



Office national  
de l'énergie

National Energy  
Board

# Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada

2014-2016



Annexes

ÉVALUATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE • MAI 2014

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](mailto:info@neb-one.gc.ca)

## **Permission to Reproduce**

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

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

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada représentée par l'Office national de l'énergie 2014

ISSN: 1910-779X  
NE2-1/2014F-PDF

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles. On peut obtenir cette publication sur supports multiples, sur demande.

© Her Majesty the Queen in Right of Canada as represented by the National Energy Board 2014

ISSN: 1910-7773  
NE2-1/2014E-PDF

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

## TABLE DES MATIÈRES

<b>Annexe A</b>		<b>1</b>
A1	Méthodologie (description détaillée)	1
A2	Paramètres de productibilité – résultats	12
A3	Paramètres de diminution selon les regroupements de raccordements gaziers existants	17
A4	Paramètres de diminution selon les regroupements de raccordements gaziers futurs	39
<b>Annexe B</b>		<b>65</b>
B1	Facteurs d'affectation du nombre de jours de forage ciblant du gaz selon la région	65
B2	Projections détaillées de forages ciblant du gaz et de raccordements gaziers selon le scénario	67
<b>Annexe C</b>		<b>70</b>
	Détails de productibilité selon le scénario	70
<b>Annexe D</b>		<b>76</b>
	Productibilité totale au Canada – Comparaison des scénarios	76
<b>Annexe E</b>		<b>76</b>
	Productibilité et demande moyennes par année au Canada	76



# ANNEXE A

## Annexe A1 - Méthodologie (Description Détaillée)

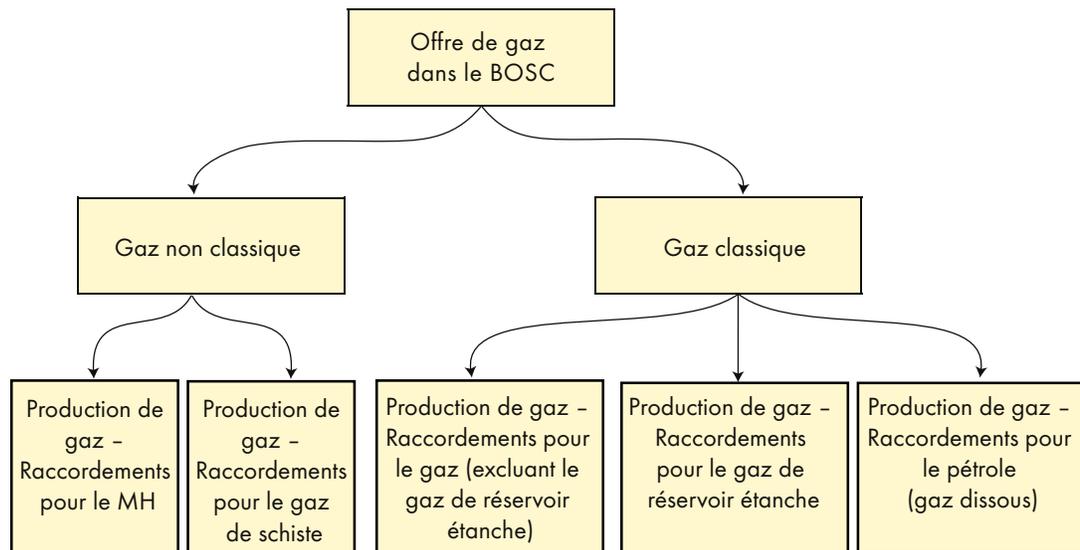
La productibilité de gaz naturel au Canada durant la période 2014 à 2016 sera constituée de l'offre de gaz classique provenant du BSOC, à laquelle se grefferont les contributions du Canada atlantique, de l'Ontario et des Territoires du Nord-Ouest, la production de méthane de houille (MH) en Alberta et 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

aux fins 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 région 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.

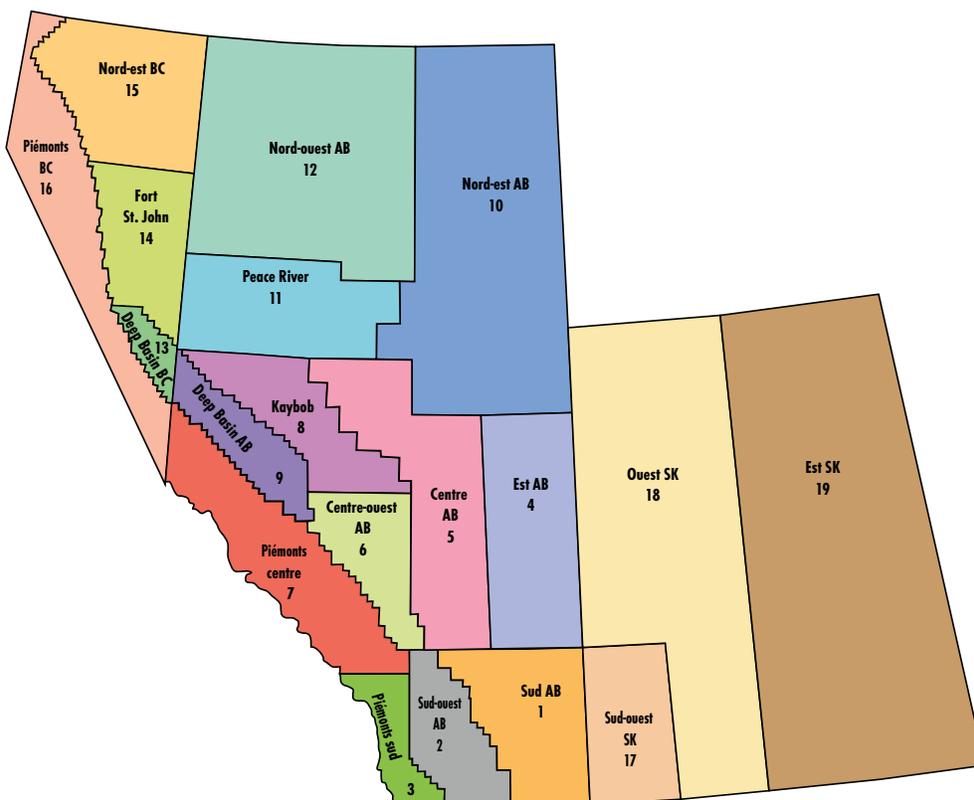
#### *A1.1.1.1 Groupes visés par l'analyse de diminution de la production*

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.

Dans chaque secteur et chaque zone petroCUBE, les raccordements pour le gaz ont été regroupés selon l'année de raccordement; tous les raccordements antérieurs à 1999 font partie d'un seul groupe, tandis qu'ils forment des groupes distincts pour chaque année de 1999 à 2012.

**FIGURE A1.2**

**Carte des zones du BSOC**



---

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 de raccordement. Il y a moins de groupes par année de raccordement étant donné que la période de production commerciale a été courte. 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 2012 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 les puits mis en production avant le 1<sup>er</sup> janvier 2013, et les « raccordements futurs », ceux qui l'ont été après cette date. La méthode de projection de la productibilité des raccordements existants est considérablement différente de celle qui a été utilisée pour la productibilité des raccordements futurs.

#### ***A1.1.1.2 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 / zone d'étude / année de raccordement) afin d'établir deux jeux de paramètres :

1. les paramètres de productibilité du groupe, soit les perspectives liées à la productibilité du groupe de ressources gazières au complet;
2. les paramètres de productibilité des raccordements moyens, soit les perspectives liées à la productibilité des raccordements moyens du groupe (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 zone d'étude 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 des raccordements moyens.

---

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  $\text{Mpi}^3/\text{j}$ ) pour chaque mois civil;
- production, pour chaque groupe, de schémas du taux de production commercialisable quotidienne par rapport à la production commercialisable cumulative.

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

- introduction 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 le nombre moyen de jours dans un mois ou 30,4375 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 les raccordements moyens.

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

Pour chaque zone 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 la zone d'étude. Le schéma de l'ensemble des raccordements des groupes antérieurs à 1998 a donné un taux de production commercialisable courant, un taux de diminution stable de la production future et, pour la zone d'étude, une diminution ultime pouvant s'appliquer aux groupes de raccordements d'années ultérieures.

- **Évaluation des années de raccordement de 1999 à 2012 inclusivement**

Chaque année de raccordement de 1999 à 2012 inclusivement a été évaluée dans l'ordre

chronologique après l'analyse des données totales pour la première année de raccordement dans une zone d'étude donnée.

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

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

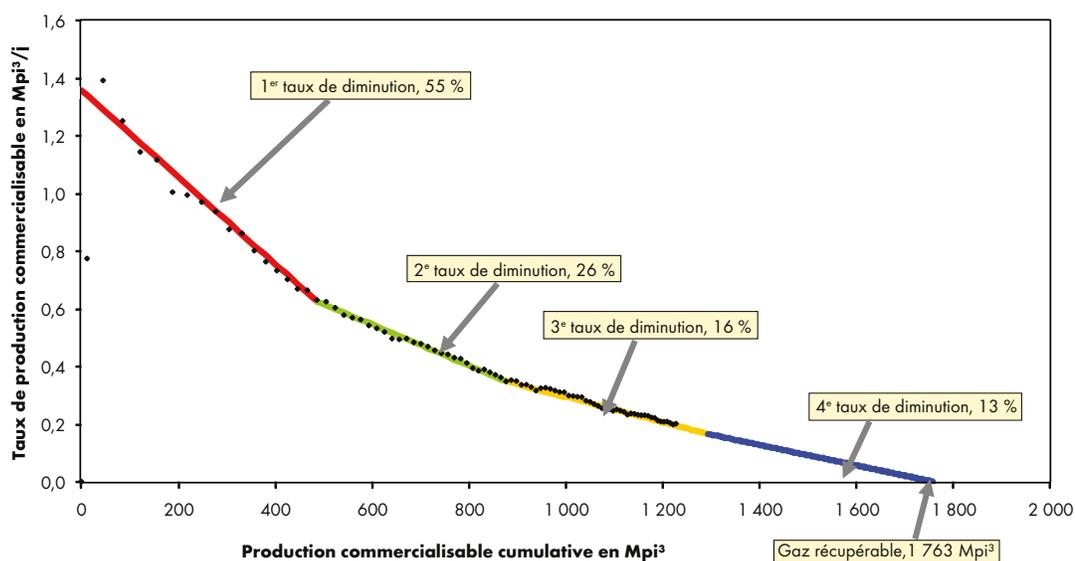
- taux de production initial,
- premier taux de diminution;
- deuxième taux de diminution;
- nombre de mois avant le deuxième taux de diminution – habituellement autour de 18;
- troisième taux de diminution;
- nombre de mois avant le troisième taux de diminution – habituellement autour de 45;
- quatrième 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 des raccordements moyens et les différents taux de diminution servant à illustrer les données de production.

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

FIGURE A1.3

#### 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

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

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

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

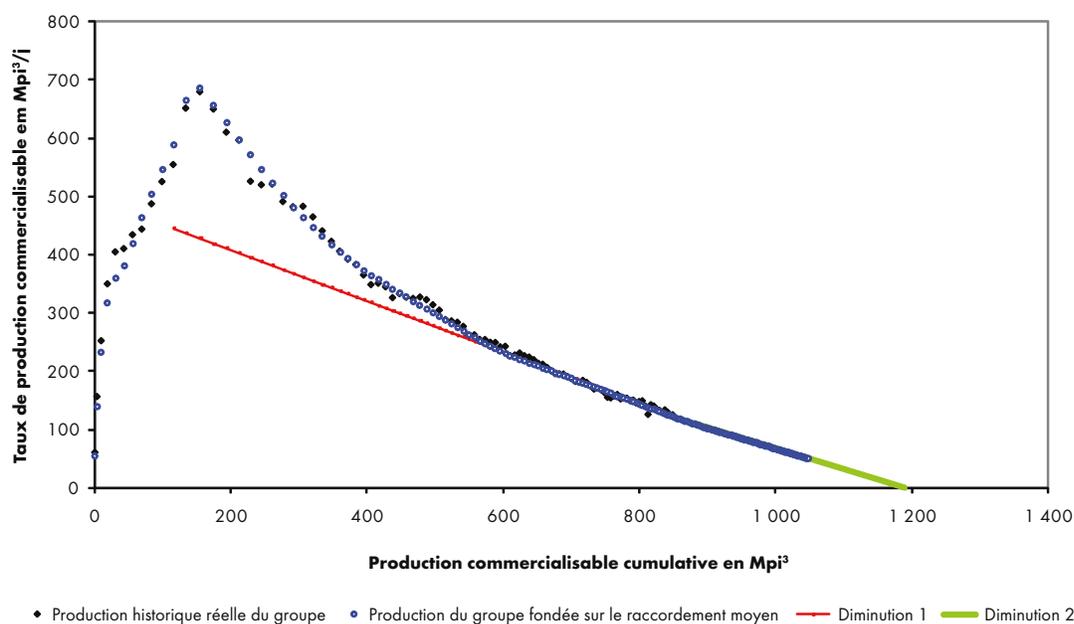
### b. Analyse de diminution de la production pour les données d'un groupe

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

Tout d'abord, les paramètres de rendement des raccordements moyens sont combinés au calendrier des raccordements connus pour calculer le rendement prévu du groupe, 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 A 1. 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 2012;
- 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 (2010, 2011, etc.), les données historiques réelles de la production du groupe ne constituaient pas un bon fondement pour établir une projection de la productibilité 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 concerne 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 ÉMÉ grâce aux consultations menées auprès des représentants de l'industrie et en se fondant sur l'opinion de l'Office quant au gaz récupérable des raccordements moyens dans les 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 dont l'évolution est relativement prévisible, les raccordements pour le MH Mannville subissent une étape de déshydratation durant laquelle la production de gaz augmente sur plusieurs mois pour atteindre un taux maximal, après quoi la diminution se produira. On a donc utilisé un jeu de paramètres légèrement différent pour 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 des raccordements moyens, obtenues à partir de l'analyse de diminution de la production des raccordements existants pour le gaz pour estimer les paramètres de rendement des raccordements moyens pour les années de raccordement futures.

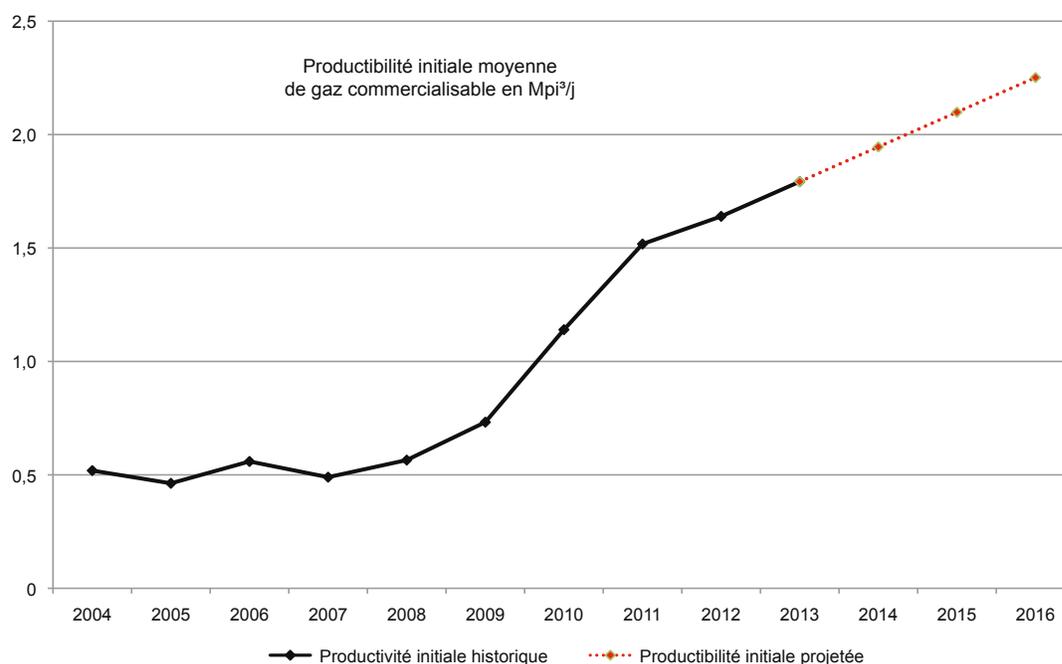
#### A1.1.1.3.1 Rendement des raccordements futurs

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

Dans beaucoup de regroupements, la productivité initiale du raccordement moyen pour le gaz classique tend à diminuer à chacune des années de raccordement. Cette tendance est évidente à la figure A1.5, qui présente le taux de production initiale des raccordements pour le gaz classique dans le regroupement pour le gaz classique de l'ère tertiaire du Centre-ouest de l'Alberta. Récemment, toutefois, on a constaté une tendance vers certains regroupements de réservoirs étanches et schisteux où la productivité initiale pour le raccordement moyen pour le 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 pour le gaz de réservoir étanches – Centre-ouest de l'Alberta



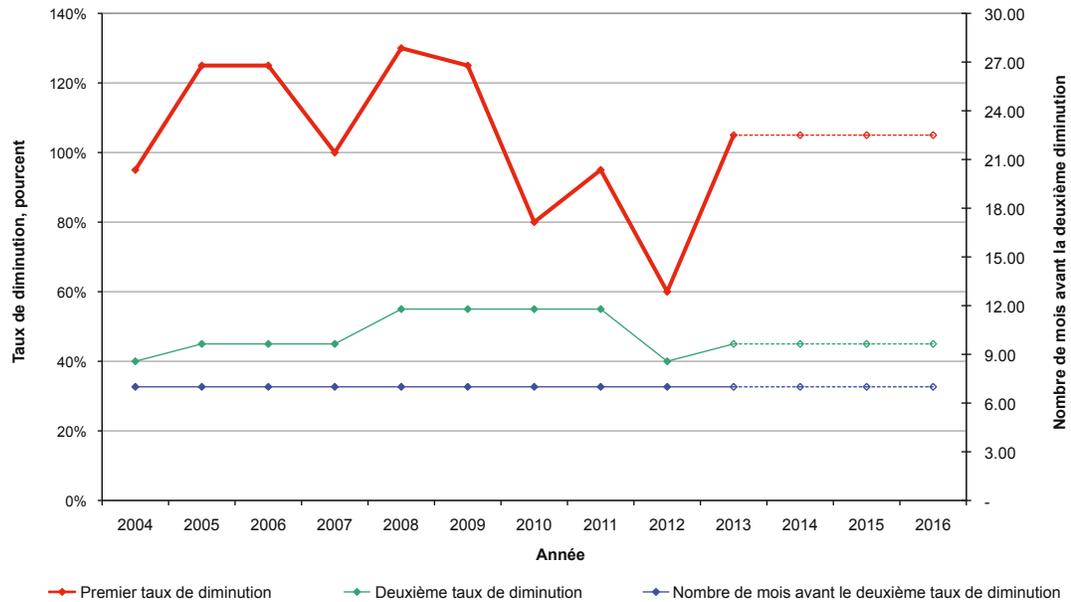
Source : Analyse par l'Office des données de production de puits de Divestco

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 2004 à 2016 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 – Sud-ouest de l'Alberta, Tertiaire, Crétacé supérieur et Colorado supérieur



**A1.1.1.3.2 Nombre de raccordements futurs**

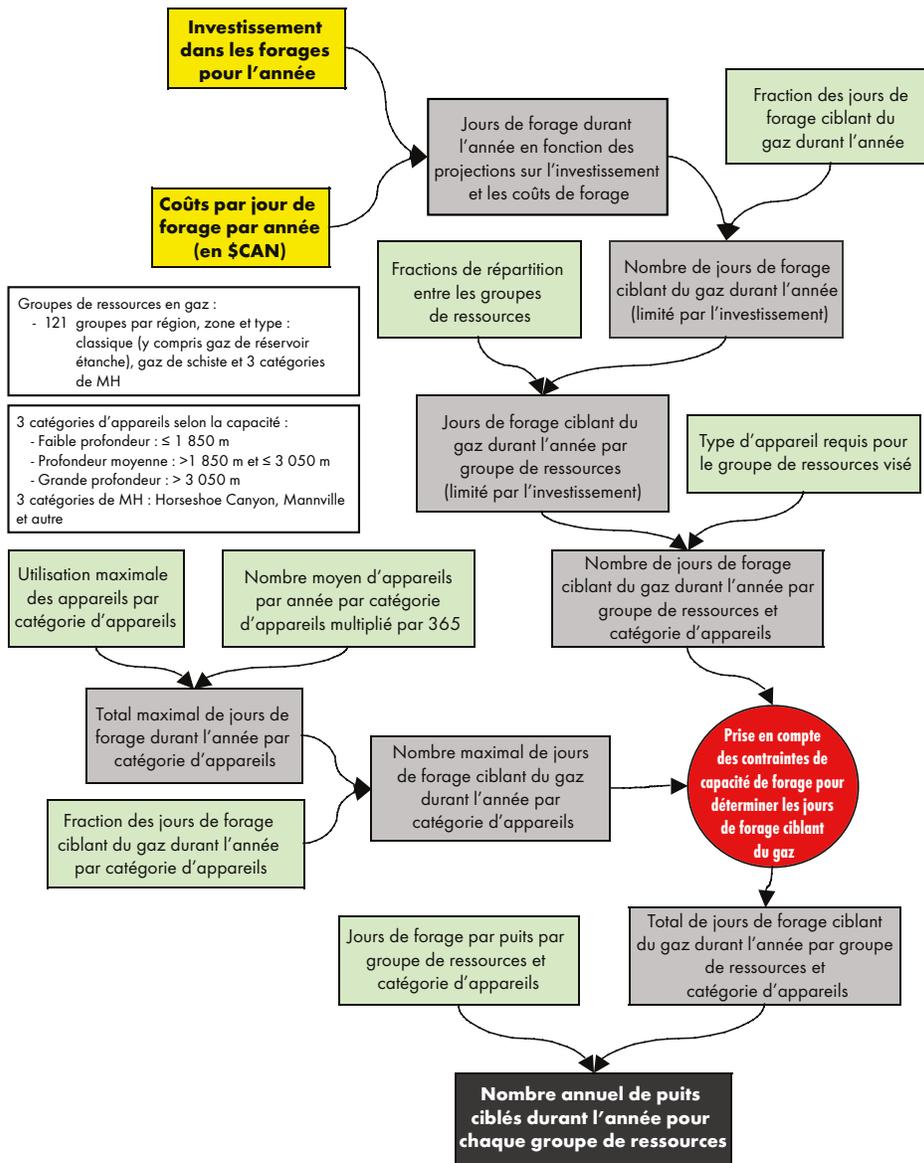
La projection du nombre de raccordements futurs exige une estimation du nombre de puits ciblant du gaz (y compris le gaz de réservoir étanche), de puits ciblant du gaz de schiste et de puits ciblant du MH par année pour chaque groupe de ressources, multiplié par le ratio des raccordements annuels aux 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 (sur fond jaune) ont produit différents scénarios d'activités de forage dans le BSOC. Les autres intrants requis sont illustrés sur fond vert. Les valeurs projetées pour ces autres intrants sont estimées à partir d'une analyse de données historiques.

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

FIGURE A1.7

**Graphique illustrant la méthode de projection des forages**



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 plus riche en liquides ou humide. Le tableau B1 renferme les données historiques (jours de forage et fractions) et les projections en fonction des fractions.

On a ensuite vérifié les résultats de la répartition des jours de forage ciblant du gaz entre les groupes de ressources 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.

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 zone 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 était acheminé depuis deux gisements situés à proximité de la limite territoriale constituée par le 60<sup>e</sup> parallèle Nord. Ces deux gisements (ou champs) sont ceux de Kotaneelee et de Cameron Hills. La production de Kotaneelee a cessé en septembre 2012. Les champs d'Ikhil et de Norman Wells, beaucoup plus au nord, produisent de petites quantités de gaz utilisées localement et dont les sources ne sont pas raccordées 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 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 cinq champs producteurs. 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, a été acheminé au réseau pipelinier pour la première fois à 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 et des 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 donnée, 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 reste provient de l'Ontario. La productibilité de l'Ontario est projetée en extrapolant les volumes de production signalés par le passé. En raison de l'état embryonnaire de l'évaluation et du manque des données pour le Québec, il n'est pas possible de déterminer la productibilité de gaz naturel de cette province.

### **A1.4 Productibilité et demande au Canada**

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

On définit la productibilité de gaz naturel comme le volume estimatif de gaz qu'une région pourrait fournir, après traitement du champ, compte tenu de la production historique et des déclinés 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 elle est extraite en 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 de la production d'électricité au moyen de centrales au gaz et 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.

## **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<sup>er</sup> janvier 2013) et tous les raccordements de puits de pétrole (gaz dissous), l'analyse de diminution de la production a

---

été réalisée afin d'établir des paramètres de productibilité future pour chaque groupe. La section A2.1.1 ci-après présente plus de renseignements sur les paramètres 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<sup>er</sup> janvier 2013), le nombre de raccordements futurs prévus ainsi que le rendement attendu est estimé en termes de production servant de fondements 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 pour but de traduire l'incertitude qui marque les activités de forage de puits de gaz futurs seulement.

Les paramètres de productibilité future de tous ces groupes sont le taux de production en décembre 2012, et jusqu'à quatre taux de diminution future s'appliquant à des périodes futures particulières. 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 % par année de 2013 à 2016. La productibilité des raccordements futurs pour le gaz supplée à la productibilité décroissante des raccordements existants.

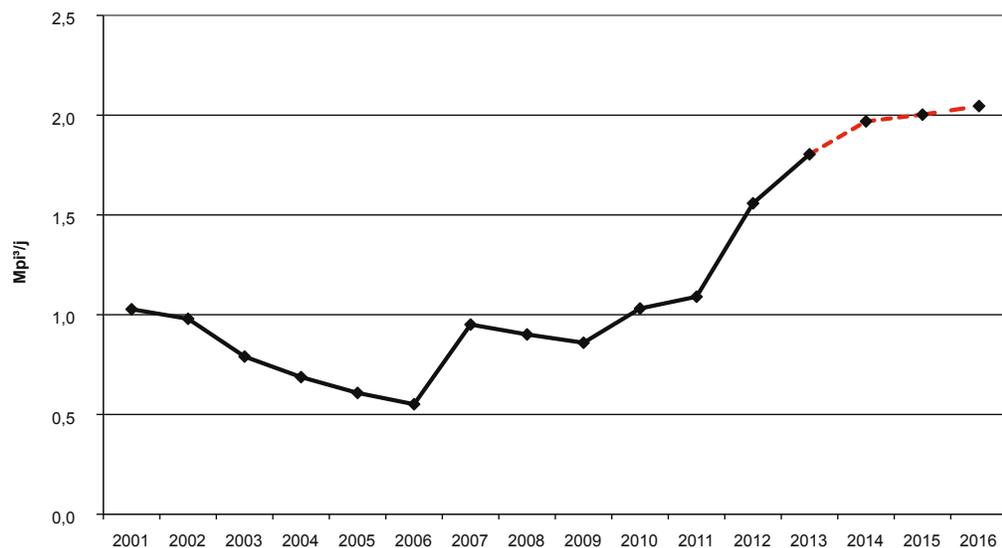
### **A2.1.2 Raccordements futurs pour le gaz**

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.

**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

**T A B L E A U A 2.1**

**Productivité initiale du raccordement gazier moyen selon l'année de raccordement dans le BSOC – Mpi³/j**

Région	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
00 - AB - MH	0,103	0,103	0,099	0,067	0,047	0,046	0,037
01 - AB - Sud	0,108	0,097	0,119	0,105	0,145	0,130	0,083
02 - AB - Sud-ouest	0,237	0,227	0,308	0,303	0,259	0,241	0,142
03 - Zone sud des piémonts	1,181	0,342	0,151	0,683	0,008		
04 - AB - Est	0,077	0,075	0,080	0,093	0,092	0,102	0,097
05 - AB - Centre	0,197	0,210	0,196	0,204	0,227	0,168	0,169
06 - AB - Centre-ouest	0,354	0,416	0,509	0,453	0,505	0,580	1,131
07 - Zone centrale des piémonts	1,236	2,560	2,152	1,599	1,628	2,966	2,466
08 - Kaybob	0,641	0,660	0,561	0,742	0,697	0,803	0,530
09 - AB - Deep Basin	0,472	0,750	0,779	1,057	1,022	0,811	0,953
10 - AB - Nord-est	0,144	0,162	0,163	0,149	0,135	0,171	0,051
11 - Peace River	0,461	0,542	0,484	0,596	0,530	0,509	1,298
12 - AB - Nord-ouest	0,318	0,273	0,391	0,731	0,334	0,122	0,035
13 - BC - Deep Basin	0,652	1,294	1,431	1,388	2,482	2,105	1,330
14 - Fort St, John	0,793	1,085	1,218	1,450	1,426	1,297	1,022
15 - Nord-est BC	0,577	0,741	1,040	1,016	2,168	1,867	2,217
16 - BC - Piémonts	1,887	1,021	1,552	1,254	1,644	2,193	2,232
17 - Sud-ouest SK	0,027	0,027	0,026	0,018	0,016	0,028	0,027
18 - Ouest SK	0,079	0,069	0,068	0,062	0,056	0,078	0,033
Total - BSOC	0,551	0,951	0,901	0,859	1,031	1,090	1,558

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

---

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

Les méthodes d'analyse de diminution de la production décrite 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 au chapitre du rendement des raccordements moyens des différents groupes de raccordements existants pour 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 2012. 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 productivité initiale du raccordement moyen diminue d'une année de raccordement à l'autre.

La tendance de productivité initiale de la moyenne des raccordements de puits de gaz dans le BSOC est représentée à la figure 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 2013, 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.

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.

Les paramètres de rendement des raccordements moyens projetés pour les années de raccordement 2013 à 2016 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 utilisées 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***

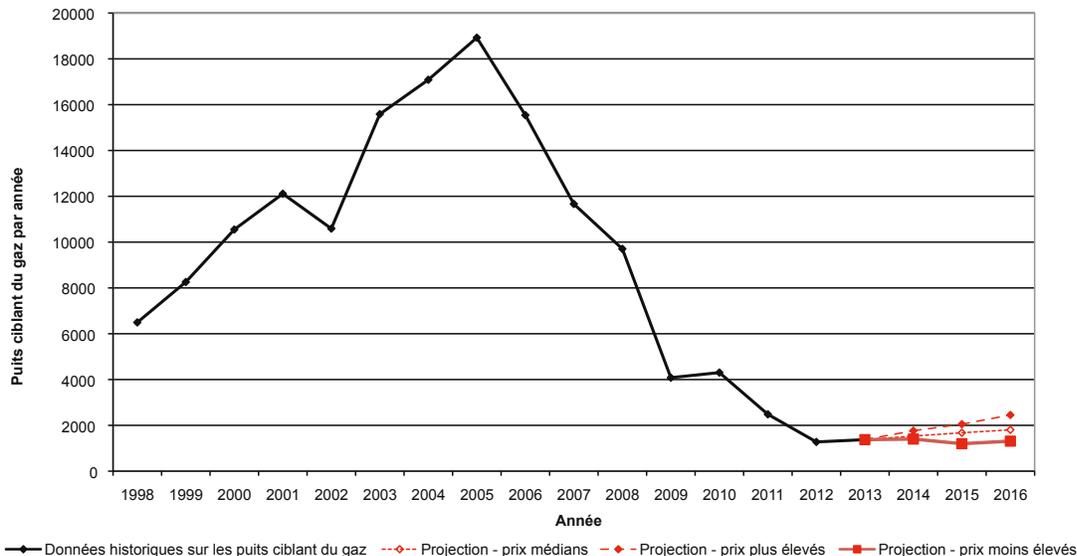
Le nombre projeté de raccordements pour l'année et le rendement de production projeté des raccordements moyens futurs servent à estimer la productivité associée aux raccordements futurs pour le gaz. Afin de déterminer le nombre de raccordements futurs pour le gaz, on a réalisé des projections sur les 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 pour 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. Aucuns nouveaux grands travaux de forage pouvant contribuer à la productibilité durant la période 2014 à 2016 ne sont envisagés.

La production commercialisable découlant de la mise en valeur du champ Deep Panuke a commencé à l’automne 2013.

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. Aucuns nouveaux grands travaux de forage ne sont prévus 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 productibilité continue de diminuer, et aucuns nouveaux grands travaux de forage ne sont prévus 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 productibilité de gaz naturel de la province pour la période de projection.

### A3 Paramètres de diminution selon les regroupements de raccords gaziers existants

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

Formation	Abréviation	Numéro du groupe
Tertiaire	Tert	02
Crétacé supérieur	Crsup	03
Colorado supérieur	Colsup	04
Colorado	Col	05
Mannville supérieur	Mnvlvsup	06
Mannville moyen	Mnvlmoy	07
Mannville inférieur	Mnvlinf	08
Mannville	Mnvl	06;07;08
Jurassique	Jur	09
Trias supérieur	Trsup	10
Trias inférieur	Trinf	11
Trias	Tr	10; 11
Permien	Perm	12
Mississippien	Miss	13
Dévonien supérieur	Dévsup	14
Dévonien moyen	Dévmoy	15
Dévonien inférieur	Dévinf	16
Horseshoe Canyon	HSC	-
MH Mannville	Mannville	-

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

Région	Numéro	Ressources	Groupe
MH	00	MH	Princ. HSC
MH	00	MH	Mannville
AB Sud	01	Classique	Tert;Crsup;Colsup
AB Sud	01	Classique	Col
AB Sud	01	Classique	Mnvl
AB Sud	01	Étanche	Colsup
AB Sud-ouest	02	Classique	Tert;Crsup;Colsup
AB Sud-ouest	02	Classique	Col
AB Sud-ouest	02	Classique	Mnvlmoy;Mnvlinf
AB Sud-ouest	02	Classique	Jur;Miss
AB Sud-ouest	02	Classique	Dévsup
AB Sud-ouest	02	Étanche	Colsup
AB Sud-ouest	02	Étanche	Col
AB Sud-ouest	02	Étanche	Mnvlinf
Sud des piémonts	03	Classique	Miss;Dévsup
AB Est	04	Classique	Crsup;Colsup
AB Est	04	Classique	Col;Mnvl
AB Est	04	Étanche	Colsup
AB Est	04	Schiste	Duvernay
AB Centre	05	Classique	Tert;Crsup
AB Centre	05	Classique	Col
AB Centre	05	Classique	Mnvl
AB Centre	05	Classique	Miss;Dévsup
AB Centre	05	Étanche	Col
AB Centre	05	Étanche	Mvl
AB Centre	05	Étanche	Montney
AB Centre	05	Schiste	Duvernay
AB Centre-ouest	06	Classique	Tert
AB Centre-ouest	06	Classique	Crsup;Colsup
AB Centre-ouest	06	Classique	Mnvl
AB Centre-ouest	06	Classique	Mnvlinf; Jur

Région	Numéro	Ressources	Groupe
AB Centre-ouest	06	Classique	Miss
AB Centre-ouest	06	Classique	Dévsup
AB Centre-ouest	06	Étanche	Col
AB Centre-ouest	06	Étanche	Mnvl
AB Centre-ouest	06	Étanche	Montney
AB Centre-ouest	06	Schiste	Duvernay
Centre des piémonts	07	Classique	Colsup
Centre des piémonts	07	Classique	Col;Mnvl
Centre des piémonts	07	Classique	Jur;Tr;Perm
Centre des piémonts	07	Classique	Miss
Centre des piémonts	07	Classique	Dévsup;Dévmoy
Centre des piémonts	07	Étanche	Colsup;Col
Centre des piémonts	07	Étanche	Mnvl
Centre des piémonts	07	Étanche	Jur
Centre des piémonts	07	Étanche	Montney
Centre des piémonts	07	Schiste	Duvernay
Kaybob	08	Classique	Colsup;Col
Kaybob	08	Classique	Mnvl;Jur
Kaybob	08	Classique	Tr
Kaybob	08	Classique	Dévsup
Kaybob	08	Étanche	Col;Mnvl
Kaybob	08	Étanche	Tr
Kaybob	08	Étanche	Montney
Kaybob	08	Schiste	Duvernay
Deep Basin AB	09	Classique	Crsup
Deep Basin AB	09	Classique	Colsup
Deep Basin AB	09	Classique	Mnvl;Jur
Deep Basin AB	09	Classique	Tr
Deep Basin AB	09	Classique	Dévsup
Deep Basin AB	09	Étanche	Colsup
Deep Basin AB	09	Étanche	Col
Deep Basin AB	09	Étanche	Mnvl;Jur
Deep Basin AB	09	Étanche	Tr
Deep Basin AB	09	Étanche	Montney
Deep Basin AB	09	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

**Tableau A3.3 - 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 Mpi <sup>3</sup> /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	195,83	0,14	0,12	25	0,10	60
2007	128,52	0,14	0,12	25	0,10	60
2008	98,79	0,14	0,12	25	0,10	60
2009	101,79	0,14	0,12	25	0,10	60
2010	62,71	0,14	0,12	25	0,10	60
2011	57,08	0,16	0,14	25	0,12	60
2012	45,66	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - MH Alberta - Mannville						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi <sup>3</sup> /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	32,15	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	39,38	0,14	0,12	25	0,10	60
2009	8,51	0,14	0,12	25	0,10	60
2010	4,85	0,14	0,12	25	0,10	60
2011	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0
2012	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 Mpi <sup>3</sup> /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	29,57	0,10	0,08	25	0,05	60
2007	41,87	0,10	0,08	25	0,05	60
2008	45,39	0,10	0,08	25	0,05	60
2009	16,32	0,10	0,08	25	0,05	60
2010	7,58	0,10	0,08	25	0,05	60
2011	4,49	0,16	0,14	25	0,12	60
2012	1,80	0,16	0,14	25	0,12	60

<b>Groupe de ressources – Gaz – Sud de l'Alberta – Classique – Tertiaire, Crétacé supérieur, Colorado supérieur</b>						
<b>Année de raccordement</b>	<b>Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi<sup>3</sup>/j</b>	<b>Premier taux de diminution</b>	<b>Deuxième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution</b>	<b>Troisième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le troisième taux de diminution</b>
2004	47,73	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	32,40	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	30,73	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	32,60	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	25,40	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	10,00	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	12,06	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	5,03	0,16	0,14	25	0,12	60
2012	2,21	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources – Gaz – Sud de l'Alberta – Classique – Colorado</b>						
<b>Année de raccordement</b>	<b>Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi<sup>3</sup>/j</b>	<b>Premier taux de diminution</b>	<b>Deuxième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution</b>	<b>Troisième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le troisième taux de diminution</b>
2004	18,57	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	15,28	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	9,53	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	17,57	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	14,85	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	2,85	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	3,01	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	1,07	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,15	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources – Gaz – Sud de l'Alberta – Classique – Mannville</b>						
<b>Année de raccordement</b>	<b>Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi<sup>3</sup>/j</b>	<b>Premier taux de diminution</b>	<b>Deuxième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution</b>	<b>Troisième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le troisième taux de diminution</b>
2004	45,03	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	28,62	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	30,23	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	30,42	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	31,68	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	14,81	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	12,00	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	9,29	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	2,60	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Sud de l'Alberta - Réservoir étanche - Colorado supérieur</b>						
<b>Année de raccordement</b>	<b>Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi<sup>3</sup>/j</b>	<b>Premier taux de diminution</b>	<b>Deuxième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution</b>	<b>Troisième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le troisième taux de diminution</b>
2004	335,93	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	196,39	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	181,50	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	164,41	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	134,27	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	78,92	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	47,00	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	34,74	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	3,88	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources – Gaz – Sud-ouest de l'Alberta – Classique – Tertiaire, Crétacé supérieur, Colorado supérieur</b>						
<b>Année de raccordement</b>	<b>Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi<sup>3</sup>/j</b>	<b>Premier taux de diminution</b>	<b>Deuxième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution</b>	<b>Troisième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le troisième taux de diminution</b>
2004	18,88	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	24,00	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	16,52	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	14,07	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	11,95	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	2,64	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	3,23	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	2,24	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	1,64	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources – Gaz – Sud-ouest de l'Alberta – Classique – Colorado</b>						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi <sup>3</sup> /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
2004	2,41	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	2,62	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	1,93	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	0,92	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	0,78	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	0,10	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	0,81	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	0,30	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,18	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources – Gaz – Sud-ouest de l'Alberta – Classique – Mannville moyen, Mannville inférieur</b>						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi <sup>3</sup> /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
2004	9,02	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	11,38	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	6,03	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	6,31	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	8,01	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	4,10	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	1,75	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	2,65	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,40	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources – Gaz – Sud-ouest de l'Alberta – Classique – Jurassique, Mississippien</b>						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi <sup>3</sup> /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
2004	5,62	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	2,21	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	0,45	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	1,42	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	1,31	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	2,05	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	0,63	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	0,17	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0

<b>Groupe de ressources – Gaz – Sud-ouest de l'Alberta – Classique – Dévonien supérieur</b>						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi <sup>3</sup> /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
2004	6,07	0,20	0,12	25	0,05	60
2005	0,43	0,20	0,12	25	0,05	60
2006	1,96	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	1,53	0,20	0,12	25	0,05	60
2008	0,34	0,25	0,12	25	0,05	60
2009	1,14	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	0,47	0,20	0,12	25	0,05	60
2011	0,11	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0

<b>Groupe de ressources - Gaz - Sud-ouest de l'Alberta - Réservoir étanche - Colorado supérieur</b>						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi <sup>3</sup> /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
2004	3,14	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	3,40	0,20	0,12	25	0,05	60
2006	0,74	0,20	0,12	25	0,05	60
2007	1,34	0,20	0,12	25	0,05	60
2008	0,18	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	0,08	0,20	0,12	25	0,05	60
2010	0,16	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0
2012	0,02	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Sud-ouest de l'Alberta - Réservoir étanche - Colorado</b>						
<b>Année de raccordement</b>	<b>Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi<sup>3</sup>/j</b>	<b>Premier taux de diminution</b>	<b>Deuxième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution</b>	<b>Troisième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le troisième taux de diminution</b>
2004	1,42	0,20	0,12	25	0,05	60
2005	0,33	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	0,11	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	0,69	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	0,81	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	0,56	0,16	0,12	20	0,05	60
2010	0,13	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	0,12	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	1,20	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Sud-ouest de l'Alberta - Réservoir étanche - Mannville inférieur</b>						
<b>Année de raccordement</b>	<b>Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi<sup>3</sup>/j</b>	<b>Premier taux de diminution</b>	<b>Deuxième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution</b>	<b>Troisième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le troisième taux de diminution</b>
2004	24,16	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	13,55	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	22,90	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	18,29	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	10,32	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	6,44	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	2,83	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0
2012	0,60	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Sud des piémonts - Classique - Mississippien, Dévonien supérieur</b>						
<b>Année de raccordement</b>	<b>Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi<sup>3</sup>/j</b>	<b>Premier taux de diminution</b>	<b>Deuxième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution</b>	<b>Troisième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le troisième taux de diminution</b>
2004	54,06	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	29,69	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	87,80	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	63,92	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	13,29	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	20,50	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	0,03	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

<b>Groupe de ressources - Gaz - Est de l'Alberta - Classique - Crétacé supérieur, Colorado supérieur</b>						
<b>Année de raccordement</b>	<b>Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi<sup>3</sup>/j</b>	<b>Premier taux de diminution</b>	<b>Deuxième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution</b>	<b>Troisième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le troisième taux de diminution</b>
2004	28,25	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	29,68	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	27,49	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	13,03	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	17,63	0,30	0,22	18	0,11	40
2009	2,43	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	2,72	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	2,32	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	2,93	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Est de l'Alberta - Classique - Colorado, Mannville</b>						
<b>Année de raccordement</b>	<b>Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi<sup>3</sup>/j</b>	<b>Premier taux de diminution</b>	<b>Deuxième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution</b>	<b>Troisième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le troisième taux de diminution</b>
2004	110,86	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	118,28	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	92,57	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	62,64	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	45,24	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	27,37	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	11,41	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	4,88	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	2,00	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Est de l'Alberta - Réservoir étanche - Colorado supérieur</b>						
<b>Année de raccordement</b>	<b>Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi<sup>3</sup>/j</b>	<b>Premier taux de diminution</b>	<b>Deuxième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution</b>	<b>Troisième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le troisième taux de diminution</b>
2004	17,83	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	54,06	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	29,69	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	87,80	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	63,92	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	13,29	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	20,50	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	0,03	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0

<b>Groupe de ressources - Gaz - Centre de l'Alberta - Classique - Tertiaire, Crétacé supérieur</b>						
<b>Année de raccordement</b>	<b>Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi<sup>3</sup>/j</b>	<b>Premier taux de diminution</b>	<b>Deuxième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution</b>	<b>Troisième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le troisième taux de diminution</b>
2004	51,33	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	46,40	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	37,83	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	40,30	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	28,07	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	10,96	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	9,23	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	6,15	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	2,90	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Centre de l'Alberta - Classique - Colorado</b>						
<b>Année de raccordement</b>	<b>Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi<sup>3</sup>/j</b>	<b>Premier taux de diminution</b>	<b>Deuxième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution</b>	<b>Troisième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le troisième taux de diminution</b>
2004	10,77	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	12,94	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	12,10	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	10,18	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	3,71	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	1,80	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	1,45	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	0,64	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,08	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Centre de l'Alberta - Classique - Mannville</b>						
<b>Année de raccordement</b>	<b>Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi<sup>3</sup>/j</b>	<b>Premier taux de diminution</b>	<b>Deuxième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution</b>	<b>Troisième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le troisième taux de diminution</b>
2004	70,20	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	64,77	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	62,77	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	50,88	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	31,77	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	14,94	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	7,14	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	7,05	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	2,73	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Centre de l'Alberta - Classique - Mississippien, Dévonien supérieur</b>						
<b>Année de raccordement</b>	<b>Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi<sup>3</sup>/j</b>	<b>Premier taux de diminution</b>	<b>Deuxième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution</b>	<b>Troisième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le troisième taux de diminution</b>
2004	19,31	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	12,13	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	8,54	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	11,44	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	7,81	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	1,67	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	0,25	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	2,25	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,27	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Centre de l'Alberta - Réservoir étanche - Colorado</b>						
<b>Année de raccordement</b>	<b>Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi<sup>3</sup>/j</b>	<b>Premier taux de diminution</b>	<b>Deuxième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution</b>	<b>Troisième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le troisième taux de diminution</b>
2004	10,30	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	7,47	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	6,44	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	3,80	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	2,72	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	3,06	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	6,16	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	0,48	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,21	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Centre de l'Alberta - Réservoir étanche - Mannville</b>						
<b>Année de raccordement</b>	<b>Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi<sup>3</sup>/j</b>	<b>Premier taux de diminution</b>	<b>Deuxième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution</b>	<b>Troisième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le troisième taux de diminution</b>
2004	10,23	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	6,92	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	8,47	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	5,24	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	3,25	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	3,59	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	1,38	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	1,32	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,37	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Classique - Tertiaire</b>						
<b>Année de raccordement</b>	<b>Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi<sup>3</sup>/j</b>	<b>Premier taux de diminution</b>	<b>Deuxième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution</b>	<b>Troisième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le troisième taux de diminution</b>
2004	25,56	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	24,09	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	22,25	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	18,01	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	17,15	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	7,84	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	8,29	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	2,00	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,63	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Classique - Crétacé supérieur, Colorado supérieur</b>						
<b>Année de raccordement</b>	<b>Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi<sup>3</sup>/j</b>	<b>Premier taux de diminution</b>	<b>Deuxième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution</b>	<b>Troisième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le troisième taux de diminution</b>
2004	22,10	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	24,64	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	25,56	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	25,92	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	21,60	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	10,08	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	13,84	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	30,60	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	21,35	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Classique - Mannville</b>						
<b>Année de raccordement</b>	<b>Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi<sup>3</sup>/j</b>	<b>Premier taux de diminution</b>	<b>Deuxième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution</b>	<b>Troisième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le troisième taux de diminution</b>
2004	2,36	0,10	0,08	25	0,05	60
2005	4,45	0,10	0,08	25	0,05	60
2006	0,97	0,10	0,08	25	0,05	60
2007	0,77	0,10	0,08	25	0,05	60
2008	3,35	0,10	0,08	25	0,05	60
2009	0,12	0,10	0,08	25	0,05	60
2010	3,02	0,10	0,08	25	0,05	60
2011	0,46	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	2,33	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Classique - Mannville inférieur, Jurassique</b>						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi <sup>3</sup> /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
2004	39,56	0,12	0,10	25	0,08	60
2005	41,87	0,12	0,10	25	0,08	60
2006	37,82	0,12	0,10	25	0,08	60
2007	31,44	0,12	0,10	25	0,08	60
2008	25,45	0,12	0,10	25	0,08	60
2009	17,97	0,12	0,10	25	0,08	60
2010	13,03	0,12	0,10	25	0,08	60
2011	37,49	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	31,74	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Classique - Mississippien</b>						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi <sup>3</sup> /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
2004	33,85	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	37,00	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	29,53	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	28,56	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	9,53	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	13,85	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	1,19	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	3,49	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	1,43	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Classique - Dévonien supérieur</b>						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi <sup>3</sup> /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
2004	56,46	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	50,43	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	5,96	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	41,37	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	7,61	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	2,09	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	3,21	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	0,80	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	2,60	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Réservoir étanche - Colorado</b>						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi <sup>3</sup> /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
2004	11,35	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	11,40	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	23,49	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	8,26	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	9,70	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	3,95	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	8,42	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	2,06	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	4,95	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Réservoir étanche - Mannville</b>						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi <sup>3</sup> /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
2004	67,99	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	70,78	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	92,32	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	84,36	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	91,36	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	68,11	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	145,73	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	299,33	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0

<b>Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Classique - Colorado supérieur</b>						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi <sup>3</sup> /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
2004	28,08	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	12,54	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	12,12	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	9,40	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	17,24	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	9,85	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	6,01	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	1,13	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	4,81	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Classique - Colorado, Mannville</b>						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi <sup>3</sup> /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
2004	37,23	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	12,78	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	17,49	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	18,72	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	30,25	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	20,16	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	14,15	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	14,30	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	14,81	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Classique - Jurassique, Trias, Permien</b>						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi <sup>3</sup> /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
2004	20,53	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	2,29	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	27,31	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	11,86	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	10,10	0,16	0,12	24	0,05	60
2009	18,83	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	10,69	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	13,48	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,90	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Classique - Mississippien</b>						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi <sup>3</sup> /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
2004	93,34	0,14	0,12	25	0,10	60
2005	33,03	0,14	0,12	25	0,10	60
2006	47,88	0,14	0,12	25	0,05	60
2007	40,74	0,14	0,12	25	0,10	60
2008	75,62	0,16	0,14	25	0,05	60
2009	50,53	0,14	0,12	25	0,10	60
2010	24,42	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

<b>Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Classique - Dévonien supérieur, Dévonien moyen</b>						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi <sup>3</sup> /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
2004	57,65	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	39,35	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	15,61	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	22,95	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	4,67	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	3,69	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	2,38	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	3,95	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0

<b>Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Réservoir étanche - Colorado</b>						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi <sup>3</sup> /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
2004	3,19	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	4,19	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	1,25	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	2,46	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	0,48	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	1,45	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	0,00	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

<b>Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Réservoir étanche - Mannville</b>						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi <sup>3</sup> /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
2004	0,28	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	0,79	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	4,20	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	2,52	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	0,20	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	2,46	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	0,00	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	4,68	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	4,94	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Réservoir étanche - Jurassique</b>						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi <sup>3</sup> /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	11,34	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	22,64	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	5,26	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	0,00	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	1,76	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	1,99	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Classique - Colorado</b>						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi <sup>3</sup> /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
2004	6,58	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	11,56	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	10,49	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	5,32	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	9,49	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	2,63	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	1,95	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	0,11	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0

<b>Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Classique - Mannville, Jurassique</b>						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi <sup>3</sup> /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
2004	27,08	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	31,97	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	29,87	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	39,09	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	25,11	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	6,41	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	1,88	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	1,66	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,50	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Classique - Trias</b>						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi <sup>3</sup> /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
2004	11,00	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	22,53	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	9,58	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	10,65	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	10,09	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	7,54	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	1,26	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	1,45	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,69	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Classique - Dévonien supérieur</b>						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi <sup>3</sup> /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
2004	0,02	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	15,61	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	22,95	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	4,67	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	3,69	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	2,38	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	3,95	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

<b>Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Réservoir étanche - Colorado, Mannville</b>						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi <sup>3</sup> /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
2004	52,80	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	43,70	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	63,99	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	41,47	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	36,76	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	25,86	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	29,07	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	26,65	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	12,22	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Réservoir étanche - Trias</b>						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi <sup>3</sup> /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
2004	13,40	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	14,89	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	17,68	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	17,51	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	3,27	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	3,98	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	3,28	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	1,41	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	1,69	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Réservoir étanche - Montney</b>						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi <sup>3</sup> /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	2,69	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	15,24	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	21,12	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	20,44	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	15,31	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	7,98	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Réservoir étanche - Duvernay</b>						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. en Mpi <sup>3</sup> /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	2,19	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	7,93	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Classique - Crétacé supérieur</b>						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. en Mpi <sup>3</sup> /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
2004	10,38	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	10,25	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	3,60	0,10	0,08	25	0,05	60
2007	3,78	0,16	0,14	25	0,05	60
2008	3,50	0,16	0,14	25	0,05	45
2009	7,20	0,16	0,14	25	0,05	45
2010	4,56	0,16	0,14	25	0,05	45
2011	5,63	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	4,55	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Classique - Colorado supérieur</b>						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. en Mpi <sup>3</sup> /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
2004	20,41	0,16	0,14	25	0,05	60
2005	18,70	0,16	0,14	25	0,05	60
2006	26,72	0,16	0,14	25	0,05	60
2007	18,29	0,16	0,14	25	0,05	60
2008	8,79	0,16	0,14	25	0,05	45
2009	5,47	0,16	0,14	25	0,05	45
2010	11,68	0,16	0,14	25	0,05	45
2011	9,84	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	6,00	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Classique - Mannville, Jurassique</b>						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi <sup>3</sup> /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
2004	4,90	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	3,87	0,16	0,14	25	0,05	60
2006	6,19	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	4,46	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	6,34	0,16	0,12	25	0,05	45
2009	1,34	0,16	0,12	25	0,05	45
2010	3,28	0,10	0,08	25	0,05	45
2011	5,94	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	1,54	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Classique - Trias</b>						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi <sup>3</sup> /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
2004	15,13	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	11,56	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	9,46	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	4,66	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	1,80	0,16	0,12	25	0,05	45
2009	1,67	0,16	0,12	20	0,05	40
2010	1,70	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	1,30	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,16	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Classique - Dévonien supérieur</b>						
<b>Année de raccordement</b>	<b>Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi<sup>3</sup>/j</b>	<b>Premier taux de diminution</b>	<b>Deuxième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution</b>	<b>Troisième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le troisième taux de diminution</b>
2004	16,88	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	7,73	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	0,40	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	17,12	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	10,08	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	1,84	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	2,11	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

<b>Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Réservoir étanche - Colorado supérieur</b>						
<b>Année de raccordement</b>	<b>Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi<sup>3</sup>/j</b>	<b>Premier taux de diminution</b>	<b>Deuxième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution</b>	<b>Troisième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le troisième taux de diminution</b>
2004	84,75	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	88,68	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	73,01	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	52,09	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	33,87	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	22,17	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	28,32	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	36,14	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	40,02	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Réservoir étanche - Colorado</b>						
<b>Année de raccordement</b>	<b>Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi<sup>3</sup>/j</b>	<b>Premier taux de diminution</b>	<b>Deuxième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution</b>	<b>Troisième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le troisième taux de diminution</b>
2004	18,37	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	12,80	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	13,11	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	18,64	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	10,83	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	4,85	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	6,40	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	1,49	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,53	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Réservoir étanche - Mannville, Jurassique</b>						
<b>Année de raccordement</b>	<b>Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi<sup>3</sup>/j</b>	<b>Premier taux de diminution</b>	<b>Deuxième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution</b>	<b>Troisième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le troisième taux de diminution</b>
2004	280,31	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	294,44	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	386,11	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	310,77	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	305,05	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	192,39	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	299,94	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	307,84	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	279,41	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Réservoir étanche - Trias</b>						
<b>Année de raccordement</b>	<b>Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi<sup>3</sup>/j</b>	<b>Premier taux de diminution</b>	<b>Deuxième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution</b>	<b>Troisième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le troisième taux de diminution</b>
2004	10,25	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	15,86	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	10,38	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	4,84	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	12,25	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	6,29	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	12,44	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	13,53	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	20,71	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Réservoir étanche - Montney</b>						
<b>Année de raccordement</b>	<b>Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi<sup>3</sup>/j</b>	<b>Premier taux de diminution</b>	<b>Deuxième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution</b>	<b>Troisième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le troisième taux de diminution</b>
2008	3,62	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	17,07	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	33,55	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	49,57	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	75,67	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Réservoir étanche - Duvernay</b>						
<b>Année de raccordement</b>	<b>Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi<sup>3</sup>/j</b>	<b>Premier taux de diminution</b>	<b>Deuxième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution</b>	<b>Troisième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le troisième taux de diminution</b>
2012	1,74	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de l'Alberta - Classique - Mannville, Devonien supérieur</b>						
<b>Année de raccordement</b>	<b>Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi<sup>3</sup>/j</b>	<b>Premier taux de diminution</b>	<b>Deuxième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution</b>	<b>Troisième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le troisième taux de diminution</b>
2004	77,61	0,16	0,14	25	0,05	60
2005	45,77	0,16	0,14	25	0,05	60
2006	50,45	0,16	0,14	25	0,05	60
2007	37,74	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	19,54	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	11,92	0,16	0,14	25	0,05	60
2010	7,94	0,16	0,14	25	0,05	60
2011	1,76	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,62	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Colorado supérieur</b>						
<b>Année de raccordement</b>	<b>Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi<sup>3</sup>/j</b>	<b>Premier taux de diminution</b>	<b>Deuxième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution</b>	<b>Troisième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le troisième taux de diminution</b>
2004	4,35	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	4,40	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	1,31	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	1,26	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	0,16	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	0,43	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	0,28	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	2,22	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0

<b>Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Colorado, Mannville supérieur</b>						
<b>Année de raccordement</b>	<b>Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi<sup>3</sup>/j</b>	<b>Premier taux de diminution</b>	<b>Deuxième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution</b>	<b>Troisième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le troisième taux de diminution</b>
2004	5,40	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	8,64	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	5,73	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	5,27	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	3,40	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	1,20	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	3,34	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	1,22	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,09	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Mannville moyen, Mannville inférieur</b>						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi <sup>3</sup> /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
2004	9,69	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	8,10	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	11,58	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	6,78	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	6,66	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	2,37	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	2,23	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	0,23	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,47	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Trias supérieur</b>						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi <sup>3</sup> /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
2004	6,13	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	2,63	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	7,08	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	2,80	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	2,35	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	1,63	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	1,21	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	1,17	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,22	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Trias inférieur</b>						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi <sup>3</sup> /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
2004	13,93	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	10,63	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	21,94	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	7,56	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	13,29	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	6,62	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	3,81	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	5,98	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	1,08	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Mississippien</b>						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi <sup>3</sup> /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
2004	42,00	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	40,94	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	18,32	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	9,07	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	19,39	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	7,76	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	6,09	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	2,60	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	2,93	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Dévonien supérieur, Dévonien moyen</b>						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi <sup>3</sup> /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
2004	2,43	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	5,88	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	2,07	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	6,90	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	0,82	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	0,29	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	0,57	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	2,94	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	4,54	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Réservoir étanche - Trias</b>						
<b>Année de raccordement</b>	<b>Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi<sup>3</sup>/j</b>	<b>Premier taux de diminution</b>	<b>Deuxième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution</b>	<b>Troisième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le troisième taux de diminution</b>
2004	9,95	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	13,52	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	17,95	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	16,74	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	15,36	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	3,45	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	2,25	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	0,56	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0

<b>Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Réservoir étanche - Trias inférieur</b>						
<b>Année de raccordement</b>	<b>Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi<sup>3</sup>/j</b>	<b>Premier taux de diminution</b>	<b>Deuxième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution</b>	<b>Troisième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le troisième taux de diminution</b>
2004	6,11	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	8,95	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	15,55	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	12,77	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	11,36	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	1,75	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	3,17	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	0,50	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	4,67	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Nord-ouest de l'Alberta - Classique - Mannville</b>						
<b>Année de raccordement</b>	<b>Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi<sup>3</sup>/j</b>	<b>Premier taux de diminution</b>	<b>Deuxième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution</b>	<b>Troisième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le troisième taux de diminution</b>
2004	29,05	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	25,19	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	23,84	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	9,90	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	20,32	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	4,00	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	2,92	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	0,42	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,34	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Nord-ouest de l'Alberta - Classique - Mississippien</b>						
<b>Année de raccordement</b>	<b>Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi<sup>3</sup>/j</b>	<b>Premier taux de diminution</b>	<b>Deuxième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution</b>	<b>Troisième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le troisième taux de diminution</b>
2004	6,89	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	10,60	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	8,60	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	2,93	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	4,34	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	0,47	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	0,29	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	0,05	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0

<b>Groupe de ressources - Gaz - Nord-ouest de l'Alberta - Classique - Dévonien supérieur</b>						
<b>Année de raccordement</b>	<b>Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi<sup>3</sup>/j</b>	<b>Premier taux de diminution</b>	<b>Deuxième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution</b>	<b>Troisième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le troisième taux de diminution</b>
2004	19,28	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	10,37	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	11,13	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	3,65	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	3,31	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	1,90	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	0,95	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	0,05	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,15	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Nord-ouest de l'Alberta - Classique - Dévonien moyen</b>						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi <sup>3</sup> /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
2004	2,71	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	2,54	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	0,79	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	0,63	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	0,90	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	0,79	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	0,24	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	0,22	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0

<b>Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (C.-B.) - Classique - Colorado</b>						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi <sup>3</sup> /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
2004	14,83	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	5,35	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	0,22	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	0,06	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	0,32	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	0,02	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	1,25	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

<b>Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (C.-B.) - Classique - Trias inférieur</b>						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi <sup>3</sup> /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
2004	4,06	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	67,95	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	13,70	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	29,98	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	20,51	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	10,92	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	14,70	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	13,50	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	16,19	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (C.-B.) - Réservoir étanche - Colorado</b>						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi <sup>3</sup> /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
2004	1,70	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	0,64	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	2,29	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	4,20	0,16	0,12	12	0,05	60
2008	1,82	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	3,89	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	0,00	0,10	0,08	25	0,05	60
2011	0,98	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0

<b>Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (C.-B.) - Réservoir étanche - Mannville</b>						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi <sup>3</sup> /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
2004	50,94	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	68,29	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	56,69	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	24,88	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	31,94	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	16,90	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	32,97	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	32,04	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	6,80	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (C.-B.) - Réservoir étanche - Montney</b>						
<b>Année de raccordement</b>	<b>Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi<sup>3</sup>/j</b>	<b>Premier taux de diminution</b>	<b>Deuxième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution</b>	<b>Troisième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le troisième taux de diminution</b>
2006	40,14	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	1,28	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	18,47	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	41,37	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	59,10	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	168,05	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	34,34	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Fort St. John - Classique - Mannville</b>						
<b>Année de raccordement</b>	<b>Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi<sup>3</sup>/j</b>	<b>Premier taux de diminution</b>	<b>Deuxième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution</b>	<b>Troisième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le troisième taux de diminution</b>
2004	117,47	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	117,00	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	126,95	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	65,28	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	54,40	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	15,25	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	22,06	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	3,03	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,42	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Fort St. John - Classique - Trias</b>						
<b>Année de raccordement</b>	<b>Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi<sup>3</sup>/j</b>	<b>Premier taux de diminution</b>	<b>Deuxième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution</b>	<b>Troisième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le troisième taux de diminution</b>
2004	97,95	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	94,17	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	81,09	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	62,33	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	56,46	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	27,15	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	24,30	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	15,43	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	143,26	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Fort St. John - Classique - Permien, Mississippien</b>						
<b>Année de raccordement</b>	<b>Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi<sup>3</sup>/j</b>	<b>Premier taux de diminution</b>	<b>Deuxième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution</b>	<b>Troisième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le troisième taux de diminution</b>
2004	6,77	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	4,84	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	11,10	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	28,29	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	17,76	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	20,37	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	6,12	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	6,84	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0

<b>Groupe de ressources - Gaz - Fort St. John - Classique - Dévonien supérieur, Dévonien moyen</b>						
<b>Année de raccordement</b>	<b>Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi<sup>3</sup>/j</b>	<b>Premier taux de diminution</b>	<b>Deuxième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution</b>	<b>Troisième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le troisième taux de diminution</b>
2004	4,37	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	7,18	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	2,38	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	1,02	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0
2009	1,29	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	2,86	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	0,41	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0

<b>Groupe de ressources - Gaz - Fort St. John - Réservoir étanche - Montney</b>						
<b>Année de raccordement</b>	<b>Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi<sup>3</sup>/j</b>	<b>Premier taux de diminution</b>	<b>Deuxième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution</b>	<b>Troisième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le troisième taux de diminution</b>
2006	21,93	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	99,72	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	170,33	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	305,37	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	371,02	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	277,93	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	206,93	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de la C.-B. - Classique - Mannville inférieur</b>						
<b>Année de raccordement</b>	<b>Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi<sup>3</sup>/j</b>	<b>Premier taux de diminution</b>	<b>Deuxième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution</b>	<b>Troisième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le troisième taux de diminution</b>
2004	2,54	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	0,86	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	2,74	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0
2008	0,70	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0
2010	0,00	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0
2012	1,13	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de la C.-B. - Classique - Permien, Mississippien</b>						
<b>Année de raccordement</b>	<b>Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi<sup>3</sup>/j</b>	<b>Premier taux de diminution</b>	<b>Deuxième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution</b>	<b>Troisième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le troisième taux de diminution</b>
2004	6,38	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	8,28	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	3,36	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	3,54	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	0,66	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	0,36	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	0,25	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	0,55	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0

<b>Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de la C.-B. - Classique - Dévonien supérieur, Dévonien moyen</b>						
<b>Année de raccordement</b>	<b>Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi<sup>3</sup>/j</b>	<b>Premier taux de diminution</b>	<b>Deuxième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution</b>	<b>Troisième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le troisième taux de diminution</b>
2004	82,24	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	42,77	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	13,54	0,10	0,08	25	0,05	60
2007	6,44	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	2,87	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	0,21	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	3,31	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	0,79	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0

<b>Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de la C.-B. - Réservoir étanche - Dévonien supérieur</b>						
<b>Année de raccordement</b>	<b>Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi<sup>3</sup>/j</b>	<b>Premier taux de diminution</b>	<b>Deuxième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution</b>	<b>Troisième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le troisième taux de diminution</b>
2004	123,61	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	110,67	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	67,89	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	54,77	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	55,50	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	21,90	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	22,15	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	20,39	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0

<b>Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de la C.-B. - Schiste - Horn River</b>						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi <sup>3</sup> /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	0,24	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	0,44	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	26,41	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	72,17	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	103,40	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	141,81	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	139,64	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de la C.-B. - Schiste - Horn River</b>						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi <sup>3</sup> /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	3,89	0,16	0,12	20	0,05	60
2011	15,57	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	15,92	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Piémonts de la C.-B. - Classique - Colorado, Mannville</b>						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi <sup>3</sup> /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
2004	2,40	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	5,23	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	10,40	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	7,96	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	11,74	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	2,89	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	2,73	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	11,20	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0

<b>Groupe de ressources - Gaz - Piémonts de la C.-B. - Classique - Trias, Permien, Mississippien</b>						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi <sup>3</sup> /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
2004	94,08	0,16	0,12	25	0,05	60
2005	76,54	0,10	0,08	25	0,05	60
2006	173,92	0,16	0,12	25	0,05	60
2007	73,31	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	130,85	0,16	0,12	25	0,05	60
2009	62,21	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	7,97	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	25,54	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	32,75	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Piémonts de la C.-B. - Réservoir étanche - Montney</b>						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi <sup>3</sup> /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
2004	2,20	0,10	0,08	25	0,05	60
2005	5,49	0,16	0,12	25	0,05	60
2006	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0
2007	6,20	0,16	0,12	25	0,05	60
2008	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0
2009	10,97	0,16	0,12	25	0,05	60
2010	58,75	0,16	0,12	25	0,05	60
2011	93,23	0,16	0,12	25	0,05	60
2012	49,55	0,16	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Sud-ouest de la Saskatchewan - Réservoir étanche - Colorado supérieur</b>						
<b>Année de raccordement</b>	<b>Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi<sup>3</sup>/j</b>	<b>Premier taux de diminution</b>	<b>Deuxième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution</b>	<b>Troisième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le troisième taux de diminution</b>
2004	2,35	0,14	0,08	25	0,05	60
2005	28,91	0,14	0,08	25	0,05	60
2006	3,03	0,14	0,08	25	0,05	60
2007	9,12	0,14	0,08	25	0,05	60
2008	2,89	0,14	0,08	25	0,05	60
2009	19,45	0,14	0,08	25	0,05	60
2010	207,12	0,14	0,08	25	0,05	60
2011	1,90	0,14	0,08	25	0,05	60
2012	2,28	0,14	0,08	25	0,05	60
2011	4,85	0,14	0,12	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Ouest de la Saskatchewan - Classique - Colorado</b>						
<b>Année de raccordement</b>	<b>Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi<sup>3</sup>/j</b>	<b>Premier taux de diminution</b>	<b>Deuxième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution</b>	<b>Troisième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le troisième taux de diminution</b>
2004	3,26	0,14	0,08	25	0,05	60
2005	4,16	0,14	0,08	25	0,05	60
2006	2,37	0,14	0,08	25	0,05	60
2007	1,54	0,14	0,08	25	0,05	60
2008	0,77	0,14	0,08	25	0,05	60
2009	4,21	0,14	0,08	25	0,05	60
2010	12,87	0,14	0,08	25	0,05	60
2011	0,19	0,14	0,08	25	0,05	60
2012	0,08	0,14	0,08	25	0,05	60

<b>Groupe de ressources - Gaz - Ouest de la Saskatchewan - Classique - Mannville moyen, Mannville inférieur, Mississippien</b>						
<b>Année de raccordement</b>	<b>Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi<sup>3</sup>/j</b>	<b>Premier taux de diminution</b>	<b>Deuxième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution</b>	<b>Troisième taux de diminution</b>	<b>Nombre de mois avant le troisième taux de diminution</b>
2004	3,03	0,14	0,08	25	0,05	60
2005	14,63	0,14	0,08	25	0,05	60
2006	3,60	0,14	0,08	25	0,05	60
2007	4,08	0,14	0,08	25	0,05	60
2008	2,99	0,14	0,08	25	0,05	60
2009	4,32	0,14	0,08	25	0,05	60
2010	20,25	0,14	0,08	25	0,05	60
2011	0,84	0,14	0,08	25	0,05	60
2012	0,08	0,14	0,08	25	0,05	60

## A4 Paramètres de diminution selon les regroupements de raccordements gaziers futurs

<b>Groupe de ressources - Gaz - MH Alberta - Mannville</b>										
Année de raccordement	Production maximale Mpi <sup>3</sup> /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

<b>Groupe de ressources - Gaz - MH Alberta - Horseshoe Canyon</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,09	0,18	0,16	7	0,14	20	0,12	45	0,10	90
2005	0,08	0,25	0,16	7	0,17	20	0,12	45	0,10	90
2006	0,09	0,25	0,18	7	0,16	20	0,12	45	0,10	90
2007	0,09	0,50	0,20	7	0,16	20	0,12	45	0,10	90
2008	0,08	0,40	0,20	7	0,16	20	0,14	45	0,10	90
2009	0,08	0,45	0,20	7	0,15	20	0,10	45	0,10	90
2010	0,06	0,30	0,20	7	0,15	20	0,10	45	0,10	90
2011	0,06	0,50	0,30	7	0,20	20	0,10	45	0,10	90
2012	0,05	0,50	0,30	7	0,20	20	0,10	45	0,10	90
2013	0,05	0,50	0,30	7	0,20	20	0,10	45	0,10	90
2014	0,05	0,50	0,30	7	0,20	20	0,10	45	0,10	90
2015	0,05	0,50	0,30	7	0,20	20	0,10	45	0,10	90
2016	0,04	0,50	0,30	7	0,20	20	0,10	45	0,10	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - MH Alberta - Autre</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,08	0,60	0,30	7	0,20	20	0,10	45	0,05	90
2005	0,06	0,50	0,30	7	0,16	20	0,10	45	0,05	90
2006	0,07	0,80	0,30	7	0,14	20	0,05	45	0,05	90
2007	0,08	0,75	0,35	7	0,16	20	0,05	45	0,05	90
2008	0,07	0,50	0,22	7	0,11	20	0,05	45	0,05	90
2009	0,04	0,46	0,21	7	0,18	20	0,10	45	0,05	90
2010	0,03	0,35	0,20	7	0,16	20	0,10	45	0,05	90
2011	0,04	0,55	0,35	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,03	0,55	0,35	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2013	0,03	0,55	0,35	7	0,20	20	0,10	45	0,05	90
2014	0,03	0,55	0,35	7	0,20	20	0,10	45	0,05	90
2015	0,03	0,55	0,35	7	0,20	20	0,10	45	0,05	90
2016	0,03	0,55	0,35	7	0,20	20	0,10	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 <sup>3</sup> /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	0,13	0,90	0,45	7	0,30	20	0,14	45	0,09	90
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	90
2008	0,10	0,62	0,45	10	0,22	20	0,14	45	0,08	90
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	0,05	0,65	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2014	0,05	0,65	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2015	0,05	0,65	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2016	0,05	0,65	0,40	7	0,25	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 <sup>3</sup> /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	0,25	1,25	0,55	7	0,30	20	0,20	45	0,08	90
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	0,12	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	0,23	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	0,85	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90
2014	0,07	0,85	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90
2015	0,07	0,85	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90
2016	0,07	0,85	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90

**Groupe de ressources – Gaz – Sud de l'Alberta – Classique – Mannville**

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,33	0,70	0,55	7	0,36	20	0,20	45	0,10	90
2005	0,28	0,55	0,65	7	0,45	20	0,20	45	0,10	90
2006	0,25	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	0,33	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	0,30	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	0,14	0,95	0,55	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2014	0,14	0,95	0,55	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2015	0,14	0,95	0,55	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2016	0,14	0,95	0,55	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90

**Groupe de ressources - Gaz - Sud de l'Alberta - Réservoir étanche - Colorado supérieur**

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,09	0,70	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,12	90
2005	0,08	0,80	0,35	7	0,22	20	0,12	45	0,12	90
2006	0,08	0,90	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,12	90
2007	0,08	0,85	0,40	7	0,18	20	0,14	45	0,12	90
2008	0,08	0,90	0,37	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,08	0,75	0,43	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,08	0,65	0,45	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,07	0,60	0,33	7	0,22	20	0,12	45	0,12	90
2012	0,08	0,85	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,12	90
2013	0,01	0,85	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,12	90
2014	0,01	0,85	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,12	90
2015	0,01	0,85	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,12	90
2016	0,01	0,85	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,12	90

**Groupe de ressources – Gaz – Sud-ouest de l'Alberta – Classique – Tertiaire, Crétacé supérieur, Colorado supérieur**

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,19	1,25	0,49	7	0,32	20	0,20	45	0,12	90
2005	0,16	1,20	0,40	7	0,30	20	0,16	45	0,10	90
2006	0,13	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	0,12	0,90	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2013	0,07	0,90	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2014	0,07	0,90	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2015	0,07	0,90	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2016	0,07	0,90	0,45	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 <sup>3</sup> /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	0,19	0,65	0,72	7	0,52	20	0,30	45	0,12	90
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	0,32	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	0,24	0,65	0,45	7	0,30	20	0,24	45	0,12	90
2013	0,24	0,80	0,40	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,24	0,80	0,40	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,24	0,80	0,40	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2016	0,24	0,80	0,40	7	0,30	20	0,16	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 <sup>3</sup> /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	0,39	0,85	0,65	7	0,25	20	0,17	45	0,12	90
2005	0,56	1,15	0,65	7	0,37	20	0,22	45	0,12	90
2006	0,42	0,85	0,80	7	0,40	20	0,20	45	0,12	90
2007	0,44	0,75	0,58	7	0,45	20	0,30	45	0,12	90
2008	0,45	0,75	0,45	7	0,32	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,53	1,00	0,45	7	0,32	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,46	1,25	0,75	7	0,35	20	0,20	45	0,12	90
2011	0,87	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	0,50	1,00	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,50	1,00	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,50	1,00	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2016	0,50	1,00	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 <sup>3</sup> /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	0,35	0,65	0,65	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2005	0,46	1,55	0,75	7	0,27	20	0,14	45	0,08	90
2006	0,21	1,40	1,15	7	0,85	20	0,25	45	0,12	90
2007	0,27	1,35	0,60	7	0,20	20	0,14	45	0,08	90
2008	0,74	1,15	0,80	7	0,55	20	0,25	45	0,12	90
2009	0,91	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	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2013	0,22	0,85	0,50	7	0,30	20	0,14	45	0,08	90
2014	0,22	0,85	0,50	7	0,30	20	0,14	45	0,08	90
2015	0,22	0,85	0,50	7	0,30	20	0,14	45	0,08	90
2016	0,22	0,85	0,50	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 <sup>3</sup> /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	1,12	0,65	0,20	7	0,16	20	0,12	45	0,05	90
2005	0,12	0,30	0,20	7	0,18	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,38	0,70	0,45	7	0,40	20	0,20	45	0,12	90
2007	0,50	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	0,29	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	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,04	0,85	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,04	0,85	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2016	0,04	0,85	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90

**Groupe de ressources - Gaz - Sud-ouest de l'Alberta - Réservoir étanche - Colorado supérieur**

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,16	0,75	0,55	7	0,48	20	0,16	45	0,12	90
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	0,13	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	0,17	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

**Groupe de ressources - Gaz - Sud-ouest de l'Alberta - Réservoir étanche - Colorado**

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,32	0,32	0,32	0	0,32	0	0,32	0	0,32	0
2005	0,08	0,08	0,08	0	0,08	0	0,08	0	0,08	0
2006	0,12	0,12	0,12	0	0,12	0	0,12	0	0,12	0
2007	0,43	0,43	0,43	0	0,43	0	0,43	0	0,43	0
2008	0,87	0,87	0,87	1	0,87	1	0,87	1	0,87	1
2009	0,62	0,62	0,62	1	0,62	1	0,62	1	0,62	1
2010	0,25	0,25	0,25	0	0,25	0	0,25	0	0,25	0
2011	0,15	0,15	0,15	0	0,15	0	0,15	0	0,15	0
2012	0,99	0,99	0,99	1	0,99	1	0,99	1	0,99	1
2013	0,99	0,99	0,99	1	0,99	1	0,99	1	0,99	1
2014	0,99	0,99	0,99	1	0,99	1	0,99	1	0,99	1
2015	0,99	0,99	0,99	1	0,99	1	0,99	1	0,99	1
2016	0,99	0,99	0,99	1	0,99	1	0,99	1	0,99	1

**Groupe de ressources - Gaz - Sud-ouest de l'Alberta - Réservoir étanche - Mannville inférieur**

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,55	0,35	0,20	7	0,18	20	0,16	45	0,12	90
2005	0,67	0,95	0,35	7	0,20	20	0,12	45	0,12	90
2006	0,93	0,75	0,45	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2007	0,59	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	0,56	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	0,67	0,65	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,67	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,67	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,67	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2016	0,67	0,65	0,40	7	0,20	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 <sup>3</sup> /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	3,77	0,25	0,20	7	0,18	20	0,16	45	0,12	90
2005	1,85	0,55	0,35	7	0,20	20	0,10	45	0,05	90
2006	2,54	0,65	0,30	7	0,16	20	0,10	45	0,05	90
2007	2,03	0,40	0,20	7	0,12	20	0,08	45	0,05	90
2008	2,09	0,25	0,20	7	0,18	20	0,12	45	0,08	90
2009	6,63	0,40	0,25	7	0,16	20	0,12	45	0,08	90
2010	0,01	0,40	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	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	2,55	0,40	0,25	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2014	2,55	0,40	0,25	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2015	2,55	0,40	0,25	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2016	2,55	0,40	0,25	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 <sup>3</sup> /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	0,12	0,75	0,30	7	0,22	20	0,16	45	0,08	90
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	0,20	0,95	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,22	0,95	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,23	0,95	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,24	0,95	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2016	0,25	0,95	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90

**Groupe de ressources – Gaz – Est de l'Alberta – Classique – Colorado, Mannville**

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,19	0,90	0,50	7	0,35	20	0,18	45	0,12	90
2005	0,18	0,80	0,50	7	0,32	20	0,18	45	0,12	90
2006	0,17	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	0,35	20	0,20	45	0,12	90
2014	0,13	1,05	0,50	7	0,35	20	0,20	45	0,12	90
2015	0,13	1,05	0,50	7	0,35	20	0,20	45	0,12	90
2016	0,13	1,05	0,50	7	0,35	20	0,20	45	0,12	90

**Groupe de ressources - Gaz - Est de l'Alberta - Réservoir étanche - Colorado supérieur**

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,05	0,50	0,35	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
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	0,06	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	0,05	0,70	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,05	0,70	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,05	0,70	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2016	0,05	0,70	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Est de l'Alberta - Schiste - Duvernay</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	3,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2014	3,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	3,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2016	3,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Centre de l'Alberta - Classique - Tertiaire, Crétacé supérieur</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,17	0,70	0,40	7	0,25	20	0,18	45	0,12	90
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	0,85	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,02	0,85	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,02	0,85	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2016	0,02	0,85	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Centre de l'Alberta - Classique - Colorado</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,26	1,15	0,65	7	0,28	20	0,16	45	0,10	90
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	0,14	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	0,12	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	0,85	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,16	0,85	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,17	0,85	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2016	0,17	0,85	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Centre de l'Alberta - Classique - Mannville</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,37	0,85	0,55	7	0,33	20	0,30	45	0,12	90
2005	0,31	0,80	0,53	7	0,35	20	0,26	45	0,12	90
2006	0,31	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	0,26	0,95	0,60	7	0,35	20	0,18	45	0,12	90
2009	0,26	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	0,27	1,15	0,50	7	0,30	20	0,18	45	0,12	90
2012	0,28	0,85	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,20	0,85	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,20	0,85	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,20	0,85	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2016	0,19	0,85	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90

**Groupe de ressources - Gaz - Centre de l'Alberta - Classique - Mississippien, Dévonien supérieur**

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,52	0,40	0,30	7	0,50	20	0,32	45	0,12	90
2005	0,37	1,15	0,65	7	0,22	20	0,20	45	0,12	90
2006	0,25	1,20	0,60	7	0,31	20	0,20	45	0,12	90
2007	0,36	0,95	0,55	7	0,20	20	0,14	45	0,12	90
2008	0,27	0,80	0,63	7	0,20	25	0,16	50	0,12	90
2009	0,16	1,25	0,45	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2010	0,05	0,95	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,28	0,90	0,50	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2012	0,06	0,90	0,50	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2013	0,04	0,90	0,50	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2014	0,04	0,90	0,50	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2015	0,04	0,90	0,50	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2016	0,04	0,90	0,50	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90

**Groupe de ressources - Gaz - Centre de l'Alberta - Réservoir étanche - Colorado**

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,30	1,15	0,60	7	0,22	20	0,14	45	0,10	90
2005	0,23	1,05	0,35	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,17	0,65	0,30	7	0,14	20	0,12	45	0,10	90
2007	0,27	0,95	0,50	7	0,22	20	0,12	45	0,10	90
2008	0,19	0,95	0,35	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,15	0,90	0,40	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2010	1,08	0,65	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,10	0,85	0,45	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,11	1,05	0,60	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,21	1,05	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,21	1,05	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,21	1,05	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2016	0,21	1,05	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90

**Groupe de ressources - Gaz - Centre de l'Alberta - Réservoir étanche - Mannville**

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,60	1,20	0,55	7	0,22	20	0,14	45	0,12	90
2005	0,25	0,65	0,40	7	0,30	20	0,14	45	0,12	90
2006	0,51	1,15	0,43	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2007	0,33	0,65	0,30	7	0,28	20	0,20	45	0,12	90
2008	0,54	0,85	0,65	7	0,50	20	0,20	45	0,12	90
2009	0,71	1,20	0,50	7	0,32	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,40	1,15	0,65	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,30	1,15	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,70	1,05	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,46	1,05	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,46	1,05	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,46	1,05	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2016	0,46	1,05	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90

**Groupe de ressources - Gaz - Centre de l'Alberta - Réservoir étanche - Montney**

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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

**Groupe de ressources - Gaz - Centre de l'Alberta - Schiste - Duvernay**

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	3,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2014	3,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	3,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2016	3,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Classique - Tertiaire</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,18	0,65	0,42	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
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	0,17	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	0,30	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	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,18	0,75	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,17	0,75	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2016	0,15	0,75	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Classique - Crétacé supérieur, Colorado supérieur</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,34	0,65	0,40	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2005	0,28	0,80	0,42	7	0,25	20	0,18	45	0,12	90
2006	0,26	0,85	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2007	0,34	0,45	0,30	7	0,22	20	0,14	45	0,10	90
2008	0,37	0,50	0,30	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,35	0,60	0,30	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,81	1,15	0,40	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2011	1,22	1,25	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2012	1,24	0,90	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2013	1,33	0,90	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2014	1,43	0,90	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2015	1,53	0,90	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2016	1,64	0,90	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Classique - Mannville</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,48	0,60	0,35	7	0,28	20	0,18	45	0,10	90
2005	0,51	0,99	0,55	7	0,40	20	0,16	45	0,10	90
2006	0,24	1,15	0,50	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2007	0,44	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	1,45	0,65	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
2011	0,14	0,95	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,87	0,75	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,87	0,75	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,87	0,75	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,87	0,75	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2016	0,87	0,75	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Classique - Mannville inférieur, Jurassique</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,42	0,50	0,35	7	0,20	20	0,16	45	0,08	90
2005	0,64	0,65	0,42	7	0,32	20	0,18	45	0,12	90
2006	0,55	1,10	0,50	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2007	0,50	0,90	0,43	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2008	0,51	0,65	0,40	7	0,34	20	0,20	45	0,12	90
2009	0,72	0,60	0,45	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2010	1,04	0,85	0,55	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2011	1,86	0,85	0,55	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2012	2,69	0,85	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2013	3,57	0,85	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2014	4,08	0,85	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2015	4,59	0,85	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2016	5,10	0,85	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Classique - Mississippien</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,56	0,88	0,42	7	0,22	20	0,14	45	0,12	90
2005	0,73	0,20	0,27	7	0,40	20	0,22	45	0,12	90
2006	0,81	0,85	0,45	7	0,33	20	0,20	45	0,12	90
2007	0,54	0,50	0,35	7	0,25	20	0,18	45	0,12	90
2008	0,29	1,15	0,35	7	0,18	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,56	0,70	0,30	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,29	1,25	0,44	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,68	1,45	0,55	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2012	1,63	1,25	0,50	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,86	1,25	0,45	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,86	1,25	0,45	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,86	1,25	0,45	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2016	0,86	1,25	0,45	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Classique - Dévonien supérieur</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	1,38	0,10	0,12	7	0,16	20	0,14	45	0,12	90
2005	0,98	0,35	0,20	7	0,12	20	0,10	45	0,05	90
2006	0,46	1,05	0,50	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2007	1,71	0,40	0,27	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2008	1,71	1,25	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,73	1,25	0,80	9	0,45	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,84	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	0,37	1,25	0,50	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,22	1,25	0,50	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,22	1,25	0,50	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,22	1,25	0,50	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2016	0,22	1,25	0,50	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Réservoir étanche - Colorado</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,35	0,20	0,16	7	0,10	20	0,10	45	0,12	90
2005	0,38	0,99	0,52	7	0,12	20	0,10	45	0,08	90
2006	0,71	0,75	0,35	7	0,22	20	0,18	45	0,08	90
2007	0,44	0,70	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90
2008	0,91	0,75	0,60	7	0,25	25	0,12	45	0,08	90
2009	1,19	1,00	0,25	7	0,16	20	0,14	45	0,08	90
2010	0,46	0,55	0,40	7	0,25	20	0,14	45	0,08	90
2011	0,51	0,90	0,50	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2012	2,17	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2013	1,05	0,75	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2014	1,05	0,75	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2015	1,05	0,75	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2016	1,05	0,75	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Réservoir étanche - Mannville</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,52	0,85	0,35	7	0,22	20	0,14	45	0,12	90
2005	0,46	0,65	0,35	7	0,23	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,56	1,00	0,45	7	0,21	20	0,16	45	0,12	90
2007	0,49	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	0,73	0,75	0,52	7	0,35	20	0,20	45	0,12	90
2010	1,14	1,15	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2011	1,52	1,05	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2012	1,64	1,25	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2013	1,79	1,05	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2014	1,95	1,05	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2015	2,10	1,05	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2016	2,25	1,05	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Réservoir étanche - Montney</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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

<b>Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Schiste - Duvernay</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	3,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2014	3,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	3,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2016	3,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Classique - Colorado supérieur</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	1,28	0,45	0,20	7	0,14	20	0,12	45	0,05	90
2005	0,74	0,20	0,16	7	0,12	20	0,10	45	0,08	90
2006	0,76	0,50	0,25	7	0,16	20	0,12	45	0,05	90
2007	0,62	0,85	0,35	7	0,12	20	0,10	45	0,05	90
2008	1,41	0,80	0,30	6	0,18	20	0,12	45	0,05	90
2009	1,65	0,50	0,35	7	0,25	20	0,10	45	0,05	90
2010	0,93	0,60	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2011	1,12	0,58	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2012	1,60	0,60	0,50	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2013	1,60	0,60	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2014	1,60	0,60	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2015	1,60	0,60	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2016	1,60	0,60	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Classique - Colorado, Mannville</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	1,63	0,40	0,20	7	0,16	20	0,12	45	0,07	90
2005	0,79	0,50	0,35	7	0,21	20	0,12	45	0,05	90
2006	1,03	0,40	0,20	7	0,16	20	0,14	45	0,08	90
2007	1,42	0,75	0,40	7	0,28	20	0,10	45	0,05	90
2008	2,24	0,65	0,35	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2009	1,21	0,50	0,30	7	0,14	20	0,08	45	0,05	90
2010	1,64	0,45	0,25	7	0,16	20	0,10	45	0,05	90
2011	1,64	0,45	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2012	2,19	0,55	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2013	1,47	0,50	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2014	1,47	0,50	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2015	1,47	0,50	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2016	1,47	0,50	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Classique - Jurassique, Trias, Permien</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	3,57	0,08	0,12	7	0,16	20	0,12	45	0,08	90
2005	0,77	0,40	0,20	7	0,16	20	0,12	45	0,05	90
2006	4,67	0,30	0,20	7	0,16	20	0,14	45	0,08	90
2007	3,85	0,65	0,35	7	0,30	20	0,16	45	0,08	90
2008	3,87	0,60	0,35	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90
2009	2,72	0,30	0,20	7	0,12	20	0,10	45	0,05	90
2010	2,20	0,65	0,30	7	0,24	20	0,12	45	0,05	90
2011	3,06	0,65	0,30	7	0,24	20	0,12	45	0,05	90
2012	0,81	0,65	0,30	7	0,24	20	0,12	45	0,05	90
2013	2,02	0,65	0,30	7	0,24	20	0,12	45	0,05	90
2014	2,02	0,65	0,30	7	0,24	20	0,12	45	0,05	90
2015	2,02	0,65	0,30	7	0,24	20	0,12	45	0,05	90
2016	2,02	0,65	0,30	7	0,24	20	0,12	45	0,05	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Classique - Mississippien</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	2,97	0,40	0,25	7	0,14	20	0,10	45	0,05	90
2005	2,81	0,75	0,25	7	0,14	20	0,08	45	0,05	90
2006	2,20	0,20	0,16	7	0,12	20	0,10	45	0,05	90
2007	3,31	0,25	0,20	7	0,14	20	0,10	45	0,08	90
2008	4,58	0,60	0,25	7	0,12	25	0,08	45	0,05	90
2009	5,71	0,60	0,25	10	0,16	25	0,08	45	0,05	90
2010	4,58	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	2,26	0,50	0,25	7	0,14	20	0,08	45	0,05	90
2014	2,26	0,50	0,25	7	0,14	20	0,08	45	0,05	90
2015	2,26	0,50	0,25	7	0,14	20	0,08	45	0,05	90
2016	2,26	0,50	0,25	7	0,14	20	0,08	45	0,05	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Classique - Dévonien supérieur, Dévonien moyen</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	2,36	0,16	0,12	7	0,10	20	0,08	45	0,05	90
2005	12,86	0,15	0,18	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2006	4,30	0,40	0,25	7	0,16	20	0,12	45	0,05	90
2007	2,03	0,45	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2008	1,68	0,45	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2009	1,34	0,45	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2010	1,20	0,85	0,40	7	0,12	20	0,12	45	0,12	90
2011	2,98	0,85	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,12	90
2012	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2013	2,98	0,85	0,50	7	0,20	20	0,12	45	0,12	90
2014	2,98	0,85	0,50	7	0,20	20	0,12	45	0,12	90
2015	2,98	0,85	0,50	7	0,20	20	0,12	45	0,12	90
2016	2,98	0,85	0,50	7	0,20	20	0,12	45	0,12	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Réservoir étanche - Colorado</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	1,09	0,65	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2005	1,58	0,75	0,40	7	0,28	20	0,20	45	0,12	90
2006	0,24	0,55	0,10	7	0,05	20	0,02	45	0,02	90
2007	1,31	1,55	0,60	7	0,28	20	0,16	45	0,12	90
2008	0,77	0,48	0,38	7	0,30	20	0,18	45	0,12	90
2009	1,38	1,25	0,45	7	0,24	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	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	1,38	0,85	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2014	1,38	0,85	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2015	1,38	0,85	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2016	1,38	0,85	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Réservoir étanche - Mannville</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	1,39	2,95	0,65	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2005	0,30	0,60	0,35	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2006	5,74	1,65	0,75	7	0,45	20	0,05	45	0,05	90
2007	0,60	1,25	0,30	7	0,16	20	0,10	45	0,05	90
2008	0,32	1,45	0,60	7	0,23	20	0,16	45	0,12	90
2009	2,27	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	9,79	1,45	0,62	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2012	6,00	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2013	6,00	1,45	0,60	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2014	6,00	1,45	0,60	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2015	6,00	1,45	0,60	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2016	6,00	1,45	0,60	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Réservoir étanche - Jurassique</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	4,60	0,60	0,40	7	0,30	20	0,22	45	0,12	90
2006	1,14	0,85	0,55	7	0,20	20	0,14	45	0,12	90
2007	1,35	0,85	0,50	7	0,18	20	0,16	45	0,12	90
2008	3,84	0,85	0,35	7	0,18	25	0,16	45	0,12	90
2009	2,37	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	1,79	0,65	0,40	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2012	3,79	0,75	0,40	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2013	3,79	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2014	3,79	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	3,79	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2016	3,79	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Réservoir étanche - Montney</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,85	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,05	90
2014	3,50	0,85	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,05	90
2015	3,50	0,85	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,05	90
2016	3,50	0,85	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,05	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Schiste - Duvernay</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	3,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2014	3,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	3,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2016	3,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Classique - Colorado</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,56	0,80	0,50	7	0,25	20	0,10	45	0,08	90
2005	0,61	0,50	0,40	7	0,30	20	0,16	45	0,08	90
2006	0,49	0,75	0,35	7	0,12	20	0,10	45	0,08	90
2007	0,50	0,75	0,40	7	0,14	20	0,10	45	0,08	90
2008	0,58	0,75	0,30	7	0,10	20	0,08	45	0,05	90
2009	0,77	0,85	0,40	7	0,30	20	0,12	45	0,08	90
2010	0,64	0,50	0,40	7	0,30	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	0,28	0,95	0,60	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,28	0,85	0,50	7	0,14	20	0,10	45	0,08	90
2014	0,28	0,85	0,50	7	0,14	20	0,10	45	0,08	90
2015	0,28	0,85	0,50	7	0,14	20	0,10	45	0,08	90
2016	0,28	0,85	0,50	7	0,14	20	0,10	45	0,08	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Classique - Mannville, Jurassique</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,60	0,45	0,28	7	0,22	20	0,14	45	0,08	90
2005	0,77	0,65	0,45	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2006	0,72	0,65	0,40	7	0,25	20	0,14	45	0,08	90
2007	0,66	0,30	0,20	7	0,16	20	0,12	45	0,08	90
2008	0,83	0,65	0,42	7	0,16	20	0,14	45	0,08	90
2009	0,82	0,55	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,08	90
2010	0,48	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	0,45	0,65	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90
2013	2,56	0,65	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90
2014	2,56	0,65	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90
2015	2,56	0,65	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90
2016	2,56	0,65	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Classique - Trias</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	1,39	0,65	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90
2005	1,22	0,35	0,30	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90
2006	1,09	0,95	0,60	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2007	1,04	0,35	0,35	7	0,25	20	0,18	45	0,12	90
2008	0,69	0,16	0,14	7	0,12	20	0,10	45	0,08	90
2009	0,93	0,18	0,16	7	0,12	20	0,10	45	0,08	90
2010	0,40	0,85	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90
2011	1,62	0,65	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,40	0,20	0,18	7	0,16	20	0,12	45	0,08	90
2013	0,60	0,65	0,30	7	0,22	20	0,16	45	0,08	90
2014	0,60	0,65	0,30	7	0,22	20	0,16	45	0,08	90
2015	0,60	0,65	0,30	7	0,22	20	0,16	45	0,08	90
2016	0,60	0,65	0,30	7	0,22	20	0,16	45	0,08	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Classique - Dévonien supérieur</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,03	0,55	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2005	0,07	0,35	0,25	7	0,20	25	0,12	45	0,05	90
2006	1,22	0,65	0,35	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90
2007	0,84	0,50	0,25	7	0,16	20	0,14	45	0,08	90
2008	0,61	0,50	0,25	7	0,20	20	0,18	45	0,08	90
2009	1,23	0,75	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90
2010	0,87	0,50	0,35	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90
2011	0,31	0,55	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,08	90
2012	0,52	0,50	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2013	0,73	0,55	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,08	90
2014	0,84	0,55	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,08	90
2015	0,94	0,55	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,08	90
2016	1,04	0,55	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,08	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Réservoir étanche - Colorado, Mannville</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,63	0,85	0,40	7	0,18	20	0,14	45	0,12	90
2005	0,64	0,88	0,50	7	0,26	20	0,14	45	0,12	90
2006	0,72	0,95	0,45	7	0,28	20	0,18	45	0,12	90
2007	0,69	0,75	0,50	7	0,33	20	0,18	45	0,12	90
2008	0,63	1,10	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2009	1,31	0,90	0,67	7	0,40	20	0,20	45	0,12	90
2010	1,49	1,35	0,62	7	0,40	20	0,16	45	0,12	90
2011	1,50	1,10	0,55	7	0,40	20	0,16	45	0,12	90
2012	1,52	1,10	0,55	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2013	1,30	1,10	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2014	1,30	1,10	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2015	1,30	1,10	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2016	1,30	1,10	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Réservoir étanche - Trias</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,95	1,15	0,55	7	0,24	20	0,20	45	0,12	90
2005	0,94	1,05	0,47	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,76	0,85	0,50	7	0,20	20	0,24	45	0,12	90
2007	0,66	0,75	0,50	7	0,30	20	0,24	45	0,12	90
2008	0,36	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	0,84	1,30	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2011	1,18	1,25	0,75	7	0,40	20	0,30	45	0,12	90
2012	0,32	1,25	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2013	1,30	1,25	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2014	1,30	1,25	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2015	1,30	1,25	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2016	1,30	1,25	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Réservoir étanche - Montney</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	3,50	0,50	0,45	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2013	3,50	0,85	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,05	90
2014	3,50	0,85	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,05	90
2015	3,50	0,85	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,05	90
2016	3,50	0,85	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,05	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Schiste - Duvernay</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	2,00	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2013	3,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2014	3,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	3,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2016	3,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Classique - Crétacé supérieur</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,46	0,40	0,25	7	0,16	20	0,12	45	0,08	90
2005	0,45	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	0,43	0,85	0,35	7	0,14	20	0,08	45	0,08	90
2008	0,53	0,65	0,25	7	0,16	20	0,12	45	0,08	90
2009	0,53	0,45	0,22	7	0,12	20	0,10	45	0,05	90
2010	0,49	0,35	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2011	0,61	0,55	0,25	7	0,16	20	0,12	45	0,08	90
2012	1,18	0,65	0,35	7	0,20	20	0,16	45	0,08	90
2013	1,81	0,65	0,35	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2014	2,06	0,65	0,35	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2015	2,26	0,65	0,35	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2016	2,42	0,65	0,35	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Classique - Colorado supérieur</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,46	0,65	0,40	7	0,14	20	0,08	45	0,05	90
2005	0,47	0,75	0,25	7	0,16	20	0,12	45	0,08	90
2006	0,60	0,85	0,23	7	0,16	20	0,10	45	0,06	90
2007	1,19	0,50	0,25	7	0,40	20	0,18	45	0,08	90
2008	0,44	0,70	0,35	7	0,16	20	0,10	45	0,08	90
2009	0,48	0,70	0,30	7	0,18	20	0,14	45	0,08	90
2010	0,80	0,70	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,08	90
2011	0,66	0,65	0,30	7	0,16	20	0,12	45	0,08	90
2012	0,77	0,65	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2013	0,52	0,65	0,30	7	0,16	20	0,12	45	0,08	90
2014	0,52	0,65	0,30	7	0,16	20	0,12	45	0,08	90
2015	0,52	0,65	0,30	7	0,16	20	0,12	45	0,08	90
2016	0,52	0,65	0,30	7	0,16	20	0,12	45	0,08	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Classique - Mannville, Jurassique</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	1,03	1,05	0,45	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2005	0,53	0,40	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,08	90
2006	0,50	0,60	0,25	7	0,20	20	0,16	45	0,08	90
2007	0,36	0,75	0,20	7	0,12	20	0,08	45	0,05	90
2008	0,92	0,90	0,20	7	0,12	20	0,10	45	0,08	90
2009	0,37	0,75	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2010	1,34	0,95	0,65	7	0,30	20	0,14	45	0,05	90
2011	1,19	0,50	0,30	7	0,20	20	0,14	45	0,05	90
2012	1,46	1,25	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2013	1,46	0,75	0,40	7	0,25	20	0,14	45	0,05	90
2014	1,46	0,75	0,40	7	0,25	20	0,14	45	0,05	90
2015	1,46	0,75	0,40	7	0,25	20	0,14	45	0,05	90
2016	1,46	0,75	0,40	7	0,25	20	0,14	45	0,05	90

**Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Classique - Trias**

Année de raccorderment	Production initiale par raccorderment Mpi <sup>3</sup> /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	1,48	0,55	0,30	7	0,20	20	0,10	45	0,08	90
2005	1,12	0,30	0,28	7	0,22	20	0,16	45	0,08	90
2006	1,28	0,30	0,25	7	0,20	20	0,16	45	0,08	90
2007	0,73	0,50	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,08	90
2008	0,97	0,65	0,50	7	0,28	20	0,20	45	0,08	90
2009	1,41	0,80	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90
2010	2,02	0,85	0,50	7	0,16	20	0,12	45	0,08	90
2011	1,35	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	1,00	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90
2014	0,25	1,00	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90
2015	0,25	1,00	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90
2016	0,25	1,00	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90

**Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Classique - Dévonien supérieur**

Année de raccorderment	Production initiale par raccorderment Mpi <sup>3</sup> /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	4,04	0,35	0,16	7	0,14	20	0,18	45	0,08	90
2005	4,24	1,10	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90
2006	0,37	0,95	0,55	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2007	6,22	0,16	0,14	7	0,12	20	0,08	45	0,05	90
2008	4,28	0,50	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2009	4,11	0,60	0,35	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2010	0,92	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	1,63	1,25	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2013	1,63	0,85	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90
2014	1,63	0,85	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90
2015	1,63	0,85	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90
2016	1,63	0,85	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90

**Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Réservoir étanche - Colorado supérieur**

Année de raccorderment	Production initiale par raccorderment Mpi <sup>3</sup> /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	0,81	0,85	0,40	7	0,20	20	0,13	45	0,12	90
2005	0,59	0,90	0,40	7	0,23	20	0,13	45	0,12	90
2006	0,55	1,00	0,35	7	0,23	20	0,16	45	0,12	90
2007	0,56	1,05	0,45	7	0,19	20	0,12	45	0,12	90
2008	0,61	0,90	0,37	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,80	0,85	0,58	7	0,28	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,97	0,90	0,50	7	0,26	20	0,16	45	0,12	90
2011	1,16	1,00	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2012	1,44	1,00	0,60	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2013	1,11	1,00	0,55	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2014	1,11	1,00	0,55	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2015	1,11	1,00	0,55	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2016	1,11	1,00	0,55	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90

**Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Réservoir étanche - Colorado**

Année de raccorderment	Production initiale par raccorderment Mpi <sup>3</sup> /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	1,22	0,75	0,50	7	0,39	20	0,16	45	0,10	90
2005	0,55	0,60	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,10	90
2006	0,49	0,50	0,44	7	0,28	20	0,16	45	0,10	90
2007	0,93	1,05	0,45	7	0,25	20	0,14	45	0,10	90
2008	0,63	0,30	0,25	7	0,20	20	0,14	35	0,12	90
2009	1,30	1,45	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,10	90
2010	1,01	0,85	0,48	7	0,25	20	0,12	45	0,10	90
2011	1,03	0,90	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2012	0,84	0,90	0,60	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2013	0,84	0,90	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2014	0,84	0,90	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2015	0,84	0,90	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2016	0,84	0,90	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90

**Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Réservoir étanche - Mannville, Jurassique**

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,68	0,60	0,45	7	0,27	20	0,13	45	0,10	90
2005	0,55	0,60	0,45	7	0,28	20	0,14	45	0,10	90
2006	0,59	0,65	0,45	7	0,26	20	0,14	45	0,10	90
2007	0,72	0,75	0,41	7	0,28	20	0,16	45	0,10	90
2008	1,00	0,85	0,45	7	0,27	20	0,16	45	0,10	90
2009	0,99	0,70	0,50	7	0,24	20	0,16	45	0,10	90
2010	1,25	0,80	0,45	7	0,30	20	0,18	45	0,10	90
2011	1,89	0,90	0,50	7	0,26	20	0,16	45	0,10	90
2012	2,16	0,90	0,50	7	0,26	20	0,16	45	0,10	90
2013	2,39	0,90	0,50	7	0,26	20	0,16	45	0,10	90
2014	2,59	0,90	0,50	7	0,26	20	0,16	45	0,10	90
2015	2,74	0,90	0,50	7	0,26	20	0,16	45	0,10	90
2016	2,85	0,90	0,50	7	0,26	20	0,16	45	0,10	90

**Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Réservoir étanche - Trias**

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	2,39	0,90	0,45	7	0,20	20	0,22	45	0,12	90
2005	0,81	0,95	0,45	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,72	1,00	0,45	7	0,25	20	0,18	45	0,10	90
2007	0,55	1,25	0,50	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2008	1,22	1,45	0,55	7	0,27	20	0,16	45	0,11	90
2009	0,62	0,95	0,50	7	0,35	20	0,20	45	0,10	90
2010	1,41	1,25	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,10	90
2011	0,80	0,70	0,35	7	0,24	20	0,16	45	0,10	90
2012	1,19	0,70	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2013	1,55	0,70	0,45	7	0,24	20	0,16	45	0,10	90
2014	1,55	0,70	0,45	7	0,24	20	0,16	45	0,10	90
2015	1,55	0,70	0,45	7	0,24	20	0,16	45	0,10	90
2016	1,55	0,70	0,45	7	0,24	20	0,16	45	0,10	90

**Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Réservoir étanche - Montney**

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	3,50	0,45	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90
2013	3,50	0,85	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,05	90
2014	3,50	0,85	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,05	90
2015	3,50	0,85	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,05	90
2016	3,50	0,85	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,05	90

**Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Schiste - Duvernay**

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,85	0,45	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2013	3,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2014	3,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	3,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2016	3,00	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 <sup>3</sup> /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	0,22	0,10	0,16	7	0,14	20	0,12	45	0,10	90
2005	0,23	0,45	0,25	7	0,20	20	0,11	45	0,10	90
2006	0,18	0,45	0,20	7	0,18	20	0,13	45	0,10	90
2007	0,21	0,40	0,25	7	0,18	20	0,14	45	0,10	90
2008	0,20	0,40	0,25	7	0,22	20	0,20	45	0,12	90
2009	0,18	0,45	0,35	7	0,18	20	0,12	45	0,12	90
2010	0,18	0,30	0,16	7	0,12	20	0,12	45	0,12	90
2011	0,21	0,45	0,30	7	0,16	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	0,18	20	0,12	45	0,12	90
2014	0,04	0,45	0,30	7	0,18	20	0,12	45	0,12	90
2015	0,04	0,45	0,30	7	0,18	20	0,12	45	0,12	90
2016	0,04	0,45	0,30	7	0,18	20	0,12	45	0,12	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Colorado supérieur</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,40	0,50	0,16	7	0,20	20	0,12	45	0,12	90
2005	0,38	0,45	0,30	7	0,20	20	0,14	45	0,12	90
2006	0,26	0,50	0,30	7	0,20	20	0,26	45	0,12	90
2007	0,31	0,45	0,30	7	0,08	20	0,08	45	0,08	90
2008	0,25	0,50	0,35	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,23	0,30	0,16	7	0,12	20	0,10	45	0,05	90
2010	0,83	0,85	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2011	1,20	0,60	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90
2012	0,60	0,60	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90
2013	0,60	0,60	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90
2014	0,60	0,60	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90
2015	0,60	0,60	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90
2016	0,60	0,60	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Colorado, Mannville supérieur</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,71	0,20	0,40	7	0,32	20	0,27	45	0,12	90
2005	0,61	0,45	0,30	7	0,22	20	0,18	45	0,12	90
2006	0,42	0,25	0,35	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2007	0,61	0,30	0,20	7	0,40	20	0,30	45	0,12	90
2008	0,40	0,55	0,35	7	0,28	20	0,14	45	0,10	90
2009	0,40	0,45	0,30	7	0,20	20	0,14	45	0,12	90
2010	0,55	0,45	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,59	0,50	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,27	0,50	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2013	4,37	0,55	0,35	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2014	4,37	0,55	0,35	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	4,37	0,55	0,35	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2016	4,37	0,55	0,35	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Mannville moyen, Mannville inférieur</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,59	0,30	0,25	7	0,22	20	0,18	45	0,12	90
2005	0,68	0,75	0,40	7	0,32	20	0,20	45	0,12	90
2006	0,61	0,60	0,40	7	0,25	20	0,18	45	0,12	90
2007	0,63	0,65	0,40	7	0,26	20	0,28	45	0,12	90
2008	0,49	0,75	0,20	7	0,16	20	0,14	45	0,12	90
2009	0,62	0,75	0,45	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,42	0,80	0,45	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,35	0,65	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,81	0,60	0,45	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	0,37	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	0,31	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Trias supérieur</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,59	0,25	0,20	7	0,16	20	0,14	45	0,12	90
2005	0,44	0,65	0,40	7	0,22	20	0,18	45	0,12	90
2006	0,77	0,50	0,30	7	0,20	20	0,14	45	0,12	90
2007	0,78	0,95	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,10	90
2008	0,64	0,20	0,45	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,87	0,90	0,45	7	0,20	20	0,14	45	0,12	90
2010	0,65	0,65	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2011	2,03	0,65	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,52	0,65	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,39	0,65	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,39	0,65	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,39	0,65	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2016	0,39	0,65	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Trias inférieur</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	1,00	0,65	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2005	0,64	0,50	0,25	7	0,16	20	0,12	45	0,08	90
2006	0,67	0,45	0,25	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2007	0,71	1,15	0,55	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90
2008	1,00	0,65	0,25	7	0,16	20	0,10	45	0,05	90
2009	2,09	0,25	0,35	7	0,40	20	0,16	45	0,10	90
2010	1,10	0,60	0,50	7	0,30	20	0,18	45	0,10	90
2011	2,67	0,10	0,30	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2012	1,00	0,40	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2013	4,15	0,60	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90
2014	4,15	0,60	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90
2015	4,15	0,60	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90
2016	4,15	0,60	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Mississippien</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,74	0,05	0,18	7	0,18	20	0,12	45	0,10	90
2005	0,71	0,05	0,35	7	0,20	20	0,14	45	0,08	90
2006	0,62	0,60	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2007	0,59	0,75	0,55	7	0,22	20	0,12	45	0,08	90
2008	0,92	0,05	0,38	7	0,40	20	0,18	45	0,08	90
2009	1,19	0,55	0,35	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,59	0,40	0,30	7	0,16	20	0,12	45	0,08	90
2011	0,47	0,40	0,25	7	0,16	20	0,12	45	0,08	90
2012	1,52	0,50	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2013	0,21	0,50	0,30	7	0,16	20	0,12	45	0,08	90
2014	0,21	0,50	0,30	7	0,16	20	0,12	45	0,08	90
2015	0,21	0,50	0,30	7	0,16	20	0,12	45	0,08	90
2016	0,21	0,50	0,30	7	0,16	20	0,12	45	0,08	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Dévonien supérieur, Dévonien moyen</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	1,50	0,40	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2005	3,25	0,10	0,40	7	0,28	20	0,20	45	0,12	90
2006	0,61	0,75	0,45	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2007	2,00	0,85	0,60	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2008	0,73	0,90	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,37	0,95	0,40	7	0,25	20	0,18	45	0,12	90
2010	1,13	0,65	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2011	3,55	1,25	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2012	5,53	0,20	0,16	7	0,14	20	0,12	45	0,10	90
2013	5,53	0,90	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2014	5,53	0,90	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2015	5,53	0,90	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2016	5,53	0,90	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Réservoir étanche - Trias</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,66	1,15	0,55	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2005	0,89	1,50	0,62	7	0,32	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,61	1,30	0,50	7	0,38	20	0,26	45	0,12	90
2007	0,59	0,60	0,70	7	0,38	20	0,24	45	0,12	90
2008	0,77	0,85	0,58	7	0,30	20	0,24	45	0,12	90
2009	0,51	0,80	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,60	1,15	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	1,69	1,25	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2014	1,69	1,25	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2015	1,69	1,25	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2016	1,69	1,25	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Réservoir étanche - Trias inférieur</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,72	0,95	0,55	7	0,32	20	0,20	45	0,12	90
2005	0,60	1,45	0,60	7	0,30	20	0,14	45	0,12	90
2006	0,69	1,25	0,45	7	0,35	20	0,24	45	0,12	90
2007	0,46	0,65	0,45	7	0,25	20	0,20	45	0,12	90
2008	0,57	0,85	0,52	7	0,28	20	0,20	45	0,12	90
2009	0,57	1,25	0,65	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2010	0,79	1,25	0,58	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2011	0,24	1,25	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2012	1,89	1,25	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2013	3,26	1,15	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2014	3,26	1,15	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2015	3,26	1,15	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2016	3,26	1,15	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Réservoir étanche - Montney</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,85	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,05	90
2014	3,50	0,85	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,05	90
2015	3,50	0,85	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,05	90
2016	3,50	0,85	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,05	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Schiste - Duvernay</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	3,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2014	3,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	3,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2016	3,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Nord-ouest de l'Alberta - Classique - Mannville</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,10	0,10	0,16	7	0,14	20	0,10	45	0,08	90
2005	0,08	0,05	0,16	7	0,12	20	0,12	45	0,08	90
2006	0,12	0,22	0,12	7	0,10	20	0,10	45	0,08	90
2007	0,17	0,45	0,25	7	0,14	20	0,12	45	0,08	90
2008	0,23	0,20	0,10	7	0,08	20	0,05	45	0,05	90
2009	0,29	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	0,36	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	0,19	0,45	0,20	7	0,16	20	0,10	45	0,05	90
2014	0,19	0,45	0,20	7	0,16	20	0,10	45	0,05	90
2015	0,19	0,45	0,20	7	0,16	20	0,10	45	0,05	90
2016	0,19	0,45	0,20	7	0,16	20	0,10	45	0,05	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Nord-ouest de l'Alberta - Classique - Mississippien</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,40	0,45	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2005	0,20	0,35	0,20	7	0,16	20	0,12	45	0,08	90
2006	0,10	0,25	0,12	7	0,08	20	0,08	45	0,05	90
2007	0,25	0,55	0,30	7	0,18	20	0,14	45	0,12	90
2008	0,25	0,30	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	0,04	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	0,30	7	0,16	20	0,10	45	0,08	90
2014	0,03	0,65	0,30	7	0,16	20	0,10	45	0,08	90
2015	0,03	0,65	0,30	7	0,16	20	0,10	45	0,08	90
2016	0,03	0,65	0,30	7	0,16	20	0,10	45	0,08	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Nord-ouest de l'Alberta - Classique - Dévonien supérieur</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,86	0,85	0,20	7	0,18	20	0,18	45	0,12	90
2005	0,64	0,50	0,60	7	0,40	20	0,20	45	0,12	90
2006	0,78	1,25	0,50	7	0,18	20	0,16	45	0,12	90
2007	0,28	0,55	0,25	7	0,20	20	0,14	45	0,08	90
2008	0,68	1,25	0,45	7	0,20	20	0,14	45	0,10	90
2009	2,54	1,45	0,65	7	0,40	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,71	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	0,22	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,22	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,22	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2016	0,22	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Nord-ouest de l'Alberta - Classique - Dévonien moyen</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,80	0,60	0,40	7	0,38	20	0,28	45	0,12	90
2005	0,89	0,60	0,50	7	0,38	20	0,30	45	0,12	90
2006	0,70	1,25	0,85	7	0,42	20	0,20	45	0,12	90
2007	0,66	0,85	0,70	7	0,34	20	0,24	45	0,12	90
2008	0,94	0,80	0,60	7	0,55	20	0,30	45	0,12	90
2009	1,07	0,85	0,50	7	0,34	20	0,26	45	0,12	90
2010	0,83	0,85	0,50	7	0,35	20	0,24	45	0,12	90
2011	0,64	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	0,37	0,80	0,40	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2014	0,37	0,80	0,40	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2015	0,37	0,80	0,40	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2016	0,37	0,80	0,40	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Nord-ouest de l'Alberta - Schiste - Duvernay</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	3,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2014	3,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	3,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2016	3,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (C.-B.) - Classique - Colorado</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	4,96	0,35	0,50	7	0,40	20	0,30	45	0,12	90
2005	4,30	0,85	0,60	7	0,34	20	0,20	45	0,12	90
2006	0,29	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	1,04	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	2,69	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	0,67	0,85	0,50	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,67	0,85	0,50	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,67	0,85	0,50	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2016	0,67	0,85	0,50	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (C.-B.) - Classique - Trias inférieur</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	1,33	1,45	0,65	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2005	1,40	0,10	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2006	0,85	0,70	0,45	7	0,27	20	0,16	45	0,12	90
2007	1,23	0,45	0,20	7	0,16	20	0,12	45	0,10	90
2008	1,36	0,65	0,35	7	0,16	20	0,12	45	0,12	90
2009	1,63	0,40	0,25	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2010	4,18	0,85	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2011	3,07	0,85	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2012	2,98	0,85	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2013	1,65	0,85	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2014	1,65	0,85	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2015	1,65	0,85	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2016	1,65	0,85	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (C.-B.) - Réservoir étanche - Colorado</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,52	1,40	0,40	7	0,20	20	0,08	45	0,05	90
2005	0,64	1,55	0,85	7	0,38	20	0,10	45	0,05	90
2006	0,98	1,05	0,40	7	0,10	20	0,05	45	0,05	90
2007	1,28	0,40	0,20	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2008	1,46	1,95	0,55	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2009	2,60	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	2,63	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	2,63	1,45	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2014	2,63	1,45	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2015	2,63	1,45	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2016	2,63	1,45	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (C.-B.) - Réservoir étanche - Mannville</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	1,25	1,65	0,55	7	0,16	20	0,08	45	0,05	90
2005	1,40	1,75	0,65	7	0,22	20	0,16	45	0,05	90
2006	1,77	2,20	0,65	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2007	1,83	2,15	0,65	7	0,32	20	0,16	45	0,12	90
2008	3,05	1,55	0,70	7	0,40	20	0,16	45	0,12	90
2009	2,88	1,15	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2010	3,94	0,80	0,65	7	0,40	20	0,20	45	0,12	90
2011	3,43	0,85	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2012	2,72	1,05	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2013	5,42	1,25	0,60	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2014	5,42	1,25	0,60	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2015	5,42	1,25	0,60	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2016	5,42	1,25	0,60	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (C.-B.) - Réservoir étanche - Montney</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	3,50	0,65	0,40	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2010	3,50	0,65	0,45	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2011	4,00	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2012	4,00	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2013	4,50	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2014	4,50	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	4,50	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2016	4,50	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Fort St. John - Classique - Mannville</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,44	0,65	0,42	7	0,26	20	0,22	45	0,14	90
2005	0,34	0,55	0,40	7	0,28	20	0,18	45	0,14	90
2006	0,39	1,00	0,40	7	0,25	20	0,18	45	0,16	90
2007	0,47	0,80	0,50	7	0,32	20	0,20	45	0,18	90
2008	0,39	0,88	0,45	7	0,22	20	0,20	45	0,18	90
2009	0,33	0,85	0,43	7	0,30	20	0,25	45	0,18	90
2010	1,23	1,20	0,55	7	0,28	20	0,20	45	0,12	90
2011	0,13	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	0,20	0,50	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,20	0,50	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,20	0,50	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2016	0,20	0,50	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Fort St. John - Classique - Trias</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,74	0,85	0,30	7	0,26	20	0,18	45	0,12	90
2005	0,68	0,95	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,63	0,85	0,50	7	0,25	20	0,18	45	0,12	90
2007	0,62	1,05	0,40	7	0,28	20	0,20	45	0,12	90
2008	0,71	1,10	0,40	7	0,23	20	0,18	45	0,12	90
2009	0,76	1,15	0,50	7	0,25	20	0,18	45	0,12	90
2010	0,93	1,15	0,40	7	0,25	20	0,18	45	0,12	90
2011	1,08	0,95	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2012	1,88	0,65	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2013	1,42	0,85	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2014	1,42	0,85	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2015	1,42	0,85	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2016	1,42	0,85	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Fort St. John - Classique - Permien, Mississippien</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,88	0,20	0,25	7	0,35	20	0,24	45	0,12	90
2005	1,50	0,95	0,40	7	0,14	20	0,12	45	0,10	90
2006	0,94	0,75	0,50	7	0,12	20	0,10	45	0,05	90
2007	2,39	0,50	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2008	2,76	0,95	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2009	2,05	0,40	0,30	7	0,20	20	0,18	45	0,12	90
2010	2,43	1,45	0,60	7	0,30	20	0,18	45	0,12	90
2011	3,35	0,30	0,25	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	3,35	0,95	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2014	3,35	0,95	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2015	3,35	0,95	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2016	3,35	0,95	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Fort St. John - Classique - Dévonien supérieur, Dévonien moyen</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	1,16	0,75	0,35	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2005	3,04	0,50	0,45	7	0,32	20	0,24	45	0,12	90
2006	0,84	0,95	0,40	7	0,25	20	0,14	45	0,12	90
2007	1,95	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	4,55	0,85	0,52	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2010	3,06	1,25	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2011	2,05	1,35	0,55	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	2,00	0,95	0,55	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2014	1,95	0,95	0,55	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2015	1,89	0,95	0,55	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2016	1,84	0,95	0,55	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Fort St. John - Réservoir étanche - Montney</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	2,98	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	3,50	0,35	0,28	7	0,20	20	0,16	45	0,05	90
2010	3,50	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	4,00	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	0,12	90
2014	4,50	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	4,50	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2016	4,50	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de la C.B. - Classique - Mannville inférieur</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,17	0,12	0,10	7	0,08	20	0,05	45	0,05	90
2005	0,71	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	0,42	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	1,02	0,80	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2013	1,02	0,85	0,40	4	0,22	20	0,16	45	0,12	500
2014	1,02	0,85	0,40	4	0,22	20	0,16	45	0,12	500
2015	1,02	0,85	0,40	4	0,22	20	0,16	45	0,12	500
2016	1,02	0,85	0,40	4	0,22	20	0,16	45	0,12	500

<b>Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de la C.B. - Classique - Permien, Mississippien</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	2,13	0,65	0,55	7	0,45	20	0,25	45	0,12	90
2005	1,01	0,50	0,30	7	0,25	20	0,18	45	0,12	90
2006	0,53	1,25	0,60	7	0,35	20	0,22	45	0,12	90
2007	0,23	0,35	0,12	7	0,10	20	0,08	45	0,05	90
2008	0,36	1,00	0,30	7	0,18	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,84	0,30	0,20	7	0,16	20	0,14	45	0,12	90
2010	0,15	0,30	0,20	7	0,18	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,43	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	0,43	0,30	0,22	7	0,18	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,43	0,30	0,22	7	0,18	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,43	0,30	0,22	7	0,18	20	0,16	45	0,12	90
2016	0,43	0,30	0,22	7	0,18	20	0,16	45	0,12	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de la C.B. - Classique - Dévonien supérieur, Dévonien moyen</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	1,96	0,35	0,22	7	0,16	20	0,14	45	0,12	90
2005	1,75	0,45	0,25	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2006	1,43	0,95	0,40	7	0,25	20	0,18	45	0,12	90
2007	0,94	0,85	0,40	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2008	1,25	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	3,06	2,05	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,65	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	0,65	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,65	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,65	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2016	0,65	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de la B.-C. - Réservoir étanche - Dévonien supérieur</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	1,24	1,15	0,45	7	0,26	20	0,16	45	0,12	90
2005	1,31	1,25	0,45	7	0,28	20	0,16	45	0,12	90
2006	1,11	1,65	0,53	7	0,23	20	0,16	45	0,12	90
2007	1,56	1,80	0,60	7	0,28	20	0,16	45	0,12	90
2008	1,40	1,55	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2009	1,01	0,75	0,40	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2010	1,44	1,35	0,65	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2011	2,52	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	2,52	1,55	0,65	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2014	2,52	1,55	0,65	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2015	2,52	1,55	0,65	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2016	2,52	1,55	0,65	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de la B.-C. - Schiste - Horn River</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,44	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	0,45	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2009	3,96	0,75	0,45	7	0,24	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	8,00	0,50	0,38	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2012	8,00	0,65	0,38	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2013	10,00	0,50	0,38	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2014	10,00	0,50	0,38	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2015	10,00	0,50	0,38	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2016	10,00	0,50	0,38	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de la B.-C. - Schiste - Cordova</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,65	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2014	2,50	0,65	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2015	2,50	0,65	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2016	2,50	0,65	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Piémonts de la C.-B. - Classique - Colorado, Mannville</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,73	0,40	0,26	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2005	1,14	1,05	0,55	7	0,36	20	0,22	45	0,12	90
2006	0,69	0,55	0,30	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2007	0,69	0,40	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,12	90
2008	0,91	0,75	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,30	0,50	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2010	1,54	0,25	0,20	7	0,14	20	0,12	45	0,12	90
2011	1,71	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	1,71	0,45	0,20	7	0,12	20	0,05	45	0,05	90
2014	1,71	0,45	0,20	7	0,12	20	0,05	45	0,05	90
2015	1,71	0,45	0,20	7	0,12	20	0,05	45	0,05	90
2016	1,71	0,45	0,20	7	0,12	20	0,05	45	0,05	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Piémonts de la C.-B. - Classique - Trias, Permien, Mississippien</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	4,73	0,40	0,30	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2005	3,69	0,30	0,20	7	0,12	20	0,08	45	0,05	90
2006	4,41	0,35	0,18	7	0,14	20	0,12	45	0,10	90
2007	1,90	0,50	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2008	3,12	0,45	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2009	4,52	0,40	0,25	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2010	1,24	1,45	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2011	4,09	0,85	0,45	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2012	2,41	0,65	0,40	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2013	1,87	0,85	0,40	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2014	1,87	0,85	0,40	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2015	1,87	0,85	0,40	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2016	1,87	0,85	0,40	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Piémonts de la C.-B. - Réservoir étanche - Trias</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	2,35	0,20	0,42	7	0,65	20	0,25	45	0,12	90
2005	0,97	1,45	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2006	0,59	0,37	0,30	7	0,35	20	0,20	45	0,12	90
2007	0,53	0,75	0,40	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2008	1,52	0,75	0,40	7	0,25	20	0,20	45	0,12	90
2009	1,16	0,85	0,45	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2010	2,68	0,85	0,45	7	0,30	20	0,20	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	2,68	0,85	0,45	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2014	2,68	0,85	0,45	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2015	2,68	0,85	0,45	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2016	2,68	0,85	0,45	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Piémonts de la C.-B. - Réservoir étanche - Montney</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	4,50	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2014	4,50	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	4,50	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2016	4,50	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2014	2,23	0,95	0,50	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	2,23	0,95	0,50	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Sud-ouest de la Saskatchewan - Réservoir étanche - Colorado supérieur</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,03	0,95	0,35	7	0,14	20	0,12	45	0,12	90
2005	0,04	0,45	0,32	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,04	0,99	0,38	7	0,16	20	0,14	45	0,12	90
2007	0,04	0,65	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2008	0,04	0,85	0,34	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,03	0,65	0,24	7	0,18	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,02	0,22	0,20	7	0,16	20	0,14	45	0,12	90
2011	0,04	0,40	0,30	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,04	0,40	0,30	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,04	0,40	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,04	0,40	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,04	0,40	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2016	0,04	0,40	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Ouest de la Saskatchewan - Classique - Colorado</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,10	1,45	0,55	7	0,25	20	0,10	45	0,08	90
2005	0,15	1,05	0,70	7	0,40	20	0,14	45	0,12	90
2006	0,09	0,90	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2007	0,07	1,10	0,55	7	0,40	20	0,16	45	0,12	90
2008	0,06	0,80	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,05	0,75	0,35	7	0,26	20	0,20	45	0,12	90
2010	0,05	0,30	0,25	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,14	0,80	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,03	0,60	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,05	0,60	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,05	0,60	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,05	0,60	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2016	0,05	0,60	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

<b>Groupe de ressources - Gaz - Ouest de la Saskatchewan - Classique - Mannville moyen, Mannville inférieur, Mississippien</b>										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi <sup>3</sup> /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	0,19	1,55	0,95	7	0,40	20	0,20	45	0,12	90
2005	0,16	1,30	0,65	7	0,40	20	0,20	45	0,12	90
2006	0,13	1,45	0,75	7	0,35	20	0,24	45	0,12	90
2007	0,12	1,45	0,75	7	0,40	20	0,24	45	0,12	90
2008	0,13	0,75	0,90	7	0,25	20	0,20	45	0,12	90
2009	0,11	1,20	0,60	7	0,40	20	0,20	45	0,12	90
2010	0,10	0,50	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,25	0,50	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,04	0,65	0,40	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,27	0,85	0,50	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,27	0,85	0,50	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,27	0,85	0,50	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2016	0,27	0,85	0,50	7	0,24	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 - MH	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 - Koybob	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
2003	4 141	17 144	3 012	385	5 194	5 498	8 283	6 162	2 798	17 216	1 728	2 362	2 667	3 012	3 609	6 713	0	1 025	10 442	1 804	0
2004	11 407	13 552	2 602	356	5 149	6 327	9 558	5 773	2 689	24 196	1 470	2 904	2 980	3 757	5 284	6 554	0	1 745	10 066	1 663	11
2005	20 801	12 550	3 370	399	6 955	8 951	11 835	4 403	3 218	29 318	1 539	3 978	2 409	6 336	5 860	5 572	0	1 866	6 417	1 404	11
2006	11 147	10 275	2 026	364	6 778	5 311	10 631	5 345	3 416	29 485	1 742	4 171	1 773	6 245	5 677	4 641	70	1 631	8 402	1 016	0
2007	10 926	8 676	1 713	441	3 682	3 234	6 243	3 619	2 828	16 443	1 192	2 201	588	3 130	3 998	2 187	154	1 886	5 726	5 03	18
2008	7 239	6 443	1 374	78	1 581	3 103	6 222	3 850	2 862	14 977	679	2 766	520	4 194	5 768	1 908	1 189	2 219	5 086	1 750	8
2009	3 454	2 268	347	21	477	828	3 501	2 198	2 410	10 301	242	1 638	179	2 984	4 220	614	4 075	1 285	848	125	0
2010	5 662	5 201	812	109	542	1 282	4 546	1 253	2 514	13 284	65	2 270	86	4 352	5 443	1 055	1 144	2 792	179	15	10
2011	2 103	1 040	267	0	191	400	5 749	928	1 949	12 928	55	1 596	45	2 666	5 689	712	4 148	2 864	119	35	9
2012	228	192	34	0	118	224	3 084	474	1 583	10 352	6	1 216	21	987	4 602	281	845	1 441	20	15	8

Fraction historique des jours de forage ciblant du gaz selon la région																					
Année	00 - AB - MH	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 - Koybob	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
2003	0,0401	0,1661	0,0292	0,0037	0,0503	0,0533	0,0803	0,0597	0,0271	0,1668	0,0167	0,0229	0,0258	0,0292	0,0350	0,0651	0,0000	0,0099	0,1012	0,0175	0,0000
2004	0,0966	0,1148	0,0220	0,0030	0,0436	0,0536	0,0810	0,0489	0,0228	0,2050	0,0125	0,0246	0,0252	0,0318	0,0448	0,0555	0,0000	0,0148	0,0853	0,0141	0,0001
2005	0,1516	0,0915	0,0246	0,0029	0,0507	0,0652	0,0863	0,0321	0,0235	0,2137	0,0112	0,0290	0,0176	0,0462	0,0427	0,0406	0,0000	0,0136	0,0468	0,0102	0,0001
2006	0,0928	0,0855	0,0169	0,0030	0,0564	0,0442	0,0885	0,0445	0,0284	0,2454	0,0145	0,0347	0,0148	0,0520	0,0473	0,0386	0,0006	0,0136	0,0699	0,0085	0,0000
2007	0,1376	0,1093	0,0216	0,0056	0,0464	0,0407	0,0786	0,0456	0,0356	0,2071	0,0150	0,0277	0,0074	0,0394	0,0504	0,0275	0,0019	0,0238	0,0721	0,0063	0,0002
2008	0,0975	0,0868	0,0185	0,0011	0,0213	0,0418	0,0892	0,0519	0,0386	0,2018	0,0091	0,0373	0,0070	0,0565	0,0777	0,0257	0,0160	0,0299	0,0685	0,0236	0,0001
2009	0,0822	0,0540	0,0083	0,0005	0,0114	0,0197	0,0833	0,0523	0,0574	0,2452	0,0058	0,0390	0,0043	0,0710	0,1004	0,0146	0,0970	0,0306	0,0202	0,0030	0,0000
2010	0,1076	0,0988	0,0154	0,0021	0,0103	0,0244	0,0864	0,0238	0,0478	0,2525	0,0012	0,0431	0,0016	0,0827	0,1034	0,0201	0,0217	0,0531	0,0034	0,0003	0,0002
2011	0,0484	0,0239	0,0061	0,0000	0,0044	0,0092	0,1322	0,0213	0,0448	0,2972	0,0013	0,0367	0,0010	0,0613	0,1308	0,0164	0,0954	0,0658	0,0027	0,0008	0,0002
2012	0,0089	0,0075	0,0013	0,0000	0,0046	0,0087	0,1198	0,0184	0,0615	0,4023	0,0002	0,0473	0,0008	0,0384	0,1789	0,0109	0,0328	0,0560	0,0008	0,0006	0,0003

Nombre projeté de jours de forage ciblant du gaz selon la région - Prix médians																					
Année	00 - AB - MH	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 - Koybob	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 (schiste exclu)	15 - BC - Nord-est (schiste)	16 - BC - piémonts	17 - SK Sud-ouest	18 - SK - Ouest	19 - SK Est
2013	241	203	36	0	125	237	3 256	500	1 671	10 930	6	1 284	22	1 042	4 859	297	892	1 522	21	24	0
2014	268	226	40	0	139	263	3 626	557	1 861	12 171	7	1 430	25	1 160	5 411	330	993	1 694	24	27	0
2015	293	247	44	0	152	288	3 965	609	2 035	13 309	8	1 563	27	1 269	5 917	361	1 086	1 853	26	29	1
2016	315	266	47	0	163	310	4 266	656	2 190	14 322	8	1 682	29	1 365	6 367	389	1 169	1 994	28	31	1

Fraction projetée du total des jours de forage ciblant du gaz selon la région - Prix médians																					
Année	00 - AB - MH	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 - Koybob	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 (schiste exclu)	15 - BC - Nord-est (schiste)	16 - BC - piémonts	17 - SK Sud-ouest	18 - SK - Ouest	19 - SK Est
2013	0,0089	0,0075	0,0013	0,0000	0,0046	0,0087	0,1198	0,0184	0,0615	0,4023	0,0002	0,0473	0,0008	0,0384	0,1789	0,0109	0,0328	0,0560	0,0008	0,0009	0,0000
2014	0,0089	0,0075	0,0013	0,0000	0,0046	0,0087	0,1198	0,0184	0,0615	0,4023	0,0002	0,0473	0,0008	0,0384	0,1789	0,0109	0,0328	0,0560	0,0008	0,0009	0,0000
2015	0,0089	0,0075	0,0013	0,0000	0,0046	0,0087	0,1198	0,0184	0,0615	0,4023	0,0002	0,0473	0,0008	0,0384	0,1789	0,0109	0,0328	0,0560	0,0008	0,0009	0,0000
2016	0,0089	0,0075	0,0013	0,0000	0,0046	0,0087	0,1198	0,0184	0,0615	0,4023	0,0002	0,0473	0,0008	0,0384	0,1789	0,0109	0,0328	0,0560	0,0008	0,0009	0,0000

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

Année	00 - AB - MH	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 (excluse estdu)	15 - BC Nord-est (ciblée)	16 - BC piémonts	17 - SK Sud-ouest	18 - SK Ouest	19 - SK Est
2013	241	203	36	0	125	237	3 256	500	1 671	10 930	6	1 284	22	1 042	4 859	297	892	1 522	21	24	0
2014	309	260	46	0	160	304	4 179	642	2 145	14 030	8	1 648	28	1 338	6 237	381	1 145	1 953	27	31	1
2015	359	302	53	0	186	352	4 852	746	2 490	16 286	9	1 913	33	1 553	7 240	442	1 329	2 267	31	36	1
2016	429	361	64	0	222	421	5 801	892	2 978	19 472	11	2 287	40	1 857	8 656	529	1 589	2 710	38	42	1

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

Année	00 - AB - MH	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 (excluse estdu)	15 - BC Nord-est (ciblée)	16 - BC piémonts	17 - SK Sud-ouest	18 - SK Ouest	19 - SK Est
2013	241	203	36	0	125	237	3 256	500	1 671	10 930	6	1 284	22	1 042	4 859	297	892	1 522	21	24	0
2014	245	207	37	0	127	241	3 318	510	1 703	11 137	6	1 308	23	1 062	4 951	302	909	1 550	22	24	0
2015	210	177	31	0	108	206	2 835	436	1 455	9 516	6	1 118	19	907	4 231	258	777	1 325	18	21	0
2016	229	193	34	0	119	225	3 098	476	1 590	10 400	6	1 222	21	992	4 623	282	849	1 448	20	23	0

## 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		
	2014	2015	2016		2014	2015	2016
Raccordements pour le gaz							
00 - AB - MH	112	122	132	1.277	143	156	168
01 - AB - Sud	90	99	106	1.207	109	119	128
Réservoirs étanches	25	27	29	1.061	26	29	31
02 - AB - Sud-ouest	11	12	13	1.125	13	14	15
Réservoirs étanches	1	1	1	0.980	1	1	1
03 - Zone sud des piémonts	0	0	0		0	0	0
04 - AB- Est	36	39	42	1.058	38	42	45
Réservoirs étanches	0	0	0		0	0	0
Schiste Duvernay	0	0	0		0	0	0
05 - AB - Centre	105	115	124	1.215	128	140	151
Réservoirs étanches	0	0	0		0	0	0
Schiste Duvernay	0	0	0		0	0	0
06 - AB - Centre-ouest	198	217	234	1.119	222	243	261
Réservoirs étanches	156	170	183	1.127	175	192	207
Schiste Duvernay	1	1	1	1.000	1	1	1
07 - Zone centrale des piémonts	14	15	16	1.334	18	20	22
Réservoirs étanches Montney	0	0	0		0	0	0
Autres réservoirs étanches	2	2	2	1.325	3	3	3
Schiste Duvernay	0	0	0		0	0	0
08 - Kaybob	79	86	93	1.000	79	86	93
Réservoirs étanches Montney	12	13	14	1.000	12	13	14
Autres réservoirs étanches	34	37	40	0.998	34	37	40
Schiste Duvernay	13	14	15	1.000	13	14	15
09 - AB - Deep Basin	442	484	521	1.287	570	623	671
Réservoirs étanches Montney	34	37	40	1.000	34	37	40
Autres réservoirs étanches	343	375	404	1.348	462	506	544
Schiste Duvernay	4	4	4	1.000	4	4	4
10 - AB - Nord-est	1	1	1	0.930	1	1	1
11 - Peace River	65	71	77	1.088	71	77	83
Réservoirs étanches Montney	35	39	42	1.000	35	39	42
Autres réservoirs étanches	15	17	18	1.214	19	20	22
Schiste Duvernay	0	0	0		0	0	0
12 - AB - Nord-ouest	2	3	3	0.964	2	2	3
Schiste Duvernay	0	0	0		0	0	0
13 - BC Deep Basin	57	63	68	1.047	60	66	71
Réservoirs étanches Montney	29	32	35	1.000	29	32	35
Autres réservoirs étanches	9	10	11	1.099	10	11	12
14 - Fort St, John	206	226	243	0.997	206	225	242
Réservoirs étanches Montney	175	192	206	1.000	175	192	206
15 - Nord-est BC	37	41	44	1.009	38	41	44
Réservoirs étanches	12	13	14	0.970	12	13	14
Schiste Cordova	4	4	4	1.000	4	4	4
Schiste Horn River	12	13	14	1.000	12	13	14
16 - BC - Piémonts	56	61	66	0.988	55	61	65
Réservoirs étanches Montney	48	53	57	1.000	48	53	57
17 - Sud-ouest SK	8	9	10	0.987	8	9	10
Réservoirs étanches	7	8	8	0.985	7	8	8
18 - Ouest SK	10	11	12	1.047	11	12	13
19 - SK - Est	0	0	0	1.000	0	0	0
Somme partielle : Gaz - Classique (réservoir étanches exclus)	449	492	529	1.140	512	560	603
Somme partielle : Gas - Réservoirs étanches	449	492	529	1.140	512	560	603
Réservoirs étanches Montney	938	1,026	1,104	1.154	1,083	1,185	1,275
Somme partielle : Gaz - MH	334	365	393	1.000	334	365	393
Somme partielle : Gaz - Schiste	112	122	132	1.277	143	156	168
Raccordements pour le gaz - MH							
AB - Formation principale HSC	111	121	130	1.279	142	155	167
AB - Mannville CBM	0	0	0		0	0	0
AB - Autre MH	1	1	1	1.070	1	1	1
Somme partielle : Gaz - MH	112	122	132	1.277	143	156	168
<b>Total : Gaz</b>	<b>1,532</b>	<b>1,676</b>	<b>1,804</b>	<b>1,156</b>	<b>1,771</b>	<b>1,937</b>	<b>2,085</b>

<b>Scénario de prix plus élevés</b>							
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		
	2014	2015	2016		2014	2015	2016
Raccords pour le gaz							
00 - AB - MH	129	150	179	1.277	165	191	229
01 - AB - Sud	104	121	144	1.207	125	146	174
Réservoirs étanches	28	33	40	1.061	30	35	42
02 - AB - Sud-ouest	13	15	18	1.125	15	17	20
Réservoirs étanches	1	1	1	0.980	1	1	1
03 - Zone sud des piémonts	0	0	0		0	0	0
04 - AB - Est	41	48	57	1.058	44	51	61
Réservoirs étanches	0	0	0		0	0	0
Schiste Duvernay	0	0	0		0	0	0
05 - AB - Centre	121	141	169	1.215	148	171	205
Réservoirs étanches	0	0	0		0	0	0
Schiste Duvernay	0	0	0		0	0	0
06 - AB - Centre-ouest	229	265	317	1.119	256	297	355
Réservoirs étanches	179	208	249	1.127	202	235	281
Schiste Duvernay	1	2	2	1.000	1	2	2
07 - Zone centrale des piémonts	16	19	22	1.334	21	25	30
Réservoirs étanches Montney	0	0	0		0	0	0
Autres réservoirs étanches	2	3	3	1.325	3	4	4
Schiste Duvernay	0	0	0		0	0	0
08 - Kaybob	91	106	126	1.000	91	106	126
Réservoirs étanches Montney	14	16	19	1.000	14	16	19
Autres réservoirs étanches	39	46	55	0.998	39	46	55
Schiste Duvernay	15	17	21	1.000	15	17	21
09 - AB - Deep Basin	510	592	708	1.287	656	762	912
Réservoirs étanches Montney	39	46	55	1.000	39	46	55
Autres réservoirs étanches	395	459	549	1.348	533	619	740
Schiste Duvernay	4	5	6	1.000	4	5	6
10 - AB - Nord-est	1	2	2	0.930	1	1	2
11 - Peace River	75	87	104	1.088	81	95	113
Réservoirs étanches Montney	41	47	57	1.000	41	47	57
Autres réservoirs étanches	18	20	24	1.214	21	25	30
Schiste Duvernay	0	0	0		0	0	0
12 - AB - Nord-ouest	3	3	4	0.964	3	3	4
Schiste Duvernay	0	0	0		0	0	0
13 - BC Deep Basin	66	77	92	1.047	69	80	96
Réservoirs étanches Montney	34	39	47	1.000	34	39	47
Autres réservoirs étanches	11	12	15	1.099	12	14	16
14 - Fort St. John	238	276	330	0.997	237	275	329
Réservoirs étanches Montney	202	234	280	1.000	202	234	280
15 - Nord-est BC	43	50	60	1.009	43	50	60
Réservoirs étanches	14	16	19	0.970	14	16	19
Schiste Cordova	4	5	6	1.000	4	5	6
Schiste Horn River	14	16	19	1.000	14	16	19
16 - BC - Piémonts	65	75	90	0.988	64	74	89
Réservoirs étanches Montney	56	65	77	1.000	56	65	77
17 - Sud-ouest SK	9	11	13	0.987	9	11	13
Réservoirs étanches	8	9	11	0.985	8	9	11
18 - Ouest SK	12	14	17	1.047	12	14	17
19 - SK - Est	0	0	0	1.000	0	0	0
Somme partielle : Gaz - Classique (réservoirs étanches exclus)	236	346	449	1,168	275	404	525
Somme partielle : Gas - Réservoirs étanches	518	602	720	1.140	590	686	820
Réservoirs étanches Montney	1,081	1,256	1,501	1.154	1,248	1,449	1,733
Somme partielle : Gaz - MH	385	447	534	1.000	385	447	534
Somme partielle : Gaz - Schiste	129	150	179	1.277	165	191	229
Raccords pour le gaz - MH							
AB - Formation principale HSC	128	148	177	1.279	163	190	227
AB - Mannville CBM	0	0	0		0	0	0
AB - Autre MH	1	2	2	1.070	1	2	2
Somme partielle : Gaz - MH	129	150	179	1.277	165	191	229
<b>Total : Gaz</b>	<b>1,766</b>	<b>2,051</b>	<b>2,453</b>	<b>1.156</b>	<b>2,042</b>	<b>2,371</b>	<b>2,835</b>

<b>Scénario de prix plus bas</b>							
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		
	2014	2015	2016		2014	2015	2016
Raccordements pour le gaz							
00 - AB - MH	102	88	96	1.277	131	112	122
01 - AB - Sud	82	70	77	1.207	100	85	93
Réservoirs étanches	23	19	21	1.061	24	20	22
02 - AB - Sud-ouest	10	9	10	1.125	12	10	11
Réservoirs étanches	1	1	1	0.980	1	1	1
03 - Zone sud des piémonts	0	0	0		0	0	0
04 - AB - Est	33	28	31	1.058	35	30	32
Réservoirs étanches	0	0	0		0	0	0
Schiste Duvernay	0	0	0		0	0	0
05 - AB - Centre	96	82	90	1.215	117	100	109
Réservoirs étanches	0	0	0		0	0	0
Schiste Duvernay	0	0	0		0	0	0
06 - AB - Centre-ouest	181	155	170	1.119	203	174	190
Réservoirs étanches	142	122	133	1.127	160	137	150
Schiste Duvernay	1	1	1	1.000	1	1	1
07 - Zone centrale des piémonts	13	11	12	1.334	17	14	16
Réservoirs étanches Montney	0	0	0		0	0	0
Autres réservoirs étanches	2	2	2	1.325	3	2	2
Schiste Duvernay	0	0	0		0	0	0
08 - Kaybob	72	62	67	1.000	72	62	67
Réservoirs étanches Montney	11	9	10	1.000	11	9	10
Autres réservoirs étanches	31	27	29	0.998	31	27	29
Schiste Duvernay	12	10	11	1.000	12	10	11
09 - AB - Deep Basin	405	346	378	1.287	521	445	487
Réservoirs étanches Montney	31	27	29	1.000	31	27	29
Autres réservoirs étanches	314	268	293	1.348	423	362	395
Schiste Duvernay	3	3	3	1.000	3	3	3
10 - AB - Nord-est	1	1	1	0.930	1	1	1
11 - Peace River	59	51	56	1.088	65	55	61
Réservoirs étanches Montney	32	28	30	1.000	32	28	30
Autres réservoirs étanches	14	12	13	1.214	17	15	16
Schiste Duvernay	0	0	0		0	0	0
12 - AB - Nord-ouest	2	2	2	0.964	2	2	2
Schiste Duvernay	0	0	0		0	0	0
13 - BC Deep Basin	53	45	49	1.047	55	47	51
Réservoirs étanches Montney	27	23	25	1.000	27	23	25
Autres réservoirs étanches	8	7	8	1.099	9	8	9
14 - Fort St. John	189	161	176	0.997	188	161	176
Réservoirs étanches Montney	160	137	150	1.000	160	137	150
15 - Nord-est BC	34	29	32	1.009	34	29	32
Réservoirs étanches	11	9	10	0.970	11	9	10
Schiste Cordova	3	3	3	1.000	3	3	3
Schiste Horn River	11	9	10	1.000	11	9	10
16 - BC - Piémonts	51	44	48	0.988	51	43	47
Réservoirs étanches Montney	44	38	41	1.000	44	38	41
17 - Sud-ouest SK	8	6	7	0.987	7	6	7
Réservoirs étanches	6	6	6	0.985	6	5	6
18 - Ouest SK	9	8	9	1.047	10	8	9
19 - SK - Est	0	0	0	1.000	0	0	0
Somme partielle : Gaz - Classique (réservoirs étanches exclus)	411	352	384	1.140	469	401	438
Somme partielle : Gaz - Réservoirs étanches	858	734	802	1.154	991	847	926
Réservoirs étanches Montney	306	261	285	1.000	306	261	285
Somme partielle : Gaz - MH	102	88	96	1.277	131	112	122
Somme partielle : Gaz - Schiste	30	26	28	1.000	30	26	28
Raccordements pour le gaz - MH							
AB - Formation principale HSC	101	87	95	1.279	130	111	121
AB - Mannville CBM	0	0	0		0	0	0
AB - Autre MH	1	1	1	1.070	1	1	1
Somme partielle : Gaz - MH	102	88	96	1.277	131	112	122
<b>Total : Gaz</b>	<b>1,402</b>	<b>1,199</b>	<b>1,310</b>	<b>1,156</b>	<b>1,621</b>	<b>1,385</b>	<b>1,514</b>

# ANNEXE C

## Détails de productibilité selon le scénario

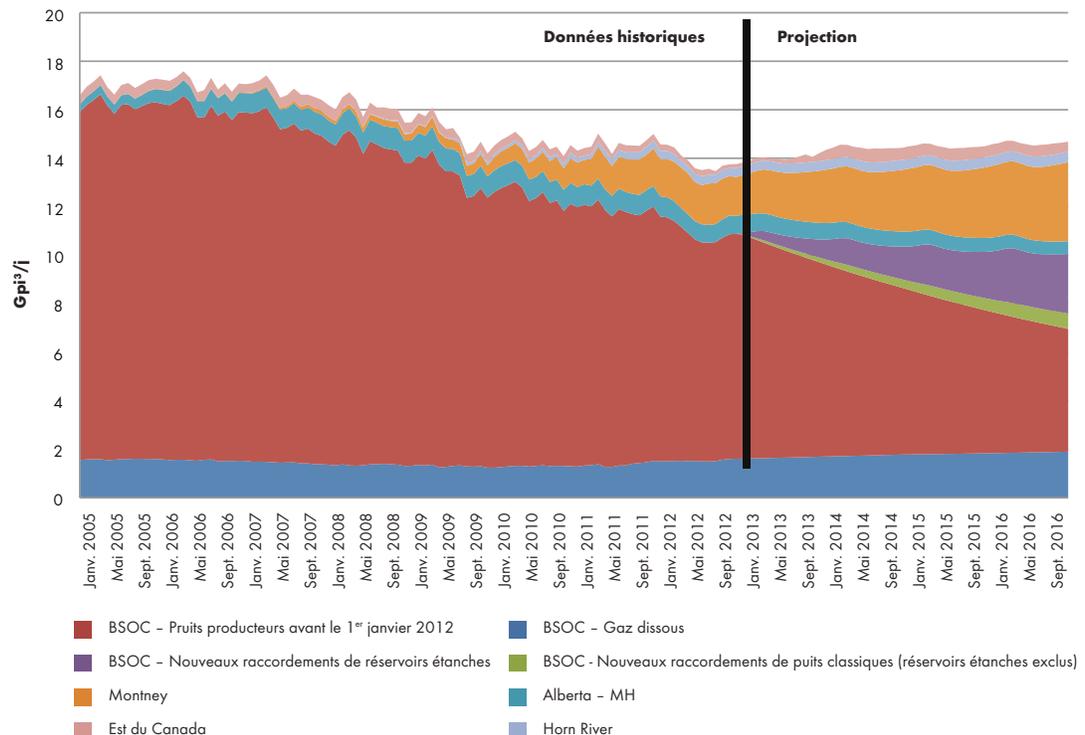
<b>C.1 - Productibilité de gaz au Canada par région/ressource - Scénario de prix médians</b>										
Région/ressource	Données historiques				Projection					
	2012		2013*		2014		2015		2016	
	Mm³/j	Mpi³/j	Mm³/j	Mpi³/j	Mm³/j	Mpi³/j	Mm³/j	Mpi³/j	Mm³/j	Mpi³/j
00 - AB MH	21,86	772	20,16	712	18,44	651	16,91	597	15,54	549
Horseshoe Canyon	16,19	572	14,92	527	13,62	481	12,44	439	11,37	401
Mannville	2,22	78	1,93	68	1,72	61	1,55	55	1,40	49
Autre MH	3,44	122	3,31	117	3,10	109	2,92	103	2,77	98
01 - AB Sud	30,31	1,070	27,01	954	23,53	830	20,53	725	17,99	635
Gaz dissous	2,14	76	2,22	79	2,30	81	2,34	83	2,40	85
Réservoirs étanches	19,46	687	17,18	607	14,65	517	12,49	441	10,65	376
02 - AB Sud-ouest	5,93	209	5,48	193	4,78	169	4,19	148	3,69	130
Gaz dissous	0,68	24	0,68	24	0,66	23	0,66	23	0,65	23
Réservoirs étanches	1,78	63	1,56	55	1,34	47	1,15	40	0,98	35
03 - Sud des piémonts	3,43	121	3,57	126	3,06	108	2,64	93	2,28	80
Gaz dissous	0,10	4	0,12	4	0,13	5	0,14	5	0,14	5
04 - AB Est	14,48	511	13,04	460	12,09	427	11,28	398	10,59	374
Gaz dissous	4,54	160	4,72	166	4,85	171	4,96	175	5,04	178
Réservoirs étanches	0,36	13	0,31	11	0,26	9	0,22	8	0,19	7
Schiste Duvernay	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
05 - AB Centre	17,31	611	15,44	545	14,12	499	13,01	459	12,11	427
Gaz dissous	3,93	139	4,20	148	4,47	158	4,71	166	4,96	175
Réservoirs étanches	1,47	52	1,20	42	1,02	36	0,87	31	0,74	26
Schiste Duvernay	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
06 - AB Centre-ouest	47,51	1,677	48,43	1,710	49,36	1,743	50,50	1,783	52,11	1,839
Gaz dissous	11,41	403	12,60	445	13,41	473	14,19	501	14,83	524
Réservoirs étanches	17,54	619	17,94	633	19,03	672	20,13	711	21,53	760
Schiste Duvernay	0,05	2	0,02	1	0,05	2	0,06	2	0,07	3
07 - Centre des piémonts	20,29	716	18,86	666	16,79	593	14,98	529	13,48	476
Gaz dissous	0,25	9	0,34	12	0,39	14	0,41	14	0,42	15
Réservoirs étanches Montney	0,20	7	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
Autres réservoirs étanches	1,34	47	1,30	46	1,33	47	1,34	47	1,36	48
Schiste Duvernay	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
08 - Kaybob	19,92	703	20,12	710	20,31	717	20,19	713	20,19	713
Gaz dissous	4,77	168	5,70	201	6,42	227	6,90	244	7,39	261
Réservoirs étanches Montney	1,50	53	1,73	61	1,96	69	2,11	75	2,25	79
Autres réservoirs étanches	7,35	260	6,63	234	6,16	217	5,72	202	5,34	189
Schiste Duvernay	0,14	5	0,82	29	1,23	43	1,54	54	1,81	64
09 - AB Deep Basin	66,30	2,340	71,43	2,521	78,38	2,767	84,56	2,985	90,97	3,211
Gaz dissous	1,97	70	2,39	84	2,70	95	2,92	103	3,11	110
Réservoirs étanches Montney	3,97	140	4,75	168	5,59	197	6,16	217	6,66	235
Autres réservoirs étanches	54,00	1,906	58,17	2,053	63,91	2,256	69,22	2,444	74,81	2,641
Schiste Duvernay	0,04	2	0,16	6	0,27	10	0,36	13	0,43	15
10 - AB Nord-est	9,29	328	8,08	285	7,15	252	6,35	224	5,67	200
Gaz dissous	2,10	74	2,14	76	2,09	74	2,04	72	2,00	71
11 - Peace River	13,24	467	15,25	538	16,96	599	18,20	643	19,33	682
Gaz dissous	3,95	139	4,69	166	5,31	187	5,78	204	6,21	219
Réservoirs étanches Montney	0,00	0	0,98	35	2,17	77	3,08	109	3,87	137
Autres réservoirs étanches	1,73	61	2,58	91	2,76	98	2,88	102	2,98	105
Schiste Duvernay	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
12 - AB Nord-est	7,87	278	6,49	229	5,72	202	5,06	179	4,50	159
Gaz dissous	2,83	100	2,64	93	2,42	86	2,25	79	2,09	74
Schiste Duvernay	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
13 - BC Deep Basin	16,27	574	15,80	558	16,98	599	17,90	632	18,88	666
Montney	8,19	289	7,86	277	8,90	314	9,78	345	10,64	376
Autres réservoirs étanches	4,79	169	4,91	173	5,00	177	5,04	178	5,12	181
14 - Fort St. John	45,07	1,591	53,71	1,896	59,94	2,116	65,11	2,298	70,28	2,481
Gaz dissous	0,90	32	0,84	30	0,78	28	0,72	26	0,67	24
Montney	27,62	975	32,88	1,161	41,44	1,463	48,59	1,715	55,43	1,957

<b>C.1 - Productivité de gaz au Canada par région/ressource - Scénario de prix médians</b>										
15 - BC Nord-est	20,25	715	21,26	750	20,87	737	20,52	725	20,35	718
Gaz dissous	0,15	5	0,13	5	0,12	4	0,12	4	0,11	4
Réservoirs étanches	6,46	228	6,58	232	6,03	213	5,56	196	5,18	183
Schiste Cordova	0,55	19	0,86	30	0,88	31	0,90	32	0,92	33
Schiste Horn River	9,54	337	10,76	380	11,22	396	11,59	409	12,00	424
16 - BC Piémonts	16,02	565	15,40	544	15,18	536	14,95	528	14,88	525
Réservoirs étanches Montney	4,87	172	5,43	192	6,46	228	7,29	257	8,09	286
17 - SK Sud-ouest	6,72	237	6,41	226	5,60	198	4,91	173	4,29	152
Gaz dissous	0,27	10	0,28	10	0,27	10	0,27	9	0,25	9
Réservoirs étanches	6,32	223	6,13	216	5,33	188	4,64	164	4,04	143
18 - SK Ouest	4,04	143	4,00	141	3,75	132	3,53	124	3,32	117
Gaz dissous	2,09	74	2,07	73	2,04	72	2,01	71	1,97	70
19 - SK Est	1,35	48	1,09	39	0,97	34	0,86	30	0,76	27
Gaz dissous	1,35	48	1,09	39	0,97	34	0,86	30	0,76	27
22 - Yukon et Territoires du-Nord-Ouest	0,48	17	0,35	12	0,33	12	0,27	9	0,21	7
<b>Total - Classique (réservoirs étanches et gaz dissous exclus)</b>	<b>143,37</b>	<b>5,061</b>	<b>133,62</b>	<b>4,717</b>	<b>119,50</b>	<b>4,218</b>	<b>107,54</b>	<b>3,796</b>	<b>97,77</b>	<b>3,451</b>
<b>Total - Réservoirs étanches</b>	<b>168,96</b>	<b>5,964</b>	<b>178,11</b>	<b>6,287</b>	<b>193,36</b>	<b>6,826</b>	<b>206,27</b>	<b>7,282</b>	<b>219,86</b>	<b>7,761</b>
Montney	<b>46,35</b>	<b>1636,22</b>	<b>53,62</b>	<b>1893,01</b>	<b>66,53</b>	<b>2348,69</b>	<b>77,01</b>	<b>2718,70</b>	<b>86,93</b>	<b>3068,88</b>
<b>Total - Gaz dissous</b>	<b>43,43</b>	<b>1533,28</b>	<b>46,87</b>	<b>1654,41</b>	<b>49,34</b>	<b>1741,87</b>	<b>51,27</b>	<b>1810,01</b>	<b>53,01</b>	<b>1871,35</b>
<b>Total - MH</b>	<b>21,86</b>	<b>772</b>	<b>20,16</b>	<b>712</b>	<b>18,44</b>	<b>651</b>	<b>16,91</b>	<b>597</b>	<b>15,54</b>	<b>549</b>
<b>Total - Schiste</b>	<b>10,32</b>	<b>364</b>	<b>12,62</b>	<b>446</b>	<b>13,65</b>	<b>482</b>	<b>14,45</b>	<b>510</b>	<b>15,23</b>	<b>538</b>
<b>Total - BSOC</b>	<b>387,94</b>	<b>13,695</b>	<b>391,38</b>	<b>13,816</b>	<b>394,29</b>	<b>13,919</b>	<b>396,45</b>	<b>13,995</b>	<b>401,42</b>	<b>14,170</b>
Canada atlantique	5,76	203	5,16	182	14,39	508	13,72	484	12,48	441
Ailleurs au Canada	0,40	14	0,35	12	0,32	11	0,29	10	0,25	9
<b>Total Canada</b>	<b>394,10</b>	<b>13,912</b>	<b>396,89</b>	<b>14,010</b>	<b>409,00</b>	<b>14,438</b>	<b>410,46</b>	<b>14,490</b>	<b>414,15</b>	<b>14,620</b>

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

FIGURE C1

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



**Tableau C.2 - Productivité de gaz au Canada par région/ressource -  
Scénario de prix plus élevés**

Région/ressource	Données historiques				Projection					
	2012		2013*		2014		2015		2016	
	Mm <sup>3</sup> /j	Mpi <sup>3</sup> /j	Mm <sup>3</sup> /j	Mpi <sup>3</sup> /j	Mm <sup>3</sup> /j	Mpi <sup>3</sup> /j	Mm <sup>3</sup> /j	Mpi <sup>3</sup> /j	Mm <sup>3</sup> /j	Mpi <sup>3</sup> /j
00 - AB MH	21,86	772	20,16	712	18,45	651	16,95	598	15,61	551
Horseshoe Canyon	16,19	572	14,92	527	13,63	481	12,48	441	11,45	404
Mannville	2,22	78	1,93	68	1,72	61	1,55	55	1,40	49
Autre MH	3,44	122	3,31	117	3,10	109	2,92	103	2,77	98
01 - AB Sud	30,31	1,070	27,01	954	23,54	831	20,56	726	18,05	637
Gaz dissous	2,14	76	2,22	79	2,30	81	2,34	83	2,40	85
Réservoirs étanches	19,46	687	17,18	607	14,65	517	12,49	441	10,65	376
02 - AB Sud-ouest	5,93	209	5,48	193	4,78	169	4,20	148	3,71	131
Gaz dissous	0,68	24	0,68	24	0,66	23	0,66	23	0,65	23
Réservoirs étanches	1,78	63	1,56	55	1,34	47	1,15	41	0,99	35
03 - Sud des piémonts	3,43	121	3,57	126	3,06	108	2,64	93	2,28	80
Gaz dissous	0,10	4	0,12	4	0,13	5	0,14	5	0,14	5
04 - AB Est	14,48	511	13,04	460	12,10	427	11,32	400	10,68	377
Gaz dissous	4,54	160	4,72	166	4,85	171	4,96	175	5,04	178
Réservoirs étanches	0,36	13	0,31	11	0,26	9	0,22	8	0,19	7
Schiste Duvernay	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
05 - AB Centre	17,31	611	15,44	545	14,13	499	13,04	460	12,16	429
Gaz dissous	3,93	139	4,20	148	4,47	158	4,71	166	4,96	175
Réservoirs étanches	1,47	52	1,20	42	1,02	36	0,87	31	0,74	26
Schiste Duvernay	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
06 - AB Centre-ouest	47,51	1,677	48,43	1,710	49,96	1,763	52,28	1,845	55,84	1,971
Gaz dissous	11,41	403	12,60	445	13,41	473	14,19	501	14,83	524
Réservoirs étanches	17,54	619	17,94	633	19,46	687	21,41	756	24,20	854
Schiste Duvernay	0,05	2	0,02	1	0,05	2	0,07	2	0,09	3
07 - Centre des piémonts	20,29	716	18,86	666	16,85	595	15,18	536	13,86	489
Gaz dissous	0,25	9	0,34	12	0,39	14	0,41	14	0,42	15
Réservoirs étanches Montney	0,20	7	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
Autres réservoirs étanches	1,34	47	1,30	46	1,35	48	1,41	50	1,50	53
Schiste Duvernay	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
08 - Kaybob	19,92	703	20,12	710	20,47	723	20,67	730	21,13	746
Gaz dissous	4,77	168	5,70	201	6,42	227	6,90	244	7,39	261
Réservoirs étanches Montney	1,50	53	1,73	61	2,01	71	2,27	80	2,55	90
Autres réservoirs étanches	7,35	260	6,63	234	6,22	220	5,88	208	5,66	200
Schiste Duvernay	0,14	5	0,82	29	1,28	45	1,69	60	2,10	74
09 - AB Deep Basin	66,30	2,340	71,43	2,521	80,28	2,834	90,15	3,182	102,30	3,611
Gaz dissous	1,97	70	2,39	84	2,70	95	2,92	103	3,11	110
Réservoirs étanches Montney	3,97	140	4,75	168	5,76	203	6,65	235	7,61	269
Autres réservoirs étanches	54,00	1,906	58,17	2,053	65,53	2,313	74,02	2,613	84,59	2,986
Schiste Duvernay	0,04	2	0,16	6	0,29	10	0,40	14	0,51	18
10 - AB Nord-est	9,29	328	8,08	285	7,15	252	6,35	224	5,67	200
Gaz dissous	2,10	74	2,14	76	2,09	74	2,04	72	2,00	71
11 - Peace River	13,24	467	15,25	538	17,27	610	19,07	673	21,02	742
Gaz dissous	3,95	139	4,69	166	5,31	187	5,78	204	6,21	219
Réservoirs étanches Montney	0,00	0	0,98	35	2,34	83	3,53	125	4,74	167
Autres réservoirs étanches	1,73	61	2,58	91	2,83	100	3,07	108	3,35	118
Schiste Duvernay	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
12 - AB Nord-est	7,87	278	6,49	229	5,72	202	5,06	179	4,50	159
Gaz dissous	2,83	100	2,64	93	2,42	86	2,25	79	2,09	74
Schiste Duvernay	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
13 - BC Deep Basin	16,27	574	15,80	558	17,33	612	18,97	670	21,01	742
Montney	8,19	289	7,86	277	9,12	322	10,44	369	11,98	423
Autres réservoirs étanches	4,79	169	4,91	173	5,09	180	5,29	187	5,61	198
14 - Fort St. John	45,07	1,591	53,71	1,896	61,29	2,163	69,31	2,447	78,78	2,781
Gaz dissous	0,90	32	0,84	30	0,78	28	0,72	26	0,67	24
Montney	27,62	975	32,88	1,161	42,71	1,508	52,58	1,856	63,48	2,241

**Tableau C.2 - Productivité de gaz au Canada par région/ressource - Scénario de prix plus élevés**

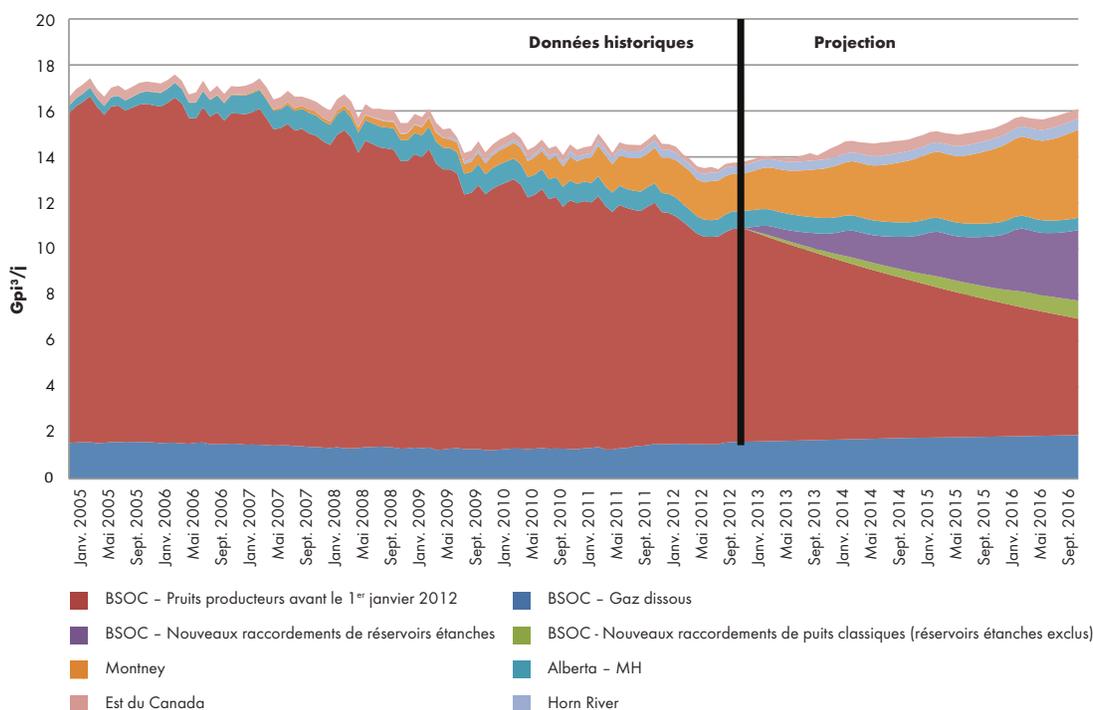
15 - BC Nord-est	20,25	715	21,26	750	21,16	747	21,38	755	22,06	779
Gaz dissous	0,15	5	0,13	5	0,12	4	0,12	4	0,11	4
Réservoirs étanches	6,46	228	6,58	232	6,08	215	5,71	201	5,47	193
Schiste Cordova	0,55	19	0,86	30	0,90	32	0,95	33	1,01	36
Schiste Horn River	9,54	337	10,76	380	11,42	403	12,21	431	13,25	468
16 - BC Piémonts	16,02	565	15,40	544	15,35	542	15,53	548	16,06	567
Réservoirs étanches Montney	4,87	172	5,43	192	6,61	234	7,81	276	9,14	323
17 - SK Sud-ouest	6,72	237	6,41	226	5,60	198	4,91	173	4,30	152
Gaz dissous	0,27	10	0,28	10	0,27	10	0,27	9	0,25	9
Réservoirs étanches	6,32	223	6,13	216	5,33	188	4,64	164	4,04	143
18 - SK Ouest	4,04	143	4,00	141	3,75	132	3,54	125	3,34	118
Gaz dissous	2,09	74	2,07	73	2,04	72	2,01	71	1,97	70
19 - SK Est	1,35	48	1,09	39	0,97	34	0,86	30	0,76	27
Gaz dissous	1,35	48	1,09	39	0,97	34	0,86	30	0,76	27
22 - Yukon et Territoires-du-Nord-Ouest	0,48	17	0,35	12	0,33	12	0,27	9	0,21	7
<b>Total - Classique (réservoirs étanches et gaz dissous exclus)</b>	<b>143,37</b>	<b>5,061</b>	<b>133,62</b>	<b>4,717</b>	<b>120,06</b>	<b>4,238</b>	<b>109,24</b>	<b>3,856</b>	<b>101,26</b>	<b>3,575</b>
<b>Total - Réservoirs étanches</b>	<b>168,96</b>	<b>5,964</b>	<b>178,11</b>	<b>6,287</b>	<b>197,73</b>	<b>6,980</b>	<b>219,44</b>	<b>7,746</b>	<b>246,50</b>	<b>8,702</b>
Montney	46,35	1636,22	53,62	1893,01	68,56	2420,39	83,28	2939,90	99,51	3512,81
<b>Total - Gaz dissous</b>	<b>43,43</b>	<b>1533,28</b>	<b>46,87</b>	<b>1654,41</b>	<b>49,34</b>	<b>1741,87</b>	<b>51,27</b>	<b>1810,01</b>	<b>53,01</b>	<b>1871,35</b>
<b>Total - MH</b>	<b>21,86</b>	<b>772</b>	<b>20,16</b>	<b>712</b>	<b>18,45</b>	<b>651</b>	<b>16,95</b>	<b>598</b>	<b>15,61</b>	<b>551</b>
<b>Total - Schiste</b>	<b>10,32</b>	<b>364</b>	<b>12,62</b>	<b>446</b>	<b>13,94</b>	<b>492</b>	<b>15,31</b>	<b>541</b>	<b>16,96</b>	<b>599</b>
<b>Total - BSOC</b>	<b>387,94</b>	<b>13,695</b>	<b>391,38</b>	<b>13,816</b>	<b>399,53</b>	<b>14,104</b>	<b>412,22</b>	<b>14,552</b>	<b>433,34</b>	<b>15,297</b>
Canada atlantique	5,76	203	5,16	182	14,39	508	13,72	484	12,48	441
Ailleurs au Canada	0,40	14	0,35	12	0,32	11	0,29	10	0,25	9
<b>Total Canada</b>	<b>394,10</b>	<b>13,912</b>	<b>396,89</b>	<b>14,010</b>	<b>414,24</b>	<b>14,623</b>	<b>426,23</b>	<b>15,046</b>	<b>446,08</b>	<b>15,747</b>

Les taux représentent des moyennes annuelles.

\*Tenant compte de la production réelle de janvier à octobre 2013

## FIGURE C 2

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



**Tableau C.3 - Productivité de gaz au Canada par région/ressource -  
Scénario de prix moins élevés**

Région/ressource	Données historiques				Projection					
	2012		2013*		2014		2015		2016	
	Mm³/j	Mpi³/j	Mm³/j	Mpi³/j	Mm³/j	Mpi³/j	Mm³/j	Mpi³/j	Mm³/j	Mpi³/j
00 - AB MH	21,86	772	20,16	712	18,43	651	16,88	596	15,47	546
Horseshoe Canyon	16,19	572	14,92	527	13,61	481	12,41	438	11,30	399
Mannville	2,22	78	1,93	68	1,72	61	1,55	55	1,40	49
Autre MH	3,44	122	3,31	117	3,10	109	2,92	103	2,77	98
01 - AB Sud	30,31	1,070	27,01	954	23,52	830	20,50	724	17,94	633
Gaz dissous	2,14	76	2,22	79	2,30	81	2,34	83	2,40	85
Réservoirs étanches	19,46	687	17,18	607	14,65	517	12,49	441	10,64	376
02 - AB Sud-ouest	5,93	209	5,48	193	4,78	169	4,18	148	3,67	130
Gaz dissous	0,68	24	0,68	24	0,66	23	0,66	23	0,65	23
Réservoirs étanches	1,78	63	1,56	55	1,34	47	1,14	40	0,98	35
03 - Sud des piémonts	3,43	121	3,57	126	3,06	108	2,64	93	2,28	80
Gaz dissous	0,10	4	0,12	4	0,13	5	0,14	5	0,14	5
04 - AB Est	14,48	511	13,04	460	12,08	426	11,25	397	10,51	371
Gaz dissous	4,54	160	4,72	166	4,85	171	4,96	175	5,04	178
Réservoirs étanches	0,36	13	0,31	11	0,26	9	0,22	8	0,19	7
Schiste Duvernay	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
05 - AB Centre	17,31	611	15,44	545	14,12	498	12,99	458	12,06	426
Gaz dissous	3,93	139	4,20	148	4,47	158	4,71	166	4,96	175
Réservoirs étanches	1,47	52	1,20	42	1,02	36	0,87	31	0,74	26
Schiste Duvernay	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
06 - AB Centre-ouest	47,51	1,677	48,43	1,710	49,03	1,731	48,76	1,721	48,70	1,719
Gaz dissous	11,41	403	12,60	445	13,41	473	14,19	501	14,83	524
Réservoirs étanches	17,54	619	17,94	633	18,79	663	18,88	666	19,09	674
Schiste Duvernay	0,05	2	0,02	1	0,04	2	0,05	2	0,05	2
07 - Centre des piémonts	20,29	716	18,86	666	16,75	591	14,80	522	13,12	463
Gaz dissous	0,25	9	0,34	12	0,39	14	0,41	14	0,42	15
Réservoirs étanches Montney	0,20	7	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
Autres réservoirs étanches	1,34	47	1,30	46	1,32	46	1,27	45	1,24	44
Schiste Duvernay	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
08 - Kaybob	19,92	703	20,12	710	20,21	713	19,73	696	19,32	682
Gaz dissous	4,77	168	5,70	201	6,42	227	6,90	244	7,39	261
Réservoirs étanches Montney	1,50	53	1,73	61	1,93	68	1,97	69	1,97	70
Autres réservoirs étanches	7,35	260	6,63	234	6,13	216	5,56	196	5,05	178
Schiste Duvernay	0,14	5	0,82	29	1,20	42	1,40	49	1,55	55
09 - AB Deep Basin	66,30	2,340	71,43	2,521	77,33	2,730	79,17	2,795	80,59	2,845
Gaz dissous	1,97	70	2,39	84	2,70	95	2,92	103	3,11	110
Réservoirs étanches Montney	3,97	140	4,75	168	5,50	194	5,69	201	5,78	204
Autres réservoirs étanches	54,00	1,906	58,17	2,053	63,01	2,224	64,59	2,280	65,87	2,325
Schiste Duvernay	0,04	2	0,16	6	0,27	9	0,32	11	0,35	12
10 - AB Nord-est	9,29	328	8,08	285	7,15	252	6,35	224	5,67	200
Gaz dissous	2,10	74	2,14	76	2,09	74	2,04	72	2,00	71
11 - Peace River	13,24	467	15,25	538	16,79	593	17,37	613	17,78	628
Gaz dissous	3,95	139	4,69	166	5,31	187	5,78	204	6,21	219
Réservoirs étanches Montney	0,00	0	0,98	35	2,08	73	2,64	93	3,07	109
Autres réservoirs étanches	1,73	61	2,58	91	2,72	96	2,70	95	2,65	94
Schiste Duvernay	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
12 - AB Nord-est	7,87	278	6,49	229	5,71	202	5,06	179	4,49	158
Gaz dissous	2,83	100	2,64	93	2,42	86	2,25	79	2,09	74
Schiste Duvernay	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
13 - BC Deep Basin	16,27	574	15,80	558	16,78	592	16,90	597	16,91	597
Montney	8,19	289	7,86	277	8,78	310	9,16	323	9,41	332
Autres réservoirs étanches	4,79	169	4,91	173	4,96	175	4,81	170	4,66	165
14 - Fort St. John	45,07	1,591	53,71	1,896	59,19	2,089	61,22	2,161	62,44	2,204
Gaz dissous	0,90	32	0,84	30	0,78	28	0,72	26	0,67	24
Montney	27,62	975	32,88	1,161	40,73	1,438	44,91	1,585	47,98	1,694

**Tableau C.3 - Productivité de gaz au Canada par région/ressource - Scénario de prix moins élevés**

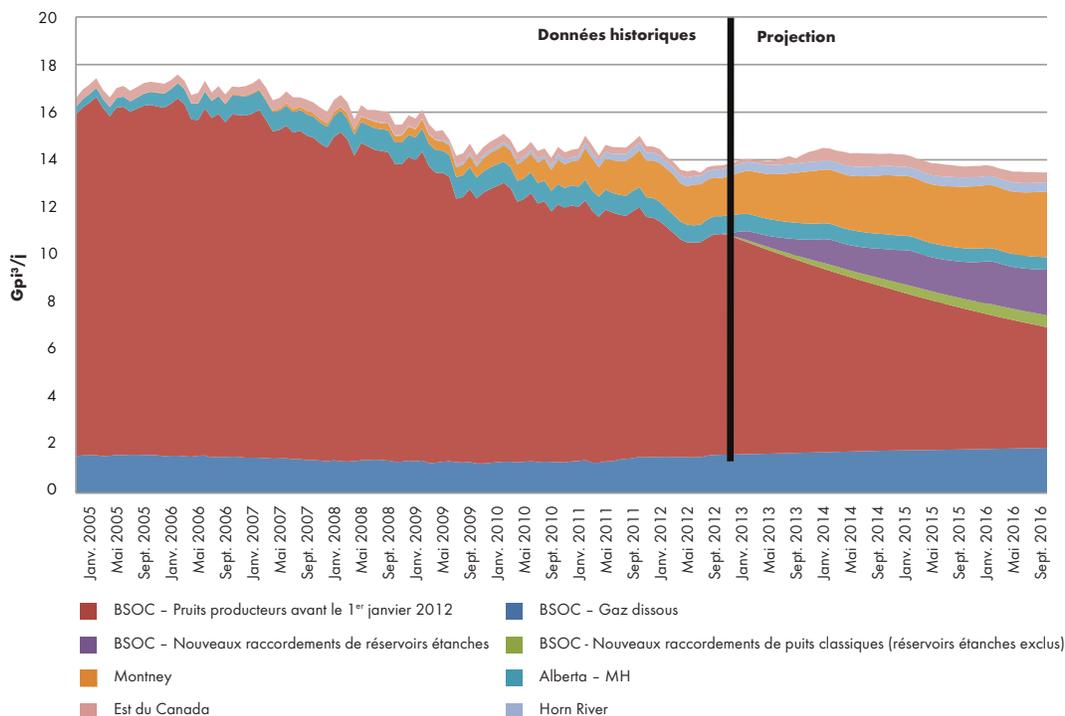
15 - BC Nord-est	20,25	715	21,26	750	20,71	731	19,72	696	18,79	663
Gaz dissous	0,15	5	0,13	5	0,12	4	0,12	4	0,11	4
Réservoirs étanches	6,46	228	6,58	232	6,00	212	5,42	191	4,93	174
Schiste Cordova	0,55	19	0,86	30	0,88	31	0,86	30	0,84	30
Schiste Horn River	9,54	337	10,76	380	11,11	392	11,01	389	10,85	383
16 - BC Piémonts	16,02	565	15,40	544	15,08	532	14,43	509	13,78	486
Réservoirs étanches Montney	4,87	172	5,43	192	6,38	225	6,83	241	7,11	251
17 - SK Sud-ouest	6,72	237	6,41	226	5,60	198	4,91	173	4,29	151
Gaz dissous	0,27	10	0,28	10	0,27	10	0,27	9	0,25	9
Réservoirs étanches	6,32	223	6,13	216	5,33	188	4,64	164	4,04	143
18 - SK Ouest	4,04	143	4,00	141	3,75	132	3,52	124	3,31	117
Gaz dissous	2,09	74	2,07	73	2,04	72	2,01	71	1,97	70
19 - SK Est	1,35	48	1,09	39	0,97	34	0,86	30	0,76	27
Gaz dissous	1,35	48	1,09	39	0,97	34	0,86	30	0,76	27
22 - Yukon et Territoires-du-Nord-Ouest	0,48	17	0,35	12	0,33	12	0,27	9	0,21	7
<b>Total - Classique (réservoirs étanches et gaz dissous exclus)</b>	<b>143,37</b>	<b>5,061</b>	<b>133,62</b>	<b>4,717</b>	<b>119,19</b>	<b>4,207</b>	<b>105,92</b>	<b>3,739</b>	<b>94,58</b>	<b>3,339</b>
<b>Total - Réservoirs étanches</b>	<b>168,96</b>	<b>5,964</b>	<b>178,11</b>	<b>6,287</b>	<b>190,92</b>	<b>6,740</b>	<b>193,77</b>	<b>6,840</b>	<b>195,40</b>	<b>6,898</b>
Montney	<b>46,35</b>	<b>1636,22</b>	<b>53,62</b>	<b>1893,01</b>	<b>65,40</b>	<b>2308,80</b>	<b>71,19</b>	<b>2513,21</b>	<b>75,32</b>	<b>2658,87</b>
<b>Total - Gaz dissous</b>	<b>43,43</b>	<b>1533,28</b>	<b>46,87</b>	<b>1654,41</b>	<b>49,34</b>	<b>1741,87</b>	<b>51,27</b>	<b>1810,01</b>	<b>53,01</b>	<b>1871,35</b>
<b>Total - MH</b>	<b>21,86</b>	<b>772</b>	<b>20,16</b>	<b>712</b>	<b>18,43</b>	<b>651</b>	<b>16,88</b>	<b>596</b>	<b>15,47</b>	<b>546</b>
<b>Total - Schiste</b>	<b>10,32</b>	<b>364</b>	<b>12,62</b>	<b>446</b>	<b>13,49</b>	<b>476</b>	<b>13,64</b>	<b>481</b>	<b>13,64</b>	<b>482</b>
<b>Total - BSOC</b>	<b>387,94</b>	<b>13,695</b>	<b>391,38</b>	<b>13,816</b>	<b>391,38</b>	<b>13,816</b>	<b>381,49</b>	<b>13,467</b>	<b>372,10</b>	<b>13,136</b>
Canada atlantique	5,76	203	5,16	182	14,39	508	13,72	484	12,48	441
Ailleurs au Canada	0,40	14	0,35	12	0,32	11	0,29	10	0,25	9
<b>Total Canada</b>	<b>394,10</b>	<b>13,912</b>	<b>396,89</b>	<b>14,010</b>	<b>406,09</b>	<b>14,335</b>	<b>395,50</b>	<b>13,962</b>	<b>384,84</b>	<b>13,585</b>

Les taux représentent des moyennes annuelles.

\*Tenant compte de la production réelle de janvier à octobre 2013

### FIGURE C.3

#### Perspectives de productivité de gaz au Canada – Scénario de prix moins élevés

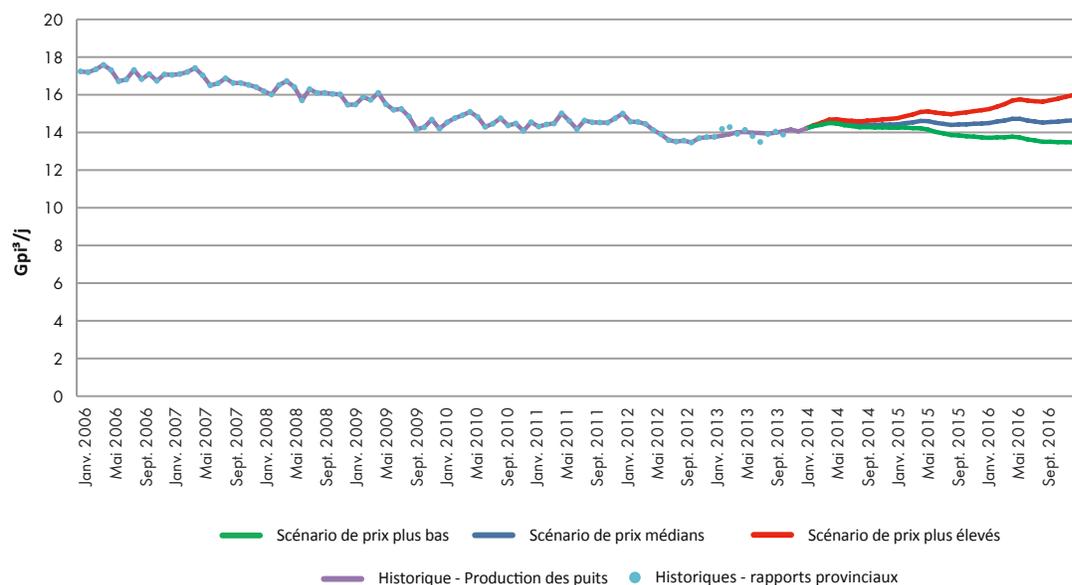


# ANNEXE D

## Productibilité totale au Canada - comparaison des scénarios

FIGURE D 1

### Productibilité 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								
	2013		2014		2015		2016	
	Mm³/j	Gpi³/j	Mm³/j	Gpi³/j	Mm³/j	Gpi³/j	Mm³/j	Gpi³/j
Productibilité au Canada - Scénario de prix médians	397	14,0	409	14,4	410	14,5	414	14,6
Demande totale - Canada	241	8,5	248	8,7	253	8,9	268	9,4
Demande dans l'Ouest canadien	161	5,7	165	5,8	169	6,0	179	6,3
Demande dans l'Est du Canada	80	2,8	82	2,9	84	3,0	89	3,1

