dissous	2,46	87	3,26	115	3,32	117	3,38	119	3,40	120
Réservoirs étanches Montney	5,43	192	9,94	351	15,27	539	19,07	673	23,75	838
Autres réservoirs étanches	51,75	1 827	52,10	1 839	54,15	1 912	54,27	1 916	56,37	1 990
Schiste Duvernay	0,13	5	0,32	11	0,54	19	0,66	23	0,82	29
10 - AB Nord-est	8,42	297	8,12	287	7,94	280	7,72	272	7,59	268
Gaz dissous	2,26	80	2,33	82	2,28	81	2,25	79	2,29	81
11 - Peace River	22,24	785	25,31	893	25,90	914	25,92	915	26,62	940
Gaz dissous	5,19	183	7,03	248	7,16	253	7,34	259	7,52	265
Réservoirs étanches Montney	8,85	312	10,87	384	12,01	424	12,39	437	13,36	472
Autres réservoirs étanches	1,70	60	1,46	51	1,30	46	1,17	41	1,07	38
Schiste Duvernay	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
12 - AB Nord-est	7,29	257	6,65	235	6,22	220	5,72	202	5,46	193
Gaz dissous	2,70	95	2,43	86	2,22	78	1,97	69	1,94	69
Schiste Duvernay	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
13 - BC Deep Basin	15,57	550	14,83	523	15,51	548	15,68	554	16,45	581
Montney	7,22	255	7,53	266	8,81	311	9,37	331	10,37	366
Autres réservoirs étanches	4,89	173	4,17	147	3,97	140	3,78	133	3,67	130
14 - Fort St. John	49,75	1 756	57,29	2 022	65,14	2 300	69,75	2 462	77,61	2 740
Gaz dissous	0,90	32	1,10	39	1,08	38	1,07	38	1,07	38
Montney	34,69	1 225	43,96	1 552	54,49	1 923	60,06	2 120	68,70	2 425
15 - BC Nord-est	25,39	896	23,38	826	21,57	761	19,67	695	18,38	649
Gaz dissous	0,14	5	0,13	5	0,13	5	0,13	5	0,13	5
Réservoirs étanches	6,29	222	5,80	205	5,35	189	5,00	177	4,77	168
Schiste Cordova	0,93	33	0,76	27	0,61	22	0,53	19	0,46	16
Schiste Horn River	14,98	529	13,66	482	12,71	449	11,50	406	10,71	378
16 - BC Piémonts	15,20	536	18,08	638	21,97	775	22,83	806	24,87	878
Réservoirs étanches Montney	6,84	242	10,78	381	14,29	505	15,85	560	18,47	652

C.2 – Productivité de gaz au Canada par région/ressource - Scénario de prix plus élevés										
Région/ressource	Données historiques				Projection					
	2013*		2014		2015		2016		2017	
	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 - SK Sud-ouest	6,23	220	6,03	213	5,49	194	5,01	177	4,58	162
Gaz dissous	0,35	12	0,51	18	0,54	19	0,53	19	0,53	19
Réservoirs étanches	5,79	204	5,46	193	4,96	175	4,48	158	4,05	143
18 - SK Ouest	4,14	146	4,54	160	4,51	159	4,37	154	4,24	150
Gaz dissous	2,41	85	2,89	102	3,08	109	3,05	108	3,01	106
19 - SK Est	1,35	48	1,74	62	1,84	65	1,82	64	1,80	64
Gaz dissous	1,34	47	1,74	62	1,84	65	1,82	64	1,80	64
22 - Yukon et Territoires du-Nord-Ouest	0,34	12	0,30	11	0,25	9	0,19	7	0,13	5
Total - Classique (réservoirs étanches et gaz dissous exclus)	125,85	4 443	115,99	4 095	107,53	3 796	100,61	3 552	95,03	3 355
Total - Réservoirs étanches	180,45	6 370	199,80	7 053	223,77	7 899	233,40	8 239	252,80	8 924
Montney	64,84	2289,02	85,31	3011,41	107,77	3804,25	119,87	4231,65	138,19	4878,28
Total - Gaz dissous	48,27	1703,81	54,43	1921,44	55,72	1966,83	56,44	1992,41	57,10	2015,52
Total - MH	21,11	745	19,67	694	18,11	639	16,56	585	15,19	536
Total - Schiste	16,70	589	16,26	574	15,95	563	15,15	535	14,99	529
Total - BSOC	392,38	13 851	406,15	14 337	421,09	14 865	422,16	14 903	435,11	15 360
Canada atlantique	5,16	182	9,38	331	6,45	228	6,38	225	6,09	215
Ailleurs au Canada	0,35	12	0,30	10	0,28	10	0,26	9	0,24	9
Total Canada	397,89	14 046	415,83	14 679	427,82	15 102	428,81	15 137	441,44	15 583

Les taux représentent des moyennes annuelles.
*Tenant compte de la production réelle de janvier à octobre en 2013

FIGURE C.2

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



C.3 – Productibilité de gaz au Canada par région/ressource - Scénario de prix plus bas										
Région/ressource	Données historiques				Projection					
	2013*		2014		2015		2016		2017	
	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 - AB MH	21,11	745	19,67	694	18,10	639	16,53	583	15,13	534
Horseshoe Canyon	15,50	547	14,44	510	13,15	464	11,89	420	10,80	381
Mannville	1,94	69	1,74	61	1,60	57	1,45	51	1,31	46
Autre MH	3,67	129	3,49	123	3,35	118	3,18	112	3,03	107
01 - AB Sud	27,69	977	26,18	924	24,71	872	22,55	796	20,68	730
Gaz dissous	2,34	83	2,57	91	2,62	93	2,55	90	2,53	89
Réservoirs étanches	17,76	627	16,48	582	15,47	546	13,99	494	12,65	447
02 - AB Sud-ouest	5,41	191	5,25	185	4,94	174	4,52	160	4,14	146
Gaz dissous	0,70	25	0,85	30	0,89	31	0,86	30	0,82	29
Réservoirs étanches	1,62	57	1,51	53	1,36	48	1,23	43	1,11	39
03 - Sud des piémonts	4,10	145	3,62	128	3,07	108	2,93	103	2,79	98
Gaz dissous	0,13	4	0,14	5	0,15	5	0,14	5	0,14	5
04 - AB Est	12,58	444	12,20	431	11,74	415	10,77	380	9,98	352
Gaz dissous	4,46	157	4,65	164	4,56	161	4,24	150	4,03	142
Réservoirs étanches	0,32	11	0,29	10	0,28	10	0,27	9	0,25	9
Schiste Duvernay	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
05 - AB Centre	15,20	537	14,49	511	13,87	490	13,02	459	12,40	438
Gaz dissous	3,71	131	3,65	129	3,51	124	3,33	118	3,29	116
Réservoirs étanches	1,31	46	1,32	47	1,41	50	1,39	49	1,41	50
Schiste Duvernay	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
06 - AB Centre-ouest	45,53	1 607	48,51	1 712	48,31	1 706	45,63	1 611	45,44	1 604
Gaz dissous	12,90	456	13,72	484	12,54	443	11,30	399	11,15	394
Réservoirs étanches	16,66	588	18,88	667	20,50	724	20,07	708	20,68	730
Schiste Duvernay	0,14	5	0,28	10	0,29	10	0,29	10	0,31	11
07 - Centre des piémonts	18,86	666	17,37	613	16,15	570	15,30	540	14,56	514
Gaz dissous	0,36	13	0,43	15	0,38	13	0,37	13	0,37	13
Réservoirs étanches Montney	0,16	6	0,08	3	0,08	3	0,07	2	0,06	2
Autres réservoirs étanches	1,18	41	0,98	35	0,86	30	0,79	28	0,73	26
Schiste Duvernay	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
08 - Kaybob	19,65	694	21,00	741	21,29	752	20,49	723	20,36	719
Gaz dissous	5,91	209	7,00	247	7,20	254	6,95	245	6,85	242
Réservoirs étanches Montney	1,65	58	2,15	76	2,66	94	2,66	94	2,89	102
Autres réservoirs étanches	6,34	224	6,04	213	5,63	199	5,13	181	4,74	167
Schiste Duvernay	0,52	18	1,24	44	1,65	58	1,78	63	2,08	74
09 - AB Deep Basin	66,32	2 341	71,58	2 527	76,00	2 683	75,71	2 673	78,75	2 780
Gaz dissous	2,46	87	3,26	115	3,24	114	3,12	110	3,03	107
Réservoirs étanches Montney	5,43	192	9,94	351	14,02	495	15,93	562	18,87	666
Autres réservoirs étanches	51,75	1 827	52,10	1 839	52,66	1 859	50,60	1 786	50,61	1 787
Schiste Duvernay	0,13	5	0,32	11	0,49	17	0,55	19	0,65	23
10 - AB Nord-est	8,42	297	8,12	287	7,64	270	7,08	250	6,83	241
Gaz dissous	2,26	80	2,33	82	2,01	71	1,67	59	1,62	57
11 - Peace River	22,24	785	25,31	893	24,80	875	23,32	823	22,89	808
Gaz dissous	5,19	183	7,03	248	6,63	234	6,07	214	5,75	203
Réservoirs étanches Montney	8,85	312	10,87	384	11,47	405	11,11	392	11,47	405
Autres réservoirs étanches	1,70	60	1,46	51	1,29	46	1,16	41	1,05	37
Schiste Duvernay	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
12 - AB Nord-est	7,29	257	6,65	235	5,84	206	5,08	179	4,69	166
Gaz dissous	2,70	95	2,43	86	1,84	65	1,33	47	1,18	42
Schiste Duvernay	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
13 - BC Deep Basin	15,57	550	14,83	523	14,99	529	14,40	509	14,51	512
Montney	7,22	255	7,53	266	8,38	296	8,30	293	8,74	309
Autres réservoirs étanches	4,89	173	4,17	147	3,91	138	3,63	128	3,46	122
14 - Fort St, John	49,75	1 756	57,29	2 022	62,34	2 201	62,37	2 202	66,07	2 332
Gaz dissous	0,90	32	1,10	39	1,07	38	0,99	35	0,88	31
Montney	34,69	1 225	43,96	1 552	51,75	1 827	52,89	1 867	57,54	2 031
15 - BC Nord-est	25,39	896	23,38	826	21,34	753	19,13	675	17,54	619
Gaz dissous	0,14	5	0,13	5	0,13	5	0,12	4	0,11	4
Réservoirs étanches	6,29	222	5,80	205	5,25	185	4,80	170	4,48	158
Schiste Cordova	0,93	33	0,76	27	0,61	22	0,53	19	0,46	16
Schiste Horn River	14,98	529	13,66	482	12,60	445	11,21	396	10,25	362
16 - BC Piémonts	15,20	536	18,08	638	21,26	750	20,76	733	21,62	763
Réservoirs étanches Montney	6,84	242	10,78	381	13,61	480	13,85	489	15,32	541

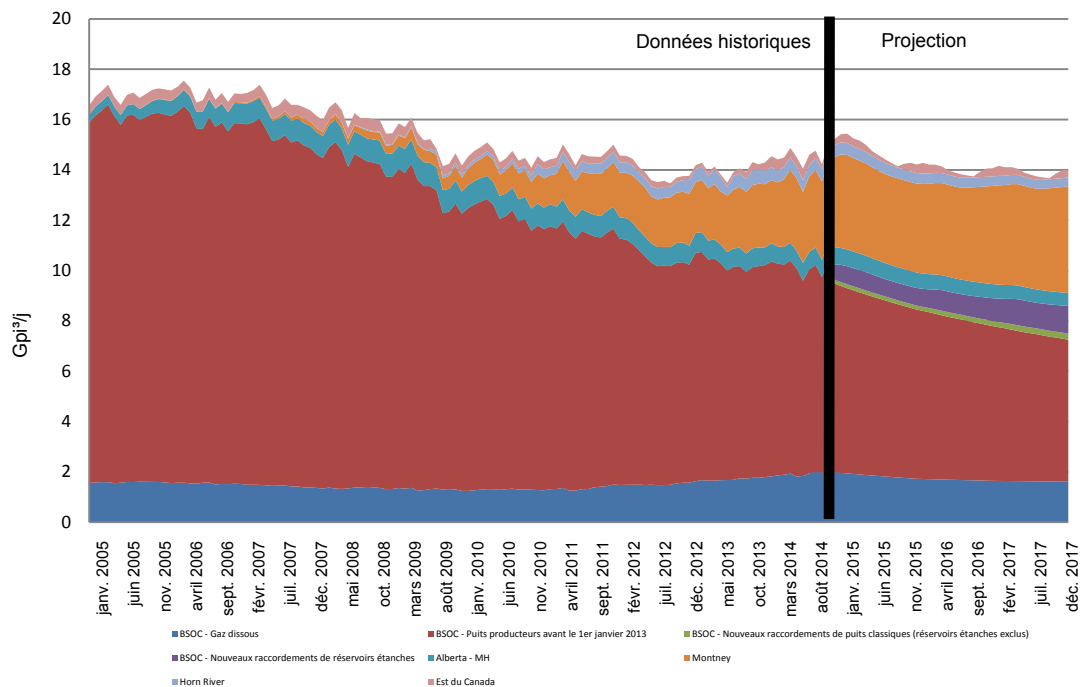
C.3 – Productivité de gaz au Canada par région/ressource - Scénario de prix plus bas

Région/ressource	Données historiques				Projection					
	2013*		2014		2015		2016		2017	
	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 - SK Sud-ouest	6,23	220	6,03	213	5,45	193	4,93	174	4,47	158
Gaz dissous	0,35	12	0,51	18	0,50	18	0,45	16	0,42	15
Réservoirs étanches	5,79	204	5,46	193	4,96	175	4,48	158	4,05	143
18 - SK Ouest	4,14	146	4,54	160	4,28	151	3,88	137	3,63	128
Gaz dissous	2,41	85	2,89	102	2,86	101	2,58	91	2,43	86
19 - SK Est	1,35	48	1,74	62	1,71	60	1,54	55	1,45	51
Gaz dissous	1,34	47	1,74	62	1,71	60	1,54	55	1,45	51
22 - Yukon et Territoires du-Nord-Ouest	0,34	12	0,30	11	0,25	9	0,19	7	0,13	5
Total - Classique (réservoirs étanches et gaz dissous exclus)	125,85	4 443	115,99	4 095	106,99	3 777	99,28	3 505	92,98	3 282
Total - Réservoirs étanches	180,45	6 370	199,80	7 053	215,54	7 609	212,35	7 496	220,13	7 771
Montney	64,84	2289,02	85,31	3011,41	101,96	3599,46	104,81	3699,86	114,90	4055,97
Total - Gaz dissous	48,27	1703,81	54,43	1921,44	51,82	1829,30	47,63	1681,38	46,07	1626,25
Total - MH	21,11	745	19,67	694	18,10	639	16,53	583	15,13	534
Total - Schiste	16,70	589	16,26	574	15,64	552	14,35	507	13,74	485
Total - BSOC	392,38	13 851	406,15	14 337	408,09	14 406	390,14	13 772	388,06	13 699
Canada atlantique	5,16	182	9,38	331	6,45	228	6,38	225	6,09	215
Ailleurs au Canada	0,35	12	0,30	10	0,28	10	0,26	9	0,24	9
Total Canada	397,89	14 046	415,83	14 679	414,83	14 644	396,78	14 007	394,40	13 923

Les taux représentent des moyennes annuelles,
*Tenant compte de la production réelle de janvier à octobre en 2013

FIGURE C.3

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

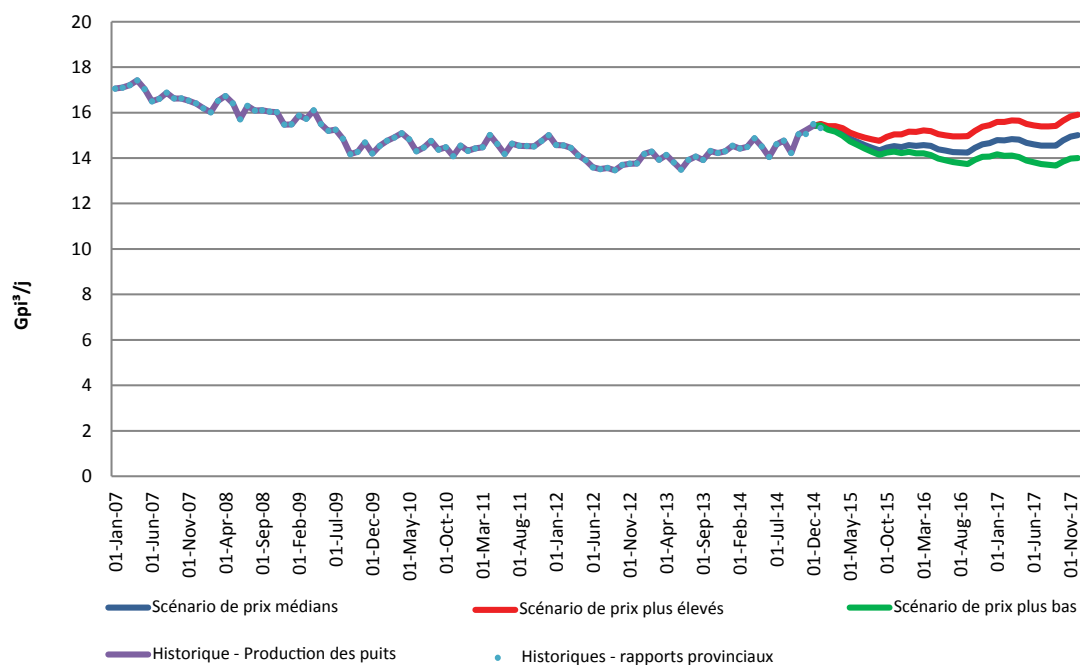


ANNEXE D

Productivité totale au Canada – Comparaison des scénarios

FIGURE D.1

Productivité totale au Canada – Comparaison des scénarios



ANNEXE E

Productibilité et demande moyennes par année au Canada

E.1 – Productibilité et demande moyennes par année au Canada								
	2014		2015		2016		2017	
	Mm ³ /j	Gpi ³ /j	Mm ³ /j	Gpi ³ /j	Mm ³ /j	Gpi ³ /j	Mm ³ /j	Gpi ³ /j
Productibilité au Canada - Scénario de prix médians	416	14,7	419	14,8	409	14,4	417	14,7
Demande totale - Canada	254	9,0	259	9,1	267	9,4	275	9,7
Demande dans l'Ouest du Canada	151	5,3	154	5,4	159	5,6	166	5,8
Demande dans l'Est du Canada	103	3,6	105	3,7	108	3,8	110	3,9

[a] La demande est égale à la demande primaire totale de gaz naturel dont on soustrait le gaz naturel utilisé aux fins d'extraction du gaz ou de traitement.