



Office national
de l'énergie

National Energy
Board

Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada

2013-2015



Annexes

ÉVALUATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE • MAI 2013

Canada



Office national
de l'énergie

National Energy
Board

Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada

2013-2015

gaz

Annexes

ÉVALUATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE • MAI 2013

Canada

Autorisation de reproduction

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

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

Permission to Reproduce

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

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

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada représentée par l'Office national de l'énergie 2013

NE2-1/2013F-PDF
ISSN: 1910-779X

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 2013

NE2-1/2013E-PDF
ISSN: 1910-7773

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

TABLE DES MATIÈRES

Annexe A		1
A1	Méthodologie (description détaillée)	1
A2	Paramètres de productibilité – résultats	12
A3	Paramètres de diminution selon les regroupements de raccords gaziers existants	17
A4	Paramètres de diminution selon les regroupements de raccords gaziers futurs	39
Annexe B		65
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 raccords gaziers selon le scénario	67
Annexe C		70
	Détails de productibilité selon le scénario	70
Annexe D		76
	Productibilité totale au Canada – Comparaison des scénarios	76
Annexe E		76
	Productibilité et demande moyennes par année au Canada	76

ANNEXE A

Annexe A1 - Méthodologie (Description Détaillée)

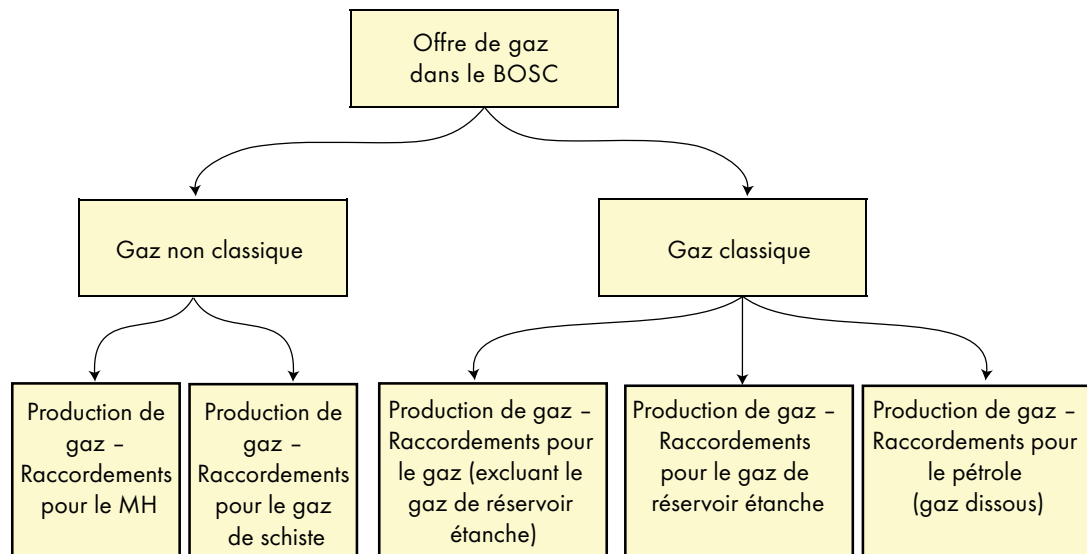
La productibilité de gaz naturel au Canada durant la période 2013-2015 sera constituée de l'offre de gaz classique provenant du BSOC, à laquelle se grefferont les contributions du Canada atlantique, de l'Ontario et des Territoires du Nord-Ouest, la production de méthane de houille (MH) en Alberta et 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 classique en l'absence de critères clairs et

largement acceptés qui permettraient de distinguer les raccordements pour ce gaz. 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

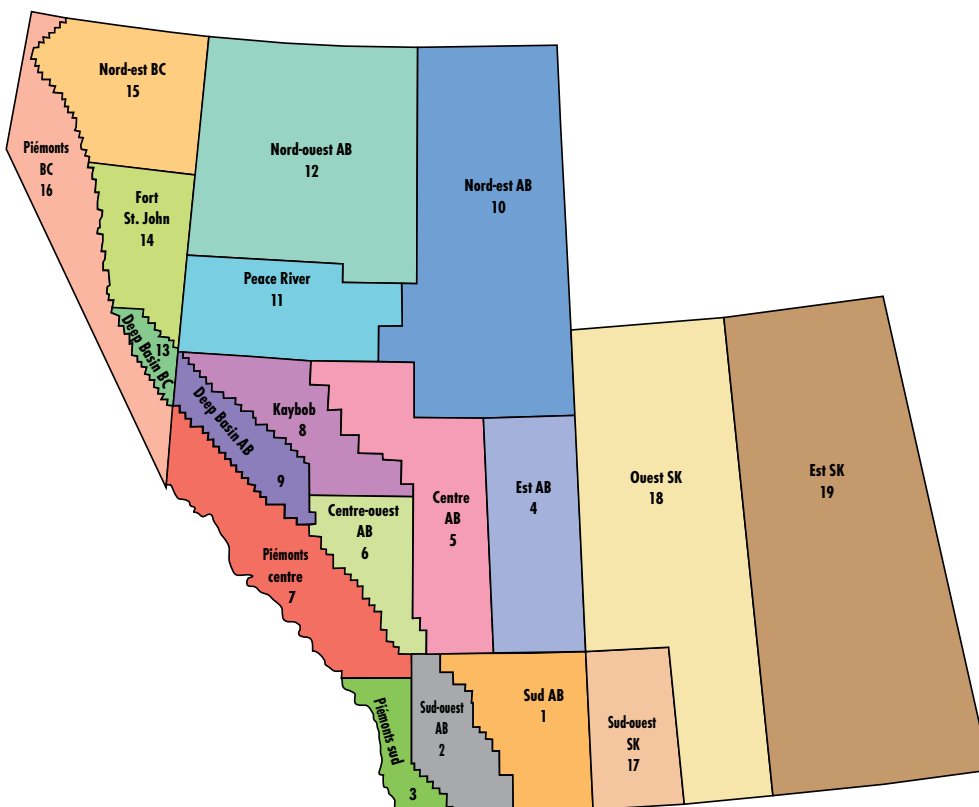
Qu'il s'agisse des raccordements pour le gaz classique (y compris le gaz de réservoir étanche) ou pour le MH, la méthode d'évaluation de la productibilité est essentiellement la même. On a utilisé l'analyse de diminution de la production fondée sur les données de production historiques pour déterminer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

FIGURE A1.2

Carte des zones du BSOC



Dans chaque secteur et chaque zone petroCUBE, les raccordements pour le gaz ont été regroupés selon l'année 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 2011.

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 2011 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 1er janvier 2012, 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 Mpi^3/j) pour chaque mois civil;
- production, pour chaque groupe, de schémas du taux de production commercialisable quotidienne par rapport à la production commercialisable cumulative.

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

- introduction 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 2011 inclusivement**

Chaque année de raccordement de 1999 à 2011 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 :

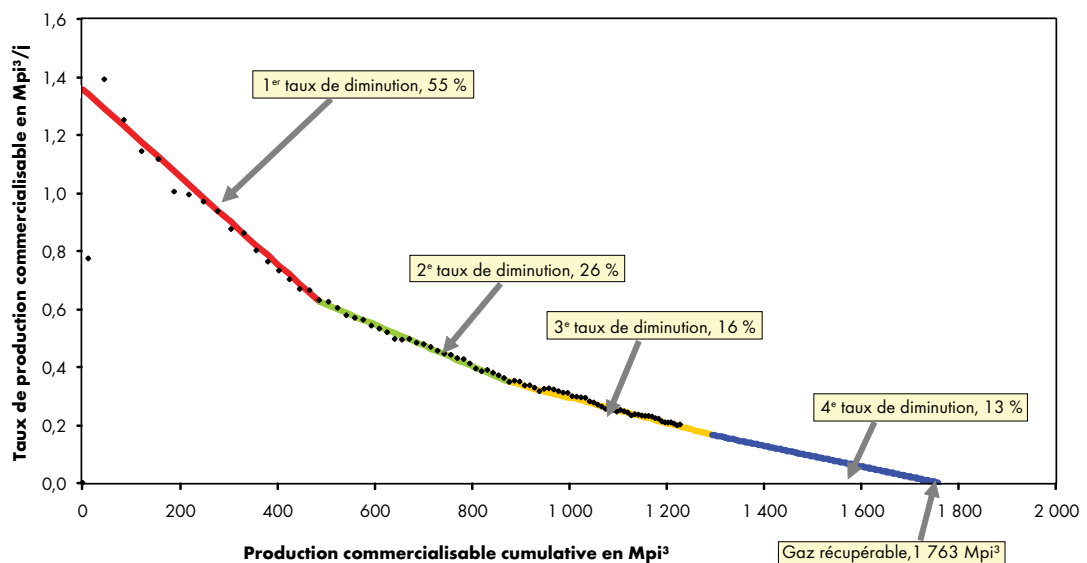
- taux de production initial,
- premier taux de diminution;
- deuxième taux de diminution;
- nombre de mois avant le deuxième taux de diminution – habituellement autour de 18;
- troisième taux de diminution;
- nombre de mois avant le troisième taux de diminution – habituellement autour de 45;
- quatrième 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

FIGURE A 1.3

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



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

de raccordement plus récentes, la durée sur laquelle portent les données historiques est plus courte, et les paramètres portant sur la diminution lors des années de raccordement plus éloignées dans le temps doivent être établis à partir de ce qui a été déterminé pour les 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.

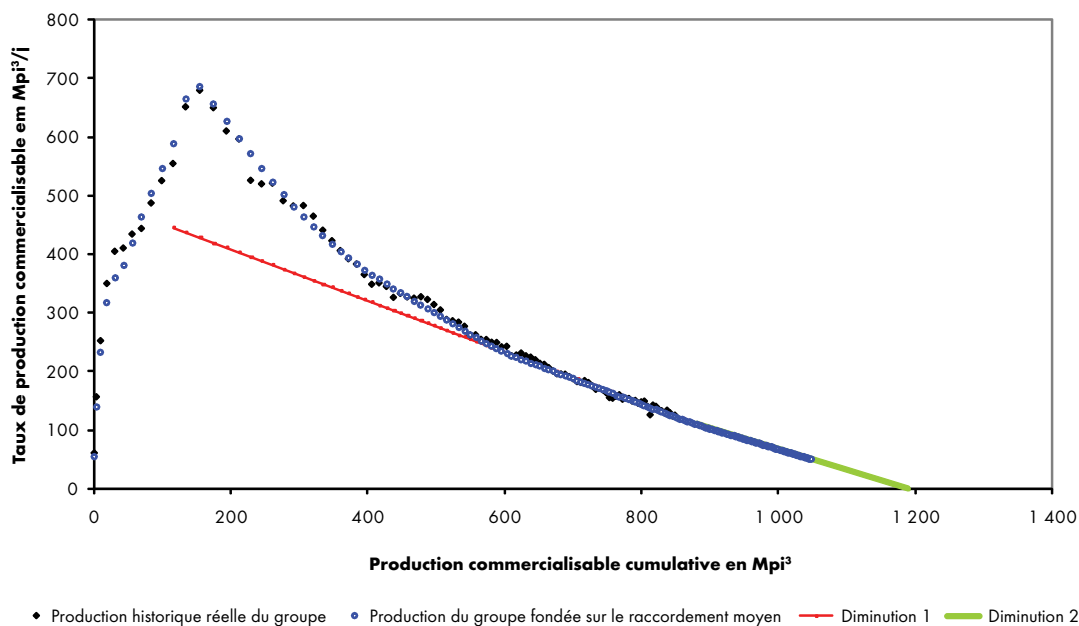
b. Analyse de diminution de la production pour les données d'un groupe

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

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

moyen) avec les données de production réelles du groupe. Un exemple de ce type de schémas est présenté à la figure A1.4.

Des paramètres de rendement de groupe sont déterminés par la représentation graphique du groupe :

- taux de production en décembre 2011;
- 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 (2009, 2010, 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 ÉME 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.

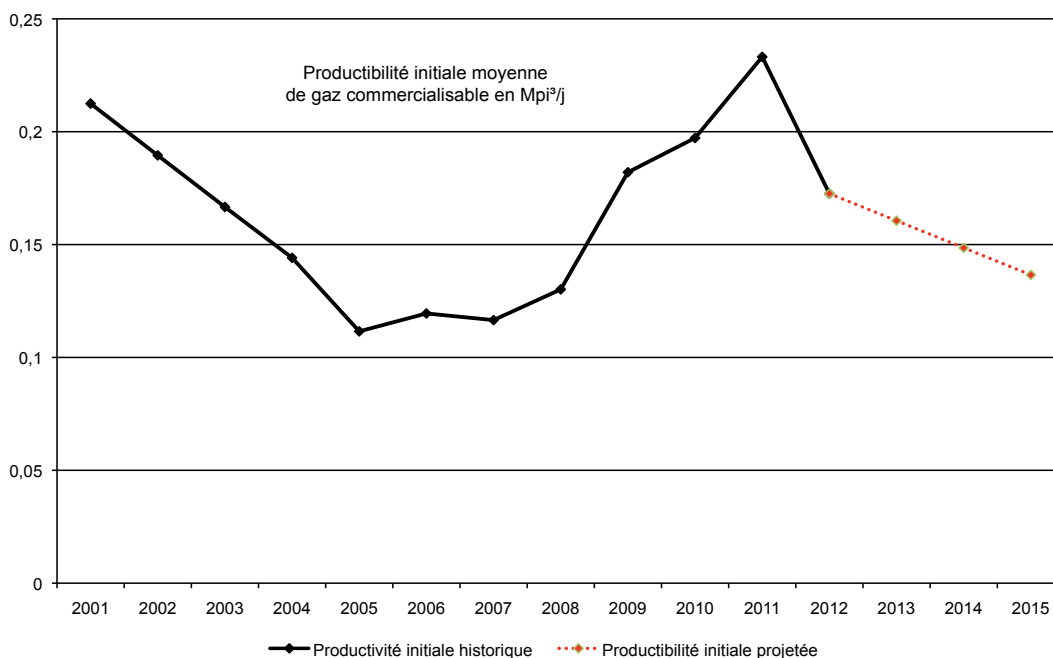
A1.1.1.3.1 Rendement des raccordements futurs

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 de l'ère tertiaire classique du Centre-ouest de l'Alberta



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

Les paramètres de diminution clés ayant une incidence sur la productibilité à court terme sont le premier taux de diminution, le deuxième taux de diminution et le nombre de mois avant le deuxième taux de diminution. La figure A1.6 présente les valeurs historiques et projetées de ces principaux paramètres de diminution en ce qui a trait aux raccordements moyens pour le gaz classique des années 2001 à 2015 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

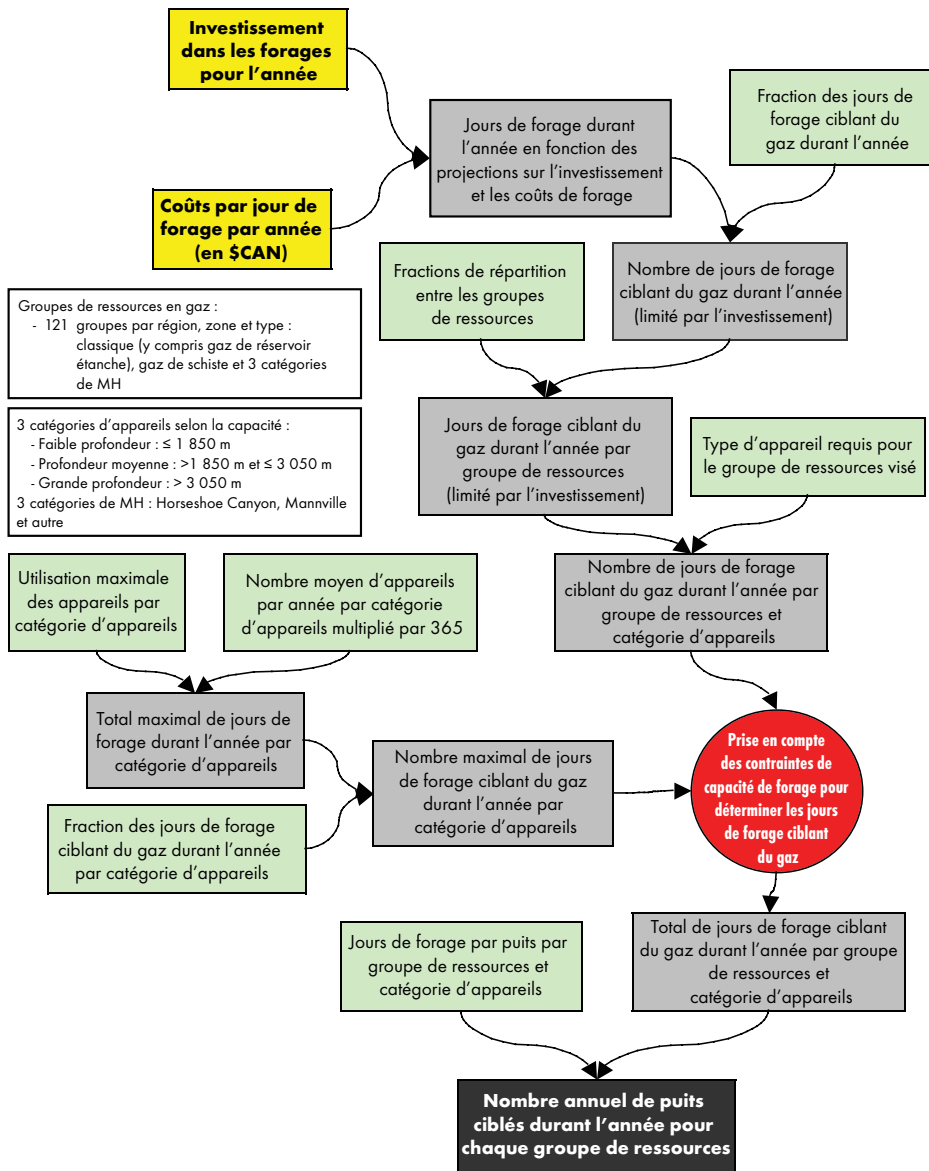
La projection du nombre de raccordements futurs exige une estimation du nombre de puits ciblant du gaz (y compris le gaz de réservoir étanche), de puits ciblant du gaz de schiste et de puits ciblant du MH par année pour chaque groupe de ressources, multiplié par le ratio des raccordements annuels aux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

Les activités de forage projetées fournissent le nombre de jours de forage ciblant du gaz pour chaque groupe de ressources. 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

FIGURE A1.7

Graphique illustrant la méthode de projection des forages



historiques, d'estimations récentes des coûts de l'offre et de l'opinion de l'Office sur le potentiel de mise en valeur des groupes. Elles témoignent des tendances historiques pour un effort plus concentré sur le forage de puits de gaz dans les formations plus profondes situées du côté ouest du bassin, d'une concentration croissante sur le gaz de réservoir étanche et le gaz de schiste en Colombie-Britannique et de la mise en valeur plus poussée de gaz 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 est acheminé au réseau pipelinier depuis deux gisements situés à proximité de la limite territoriale constituée par le 60^e parallèle Nord. Ces deux gisements (ou champs) sont ceux de Kotaneelee et de Cameron Hills. 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 les régions de Kotaneelee et 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 installations de compression extracôtières étaient entièrement en service en mai 2007. Les paramètres utilisés dans l'analyse sur la compression sont fondés sur des échanges de vues avec des représentants de l'industrie. En raison de travaux d'entretien exécutés au quatrième trimestre de 2012, la production de Sable a été moins élevée que prévu. Elle devrait revenir à la normale en avril 2013. La productibilité découlant de la mise en valeur du champ Deep Panuke devrait commencer en juin 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 du manque des données disponibles pour le Québec, la productibilité de gaz naturel de cette province n'a pas été incluse dans l'étude.

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 peut fournir, après traitement du champ, compte tenu de la production historique et des déclins enregistrés de chaque puits, ainsi que des niveaux d'activité projetés. Par conséquent, toutes les données estimatives sur le gaz consommé en amont de la sortie des usines de traitement sur le terrain ont déjà été déduites du volume de productibilité estimative et ne figurent pas non plus dans la demande estimative. Le gaz utilisé à l'installation de traitement de Goldboro, en Nouvelle-Écosse, appartient à cette catégorie de gaz traité sur le terrain et a donc été soustrait des données de productibilité du Canada atlantique.

La demande actuelle et projetée de gaz naturel au Canada est divisée en deux composantes géographiques, soit la demande de l'Ouest (à l'ouest de la frontière Manitoba-Saskatchewan) et la demande de l'Est (à l'est de cette frontière). La demande de l'Ouest canadien comprend le gaz retiré au moment de la récupération des liquides de gaz naturel aux usines de chevauchement. Une proportion de 85 % à 90 % du gaz sortant de l'Alberta est traitée dans de telles usines, où 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^{er} janvier 2012) 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^{er} janvier 2012), 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 2011, 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.

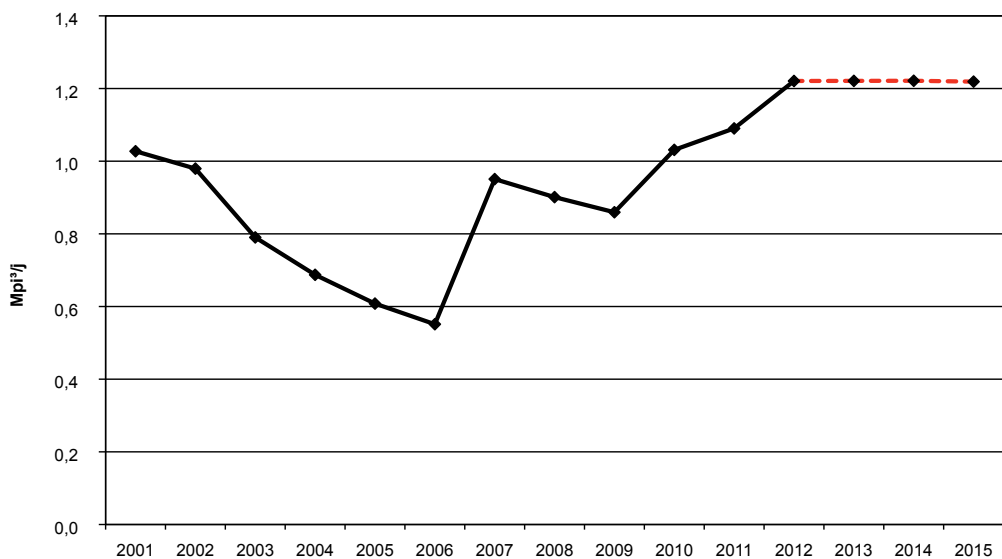
D'après les projections de l'Office, la production globale des groupes en question diminuera de 17 % en 2012 et 14 % par année en 2013, 2014 et 2015. La productibilité des raccordements futurs pour le gaz supplée à la productibilité décroissante des raccordements existants.

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.

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

TABEAU A 2.1

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

Région	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
00 - AB - MH	0,074	0,102	0,104	0,101	0,066	0,047	0,045
01 - AB - Sud	0,134	0,107	0,097	0,119	0,105	0,145	0,129
02 - AB - Sud-ouest	0,226	0,231	0,229	0,299	0,285	0,261	0,241
03 - Zone sud des piémonts	1,252	1,181	0,342	0,151	0,683	0,008	
04 - AB - Est	0,096	0,077	0,075	0,079	0,093	0,090	0,099
05 - AB - Centre	0,190	0,196	0,209	0,192	0,216	0,225	0,161
06 - AB - Centre-ouest	0,397	0,351	0,407	0,507	0,450	0,493	0,556
07 - Zone centrale des piémonts	3,279	1,236	3,512	2,607	1,599	1,628	3,222
08 - Kaybob	0,567	0,637	0,763	0,653	0,853	0,800	0,996
09 - AB - Deep Basin	0,787	0,474	0,755	0,870	1,163	1,141	0,845
10 - AB - Nord-est	0,179	0,144	0,162	0,163	0,149	0,135	0,171
11 - Peace River	0,689	0,451	0,554	0,485	0,593	0,531	0,555
12 - AB - Nord-ouest	0,370	0,318	0,273	0,391	0,731	0,334	0,122
13 - BC - Deep Basin	1,378	0,652	1,599	1,383	1,382	2,318	2,073
14 - Fort St. John	1,013	1,035	1,297	1,480	1,509	1,494	1,349
15 - Nord-est BC	0,808	0,526	0,767	1,134	1,246	2,389	2,092
16 - BC - Piémonts	1,845	1,887	1,021	1,552	1,279	1,791	2,034
17 - Sud-ouest SK	0,056	0,082	0,053	0,056	0,034	0,015	0,035
18 - Ouest SK	0,120	0,114	0,106	0,089	0,089	0,066	0,116
Total - BSOC	0,608	0,551	0,951	0,901	0,859	1,031	1,090

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

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

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

Les méthodes d'analyse de diminution de la production 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 2011. Ces treize groupes constitués selon l'année de raccordement sont analysés pour chaque regroupement, ce qui permet d'obtenir un excellent jeu de données historiques pouvant servir à l'estimation du rendement des puits futurs.

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

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

La tendance de productibilité initiale de la moyenne des raccordements de puits de gaz dans le BSOC est représentée à la figure A.2.1. Après avoir chuté au cours de la période 2001-2007, la tendance s'est inversée en 2008, puis est demeurée relativement stable jusqu'en 2009, avant de reprendre sa montée jusqu'en 2012, 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 2012-2015 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

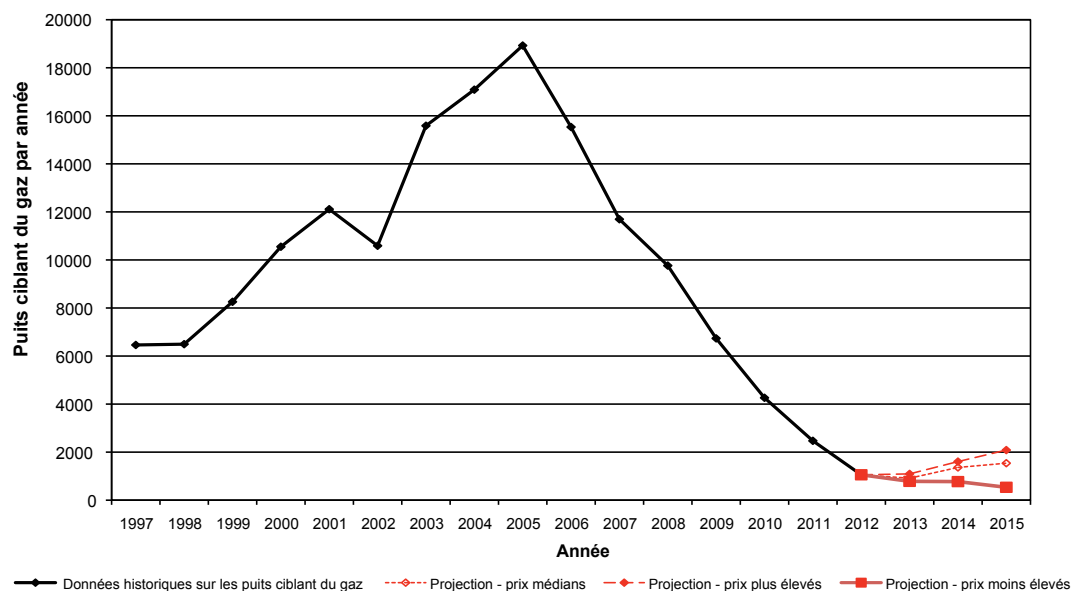
Le nombre projeté de raccordements pour l'année et le rendement de production projetés des raccordements moyens futurs servent à estimer la productibilité associée aux raccordements futurs pour le gaz. Afin de déterminer le nombre de raccordements futurs pour le gaz, on a réalisé des projections sur les forages ciblant du gaz pour chacun des groupes de ressources. Le nombre de puits ciblés par année pour chacun des groupes est multiplié par le ratio des raccordements annuels aux puits annuels 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 2013 à 2015 ne sont envisagés.

La production commercialisable découlant de la mise en valeur du champ Deep Panuke devrait commencer en juin 2013. La production du champ Sable devrait reprendre en avril 2013 et revenir aux niveaux qui prévalaient avant les travaux d'entretien exécutés durant l'hiver 2012.

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 raccordements 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
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

Région	Numéro	Ressources	Groupe
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
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 existants

Groupe de ressources - Gaz - MH Alberta - Horseshoe Canyon						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2006	211,85	0,14	0,12	25	0,10	60
2007	139,04	0,14	0,12	25	0,10	60
2008	106,88	0,14	0,12	25	0,10	60
2009	110,12	0,14	0,12	25	0,10	60
2010	67,84	0,14	0,12	25	0,10	60
2011	61,75	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 ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2006	49,10	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	34,18	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	41,86	0,14	0,12	25	0,10	60
2009	9,05	0,14	0,12	25	0,10	60
2010	5,15	0,14	0,12	25	0,10	60

Groupe de ressources - Gaz - MH Alberta - Autre						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2006	25,07	0,10	0,08	25	0,05	60
2007	35,50	0,10	0,08	25	0,05	60
2008	38,48	0,10	0,08	25	0,05	60
2009	13,83	0,10	0,08	25	0,05	60
2010	6,43	0,10	0,08	25	0,05	60
2011	3,81	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Sud de l'Alberta - Classique - Tertiaire, Crétacé supérieur, Colorado supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	18,02	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	34,07	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	24,60	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	28,67	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	34,21	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	28,40	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	12,86	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	17,97	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	8,23	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Sud de l'Alberta - Classique - Colorado						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	10,14	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	14,11	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	8,02	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	6,33	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	20,09	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	24,06	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	4,69	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	5,72	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	3,38	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources – Gaz – Sud de l'Alberta – Classique – Mannville						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	32,59	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	33,89	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	22,97	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	30,56	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	34,58	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	42,44	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	25,68	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	25,86	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	23,46	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Sud de l'Alberta - Réservoir étanche - Colorado supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	185,87	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	263,40	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	187,75	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	190,88	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	182,42	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	165,92	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	117,95	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	82,09	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	54,77	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources – Gaz – Sud-ouest de l'Alberta – Classique – Tertiaire, Crétacé supérieur, Colorado supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	20,66	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	14,78	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	20,55	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	15,89	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	17,23	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	15,01	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	4,29	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	6,45	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	5,01	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources – Gaz – Sud-ouest de l'Alberta – Classique – Colorado						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	3,98	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	1,36	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	3,31	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	1,92	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	1,15	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	1,66	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	0,19	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	1,66	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	0,75	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources – Gaz – Sud-ouest de l'Alberta – Classique – Mannville moyen, Mannville inférieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	4,81	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	9,25	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	8,86	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	5,06	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	5,89	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	13,09	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	8,25	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	4,36	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	9,40	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources – Gaz – Sud-ouest de l'Alberta – Classique – Jurassique, Mississippien						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	4,33	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	3,91	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	1,71	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	0,39	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	1,96	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	1,44	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	4,49	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	1,08	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	0,41	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources – Gaz – Sud-ouest de l'Alberta – Classique – Dévonien supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	9,77	0,20	0,16	25	0,12	60
2004	3,73	0,20	0,16	25	0,12	60
2005	0,27	0,20	0,16	25	0,12	60
2006	4,43	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	1,21	0,20	0,16	25	0,12	60
2008	0,32	0,25	0,16	25	0,12	60
2009	2,59	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	1,06	0,20	0,16	25	0,12	60
2011	0,25	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Sud-ouest de l'Alberta - Réservoir étanche - Colorado supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	1,66	0,20	0,16	25	0,12	60
2004	2,71	0,20	0,16	25	0,12	60
2005	3,56	0,20	0,16	25	0,12	60
2006	2,12	0,20	0,16	25	0,12	60
2007	1,65	0,20	0,16	25	0,12	60
2008	0,33	0,20	0,16	25	0,12	60
2009	0,14	0,20	0,16	25	0,12	60
2010	0,46	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0

Groupe de ressources - Gaz - Sud-ouest de l'Alberta - Réservoir étanche - Colorado						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	2,01	0,20	0,16	25	0,12	60
2004	1,36	0,20	0,16	25	0,12	60
2005	0,89	0,20	0,16	25	0,12	60
2006	0,26	0,20	0,16	25	0,12	60
2007	1,02	0,20	0,16	25	0,12	60
2008	1,69	0,20	0,16	25	0,12	60
2009	1,92	0,20	0,16	20	0,12	60
2010	0,20	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	0,37	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Sud-ouest de l'Alberta - Réservoir étanche - Mannville inférieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	12,73	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	18,20	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	11,27	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	18,01	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	16,98	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	10,81	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	9,08	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	4,26	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0

Groupe de ressources – Gaz – Sud des piémonts – Classique – Mississippien, Dévonien supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	20,68	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	53,42	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	21,17	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	109,75	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	51,79	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	20,59	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	36,60	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	0,06	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0

Groupe de ressources – Gaz – Est de l'Alberta – Classique – Crétacé supérieur, Colorado supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	5,32	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	5,20	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	10,87	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	38,36	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	24,29	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	34,04	0,30	0,22	18	0,11	40
2009	6,83	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	8,42	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	6,17	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources – Gaz – Est de l'Alberta – Classique – Colorado, Mannville						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	80,41	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	108,11	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	130,83	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	81,92	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	66,75	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	65,74	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	47,85	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	23,53	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	11,99	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Est de l'Alberta - Réservoir étanche - Colorado supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	4,74	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0
2005	4,75	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	2,89	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	3,04	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	0,21	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	1,04	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	1,43	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	3,52	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Centre de l'Alberta - Classique - Tertiaire, Crétacé supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	26,92	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	42,66	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	44,52	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	40,20	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	49,76	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	39,24	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	18,73	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	17,27	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	12,49	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Centre de l'Alberta - Classique - Colorado						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	9,06	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	10,04	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	12,15	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	12,74	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	11,68	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	4,89	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	2,41	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	2,54	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	0,97	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Centre de l'Alberta - Classique - Mannville						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	52,94	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	54,73	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	58,64	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	68,75	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	67,62	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	56,08	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	33,92	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	19,55	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	15,83	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Centre de l'Alberta - Classique - Mississippien, Dévonien supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	21,38	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	7,65	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	12,23	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	9,20	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	17,15	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	13,02	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	3,28	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	0,70	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	8,44	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Centre de l'Alberta - Réservoir étanche - Colorado						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	6,96	0,10	0,08	25	0,05	60
2004	6,01	0,10	0,08	25	0,05	60
2005	9,05	0,10	0,08	25	0,05	60
2006	4,19	0,10	0,08	25	0,05	60
2007	1,83	0,10	0,08	25	0,05	60
2008	2,30	0,10	0,08	25	0,05	60
2009	2,18	0,10	0,08	25	0,05	60
2010	4,67	0,10	0,08	25	0,05	60
2011	0,34	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Centre de l'Alberta - Réservoir étanche - Mannville						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	4,71	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	8,19	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	6,59	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	7,99	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	5,73	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	3,28	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	5,63	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	2,60	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	2,44	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Classique - Tertiaire						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	6,83	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	13,20	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	16,13	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	14,45	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	16,43	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	16,49	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	8,95	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	11,35	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	2,81	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Classique - Crétacé supérieur, Colorado supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	10,06	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	13,64	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	17,69	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	23,41	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	23,64	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	25,87	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	16,73	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	19,03	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	44,15	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Classique - Mannville						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	1,98	0,10	0,08	25	0,05	60
2004	2,28	0,10	0,08	25	0,05	60
2005	6,00	0,10	0,08	25	0,05	60
2006	1,46	0,10	0,08	25	0,05	60
2007	2,71	0,10	0,08	25	0,05	60
2008	4,80	0,10	0,08	25	0,05	60
2009	0,14	0,10	0,08	25	0,05	60
2010	3,36	0,10	0,08	25	0,05	60
2011	0,52	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Classique - Mannville inférieur, Jurassique						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	20,93	0,12	0,10	25	0,08	60
2004	26,29	0,12	0,10	25	0,08	60
2005	31,48	0,12	0,10	25	0,08	60
2006	33,29	0,12	0,10	25	0,08	60
2007	29,90	0,12	0,10	25	0,08	60
2008	29,91	0,12	0,10	25	0,08	60
2009	19,90	0,12	0,10	25	0,08	60
2010	19,50	0,12	0,10	25	0,08	60
2011	51,47	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Classique - Mississippien						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	34,40	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	42,38	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	38,86	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	38,03	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	48,15	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	17,89	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	33,09	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	3,04	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	10,00	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Classique - Dévonien supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	30,17	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	46,37	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	34,74	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	3,52	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	64,25	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	4,60	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	3,57	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	7,33	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	2,94	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Réservoir étanche - Colorado						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	2,76	0,12	0,10	25	0,08	60
2004	9,69	0,12	0,10	25	0,08	60
2005	9,94	0,12	0,10	25	0,08	60
2006	14,92	0,12	0,10	25	0,08	60
2007	6,75	0,12	0,10	25	0,08	60
2008	6,50	0,12	0,10	25	0,08	60
2009	4,08	0,12	0,10	25	0,08	60
2010	8,56	0,12	0,10	25	0,08	60
2011	2,65	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Réservoir étanche - Mannville						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	46,38	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	61,61	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	64,15	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	83,66	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	76,45	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	82,80	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	61,72	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	132,07	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	271,27	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Classique - Colorado supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	8,84	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	22,13	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	13,17	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	12,79	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	11,12	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	21,31	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	14,00	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	7,99	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	2,22	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Classique - Colorado, Mannville						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	25,14	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	28,63	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	8,16	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	14,81	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	16,56	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	27,64	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	25,76	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	21,51	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	25,37	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Classique - Jurassique, Trias, Permien						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	19,17	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	15,44	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	4,61	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	22,44	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	12,78	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	12,91	0,16	0,14	24	0,12	60
2009	22,17	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	13,64	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	21,11	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Classique - Mississippien						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	116,28	0,14	0,12	25	0,10	60
2004	68,67	0,14	0,12	25	0,10	60
2005	36,59	0,14	0,12	25	0,10	60
2006	35,64	0,14	0,12	25	0,12	60
2007	46,04	0,14	0,12	25	0,10	60
2008	74,34	0,14	0,12	25	0,10	60
2009	53,91	0,14	0,12	25	0,10	60
2010	29,91	0,14	0,12	25	0,10	60
2011	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Classique - Dévonien supérieur, Dévonien moyen						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	58,47	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	26,59	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	96,49	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	11,74	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	19,81	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	4,05	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	3,52	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	5,83	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	9,69	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Réservoir étanche - Colorado						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	0,29	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	2,15	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	2,58	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	1,49	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	1,59	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	0,43	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	1,80	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	0,00	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Réservoir étanche - Mannville						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	1,81	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	0,58	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	0,50	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	5,38	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	4,42	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	0,26	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	5,12	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	0,00	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	10,15	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Réservoir étanche - Jurassique						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2007	10,84	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	25,01	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	6,70	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	0,00	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	7,02	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Classique - Colorado						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	30,78	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	39,18	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	75,98	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	85,15	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	46,89	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	110,54	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	22,63	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	22,77	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	2,09	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Classique - Mannville, Jurassique						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	22,81	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	16,20	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	34,54	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	32,20	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	41,05	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	43,58	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	14,39	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	5,23	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	4,09	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Classique - Trias						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	16,31	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	7,89	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	18,00	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	7,37	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	11,83	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	17,06	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	14,30	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	2,51	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	6,03	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Classique - Dévonien supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	10,77	0,16	0,10	25	0,05	60
2004	0,03	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	0,13	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	3,58	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	3,95	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	4,08	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	7,22	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	17,98	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	7,21	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Réservoir étanche - Colorado, Mannville						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	29,65	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	44,27	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	34,32	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	58,66	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	43,57	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	47,58	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	42,20	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	54,12	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	51,78	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Réservoir étanche - Trias						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	6,58	0,10	0,08	25	0,05	60
2004	6,94	0,10	0,08	25	0,05	60
2005	9,82	0,10	0,08	25	0,05	60
2006	15,79	0,10	0,08	25	0,05	60
2007	11,63	0,10	0,08	25	0,05	60
2008	2,39	0,10	0,08	25	0,05	60
2009	3,79	0,10	0,08	25	0,05	60
2010	3,68	0,10	0,08	25	0,05	60
2011	2,41	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Réservoir étanche - Montney						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2007	1,32	0,10	0,08	25	0,06	60
2008	10,37	0,10	0,08	25	0,05	60
2009	17,87	0,10	0,08	25	0,05	60
2010	18,83	0,10	0,08	25	0,05	60
2011	25,97	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Classique - Crétacé supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. en Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	8,89	0,12	0,10	25	0,08	60
2004	6,17	0,12	0,10	25	0,08	60
2005	6,84	0,12	0,10	25	0,08	60
2006	3,40	0,12	0,10	25	0,08	60
2007	2,82	0,12	0,10	25	0,08	60
2008	2,69	0,12	0,10	25	0,08	45
2009	5,07	0,12	0,10	25	0,08	45
2010	3,31	0,12	0,10	25	0,08	45
2011	7,56	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Classique - Colorado supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. en Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	13,73	0,12	0,10	25	0,08	60
2004	14,82	0,12	0,10	25	0,08	60
2005	14,62	0,12	0,10	25	0,08	60
2006	20,31	0,12	0,10	25	0,08	60
2007	8,79	0,12	0,10	25	0,08	60
2008	8,52	0,12	0,10	25	0,08	45
2009	5,34	0,12	0,10	25	0,08	45
2010	14,34	0,12	0,10	25	0,08	45
2011	15,64	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Classique - Mannville, Jurassique						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	1,63	0,10	0,08	25	0,05	60
2004	3,85	0,10	0,08	25	0,05	60
2005	3,10	0,10	0,08	25	0,05	60
2006	5,06	0,10	0,08	25	0,05	60
2007	4,72	0,10	0,08	25	0,05	60
2008	7,35	0,10	0,08	25	0,05	45
2009	1,54	0,10	0,08	25	0,05	45
2010	12,41	0,10	0,08	25	0,05	45
2011	7,62	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Classique - Trias						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	9,09	0,10	0,08	25	0,05	60
2004	11,03	0,10	0,08	25	0,05	60
2005	9,94	0,10	0,08	25	0,05	60
2006	8,40	0,10	0,08	25	0,05	60
2007	5,06	0,10	0,08	25	0,05	60
2008	2,17	0,10	0,08	25	0,05	45
2009	1,98	0,10	0,08	20	0,05	40
2010	2,02	0,10	0,08	25	0,05	60
2011	4,35	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Classique - Dévonien supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	2,87	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	11,24	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	4,25	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	0,54	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	32,19	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	15,01	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	1,84	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	6,27	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	0,02	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Réservoir étanche - Colorado supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	26,80	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	59,88	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	66,08	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	62,79	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	54,93	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	37,76	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	29,33	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	43,88	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	61,72	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Réservoir étanche - Colorado						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	12,63	0,14	0,12	25	0,10	60
2004	8,46	0,14	0,12	25	0,10	60
2005	7,19	0,14	0,12	25	0,10	60
2006	7,13	0,14	0,12	25	0,10	60
2007	23,24	0,14	0,12	25	0,10	60
2008	16,03	0,14	0,12	25	0,10	60
2009	7,58	0,14	0,12	25	0,10	60
2010	9,62	0,14	0,12	25	0,10	60
2011	2,42	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Réservoir étanche - Mannville, Jurassique						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	99,71	0,14	0,12	25	0,10	60
2004	151,10	0,14	0,12	25	0,10	60
2005	188,64	0,14	0,12	25	0,10	60
2006	253,56	0,14	0,12	25	0,10	60
2007	234,18	0,14	0,12	25	0,10	60
2008	265,24	0,14	0,12	25	0,10	60
2009	203,93	0,14	0,12	25	0,10	60
2010	392,63	0,14	0,12	25	0,10	60
2011	463,40	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Réservoir étanche - Trias						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	3,27	0,10	0,08	25	0,05	60
2004	4,89	0,10	0,08	25	0,05	60
2005	8,70	0,10	0,08	25	0,05	60
2006	3,34	0,10	0,08	25	0,05	60
2007	3,15	0,10	0,08	25	0,05	60
2008	8,04	0,10	0,08	25	0,05	60
2009	4,13	0,10	0,08	25	0,05	60
2010	11,02	0,10	0,08	25	0,05	60
2011	17,24	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Réservoir étanche - Montney						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2008	1,24	0,10	0,08	25	0,05	60
2009	11,18	0,10	0,08	25	0,05	60
2010	24,72	0,10	0,08	25	0,05	60
2011	73,02	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de l'Alberta - Classique - Mannville, Dévonien supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	100,07	0,20	0,18	25	0,16	60
2004	98,35	0,20	0,18	25	0,16	60
2005	75,37	0,20	0,18	25	0,16	60
2006	125,18	0,20	0,18	25	0,16	60
2007	111,49	0,20	0,18	25	0,16	60
2008	46,63	0,20	0,18	25	0,16	60
2009	43,12	0,20	0,18	25	0,16	60
2010	44,10	0,20	0,18	25	0,16	60
2011	8,39	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Colorado supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	1,14	0,24	0,22	25	0,20	60
2004	1,66	0,24	0,22	25	0,20	60
2005	2,92	0,24	0,22	25	0,20	60
2006	0,93	0,24	0,22	25	0,20	60
2007	1,47	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	0,22	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	0,41	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	0,95	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	6,52	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Colorado, Mannville supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	1,59	0,22	0,20	25	0,18	60
2004	3,13	0,22	0,20	25	0,18	60
2005	7,00	0,22	0,20	25	0,18	60
2006	5,09	0,22	0,20	25	0,18	60
2007	6,91	0,22	0,20	25	0,18	60
2008	7,96	0,22	0,20	25	0,18	60
2009	4,70	0,22	0,20	25	0,18	60
2010	11,01	0,22	0,20	25	0,18	60
2011	4,33	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Mannville moyen, Mannville inférieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	6,83	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	7,57	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	8,05	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	18,39	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	9,45	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	20,26	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	3,66	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	8,37	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	1,40	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Trias supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	6,38	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	5,55	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	2,88	0,20	0,18	25	0,16	60
2006	9,51	0,20	0,18	25	0,16	60
2007	13,63	0,20	0,18	25	0,16	60
2008	3,57	0,20	0,18	25	0,16	60
2009	5,43	0,20	0,18	25	0,16	60
2010	5,31	0,20	0,18	25	0,16	60
2011	1,30	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Trias inférieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	3,84	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	5,97	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	4,88	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	15,68	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	10,45	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	19,72	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	8,19	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	9,95	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	9,33	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Mississippien						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	20,25	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	36,70	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	34,97	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	21,66	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	11,67	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	23,74	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	18,76	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	13,90	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	6,92	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Dévonien supérieur, Dévonien moyen						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	1,41	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	3,54	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	3,40	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	1,97	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	0,65	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	1,16	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	0,44	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	0,93	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	7,10	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Réservoir étanche - Trias						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	0,45	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	2,57	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	3,20	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	8,52	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	11,43	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	25,02	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	1,60	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	6,74	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	1,69	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Réservoir étanche - Trias inférieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	2,16	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	1,64	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	2,66	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	5,29	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	4,96	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	0,09	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	0,82	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	19,03	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	6,34	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Nord-ouest de l'Alberta - Classique - Mannville						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	27,24	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	30,48	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	25,29	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	32,65	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	14,34	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	56,64	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	11,00	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	3,20	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	0,00	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Nord-ouest de l'Alberta - Classique - Mississippien						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	8,70	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	8,41	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	14,73	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	12,37	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	5,91	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	20,82	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	1,40	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	0,96	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	0,06	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Nord-ouest de l'Alberta - Classique - Dévonien supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	21,88	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	19,83	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	7,94	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	12,90	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	6,06	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	6,81	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	8,63	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	2,92	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	0,29	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Nord-ouest de l'Alberta - Classique - Dévonien moyen						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	1,38	0,22	0,20	25	0,18	60
2004	1,98	0,22	0,20	25	0,18	60
2005	1,86	0,22	0,20	25	0,18	60
2006	1,45	0,22	0,20	25	0,18	60
2007	3,14	0,22	0,20	25	0,18	60
2008	2,19	0,22	0,20	25	0,18	60
2009	4,93	0,22	0,20	25	0,18	60
2010	3,03	0,22	0,20	25	0,18	60
2011	1,79	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (C.-B.) - Classique - Colorado						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	2,50	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	24,44	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	10,50	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	0,24	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	0,08	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	0,43	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	0,05	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	2,02	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (C.-B.) - Classique - Trias inférieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2004	1,42	40513,00	0,16	0	25,00	0
2005	35,84	40513,00	0,16	0	25,00	0
2006	13,35	40513,00	0,16	0	25,00	0
2007	40,27	40513,00	0,16	0	25,00	0
2008	26,16	40513,00	0,16	0	25,00	0
2009	18,74	40513,00	0,16	0	25,00	0
2010	30,56	40513,00	0,16	0	25,00	0
2011	24,49	40513,00	0,16	0	25,00	0

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (C.-B.) - Réservoir étanche - Colorado						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	18,76	0,10	0,08	25	0,05	60
2004	7,04	0,10	0,08	25	0,05	60
2005	4,75	0,10	0,08	25	0,05	60
2006	24,70	0,10	0,08	25	0,05	60
2007	101,41	0,10	0,08	25	0,05	60
2008	34,24	0,10	0,08	25	0,05	60
2009	182,48	0,10	0,08	25	0,05	60
2010	0,03	0,10	0,08	25	0,05	60
2011	48,06	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (C.B.) - Réservoir étanche - Mannville						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	3,14	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	3,58	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	3,96	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	50,76	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	23,80	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	33,23	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	25,41	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	54,22	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	67,64	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (C.B.) - Réservoir étanche - Montney						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2006	48,17	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	0,71	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	14,64	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	40,53	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	62,94	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	240,43	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Fort St. John - Classique - Mannville						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	28,88	0,22	0,20	25	0,18	60
2004	90,02	0,22	0,20	25	0,18	60
2005	78,52	0,22	0,20	25	0,18	60
2006	218,88	0,22	0,20	25	0,18	60
2007	120,68	0,22	0,20	25	0,18	60
2008	133,85	0,22	0,20	25	0,18	60
2009	43,36	0,22	0,20	25	0,18	60
2010	68,45	0,22	0,20	25	0,18	60
2011	7,25	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Fort St. John - Classique - Trias						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	10,64	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	16,28	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	13,66	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	73,91	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	64,94	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	72,12	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	40,25	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	45,41	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	28,52	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Fort St. John - Classique - Permien, Mississippien						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	0,29	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	0,19	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	0,19	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	12,31	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	30,68	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	19,30	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	27,38	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	8,81	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	9,15	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Fort St. John - Classique - Dévonien supérieur, Dévonien moyen						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	37,59	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	8,07	0,14	0,12	25	0,10	60
2005	3,28	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	5,35	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	3,18	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0
2009	4,84	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	11,15	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	1,91	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Fort St. John - Réservoir étanche - Montney						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2006	17,57	0,22	0,20	25	0,18	60
2007	61,65	0,22	0,20	25	0,18	60
2008	128,45	0,22	0,20	25	0,18	60
2009	304,89	0,22	0,20	25	0,18	60
2010	631,07	0,22	0,20	25	0,18	60
2011	258,23	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de la C.-B. - Classique - Mannville inférieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2005	3,15	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	23,09	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0
2008	5,70	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0
2010	0,01	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0
2009	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0
2010	0,00	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de la C.-B. - Classique - Permien, Mississippien						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	2,81	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	7,35	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	14,05	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	5,25	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	6,20	0,10	0,08	25	0,05	60
2008	1,82	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	1,34	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	0,96	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	1,53	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de la C.-B. - Classique - Dévonien supérieur, Dévonien moyen						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	42,90	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	14,26	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	87,68	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	36,96	0,10	0,08	25	0,05	60
2007	21,44	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	10,73	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	1,11	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	21,41	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	5,09	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de la C.B. - Réservoir étanche - Dévonien supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	52,73	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	67,85	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	56,31	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	77,43	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	67,10	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	81,37	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	45,88	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	41,81	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	55,18	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de la C.B. - Schiste - Horn River						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2006	0,12	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	0,25	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	17,27	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	55,98	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	97,52	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	168,59	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de la C.B. - Schiste - Horn River						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2010	2,32	0,16	0,14	20	0,12	60
2011	14,21	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Piémonts de la C.B. - Classique - Colorado, Mannville						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2004	1,76	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	6,25	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	4,25	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	8,42	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	7,65	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	11,97	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	3,59	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	3,61	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Piémonts de la C.B. - Classique - Trias, Permien, Mississippien						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	54,30	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	56,10	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	79,66	0,10	0,08	25	0,05	60
2006	166,81	0,14	0,12	25	0,10	60
2007	83,43	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	163,77	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	94,62	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	12,91	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	32,84	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Piémonts de la C.-B. - Réservoir étanche - Montney						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2004	2,52	0,10	0,08	25	0,05	60
2005	6,28	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0
2007	7,08	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0
2009	8,70	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	53,95	0,16	0,14	25	0,12	60
2011	84,95	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Sud-ouest de la Saskatchewan - Réservoir étanche - Colorado supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	55,53	0,14	0,12	25	0,05	60
2004	51,18	0,14	0,12	25	0,05	60
2005	44,55	0,14	0,12	25	0,05	60
2006	31,51	0,14	0,12	25	0,05	60
2007	36,05	0,14	0,12	25	0,05	60
2008	39,66	0,14	0,12	25	0,05	60
2009	24,02	0,14	0,12	25	0,05	60
2010	72,25	0,14	0,12	25	0,05	60
2011	4,85	0,14	0,12	25	0,05	60

Groupe de ressources - Gaz - Ouest de la Saskatchewan - Classique - Colorado						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	3,89	0,14	0,12	25	0,05	60
2004	8,37	0,14	0,12	25	0,05	60
2005	9,63	0,14	0,12	25	0,05	60
2006	7,91	0,14	0,12	25	0,05	60
2007	5,91	0,14	0,12	25	0,05	60
2008	5,58	0,14	0,12	25	0,05	60
2009	3,39	0,14	0,12	25	0,05	60
2010	0,46	0,14	0,12	25	0,05	60
2011	0,53	0,14	0,12	25	0,05	60

Groupe de ressources - Gaz - Ouest de la Saskatchewan - Classique - Mannville moyen, Mannville inférieur, Mississippien						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. En Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	7,55	0,14	0,12	25	0,05	60
2004	9,75	0,14	0,12	25	0,05	60
2005	8,40	0,14	0,12	25	0,05	60
2006	11,40	0,14	0,12	25	0,05	60
2007	12,54	0,14	0,12	25	0,05	60
2008	4,08	0,14	0,12	25	0,05	60
2009	5,01	0,14	0,12	25	0,05	60
2010	7,85	0,14	0,12	25	0,05	60
2011	3,46	0,14	0,12	25	0,05	60

A4 Paramètres de diminution selon les regroupements de raccords gaziers futurs

Groupe de ressources - Gaz - MH Alberta - Mannville										
Année de raccordement	Production maximale Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
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

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

Groupe de ressources - Gaz - MH Alberta - Autre										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2004	0,06	0,60	0,30	7	0,20	20	0,10	45	0,05	90
2005	0,05	0,50	0,30	7	0,16	20	0,10	45	0,05	90
2006	0,06	0,80	0,30	7	0,14	20	0,05	45	0,05	90
2007	0,07	0,75	0,35	7	0,16	20	0,05	45	0,05	90
2008	0,05	0,50	0,22	7	0,11	20	0,05	45	0,05	90
2009	0,03	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	0,03	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	0,16	45	0,12	90
2013	0,02	0,55	0,35	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Sud de l'Alberta - Classique - Tertiaire, Crétacé supérieur, Colorado supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,06	0,40	0,20	15	0,18	30	0,16	55	0,12	90
2004	0,10	0,85	0,45	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2005	0,05	0,70	0,45	7	0,22	20	0,18	45	0,12	90
2006	0,06	1,05	0,37	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2007	0,06	0,60	0,42	7	0,18	20	0,16	45	0,12	90
2008	0,08	0,62	0,45	10	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,06	0,80	0,45	8	0,25	20	0,18	45	0,12	90
2010	0,09	0,85	0,44	7	0,25	20	0,18	45	0,12	90
2011	0,07	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,08	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,08	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,08	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,08	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources – Gaz – Sud de l'Alberta – Classique – Colorado										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,18	1,15	0,85	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2004	0,19	1,15	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2005	0,17	0,85	0,60	10	0,50	20	0,25	45	0,12	90
2006	0,12	1,45	0,65	7	0,30	30	0,20	50	0,12	90
2007	0,10	0,80	0,62	10	0,20	20	0,20	45	0,12	90
2008	0,09	0,95	0,50	7	0,15	20	0,12	45	0,12	90
2009	0,10	1,15	0,65	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2010	0,18	0,95	0,45	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2011	0,18	0,95	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,18	0,95	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,18	0,95	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,18	0,95	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,18	0,95	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources – Gaz – Sud de l'Alberta – Classique – Mannville										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,25	0,50	0,45	7	0,42	20	0,20	45	0,12	90
2004	0,26	0,70	0,55	7	0,38	20	0,20	45	0,12	90
2005	0,22	0,55	0,65	7	0,45	20	0,20	45	0,12	90
2006	0,19	0,70	0,60	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2007	0,18	0,70	0,45	7	0,35	20	0,20	45	0,12	90
2008	0,26	0,70	0,50	10	0,28	20	0,20	45	0,12	90
2009	0,21	0,85	0,35	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,24	0,95	0,55	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2011	0,25	1,30	0,60	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,21	1,30	0,60	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,21	1,30	0,60	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,21	1,30	0,60	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,21	1,30	0,60	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Sud de l'Alberta - Réservoir étanche - Colorado supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,06	0,60	0,35	7	0,18	20	0,16	45	0,12	90
2004	0,07	0,65	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2005	0,06	0,80	0,35	7	0,22	20	0,12	45	0,12	90
2006	0,06	0,85	0,38	7	0,22	20	0,12	45	0,12	90
2007	0,07	0,80	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2008	0,06	0,90	0,37	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,06	0,75	0,43	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,07	0,65	0,45	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,06	0,60	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,12	90
2012	0,06	0,60	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,12	90
2013	0,06	0,60	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,12	90
2014	0,06	0,60	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,12	90
2015	0,06	0,60	0,40	7	0,25	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 ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,14	0,95	0,40	7	0,21	20	0,18	45	0,12	90
2004	0,15	1,25	0,45	7	0,33	20	0,20	45	0,12	90
2005	0,12	1,25	0,45	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,10	1,00	0,45	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2007	0,11	1,30	0,55	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2008	0,10	1,25	0,55	7	0,27	20	0,18	45	0,12	90
2009	0,08	0,80	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,06	0,95	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,05	0,60	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,09	1,05	0,45	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,09	1,05	0,45	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,09	1,05	0,45	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,09	1,05	0,45	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources – Gaz – Sud-ouest de l'Alberta – Classique – Colorado

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,15	0,30	0,40	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2004	0,15	0,65	0,70	7	0,50	20	0,25	45	0,12	90
2005	0,10	0,95	0,40	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,17	1,45	0,65	7	0,35	20	0,20	45	0,12	90
2007	0,20	1,05	0,65	7	0,35	20	0,20	45	0,12	90
2008	0,20	1,05	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,09	1,95	0,70	7	0,37	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,25	1,65	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,06	0,80	0,40	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,06	0,95	0,40	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,06	0,95	0,40	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,06	0,95	0,40	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,06	0,95	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 ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,47	0,20	0,25	7	0,65	20	0,33	45	0,12	90
2004	0,31	0,85	0,65	7	0,25	20	0,14	45	0,12	90
2005	0,44	1,15	0,75	7	0,40	20	0,20	45	0,12	90
2006	0,31	0,85	0,80	7	0,43	20	0,20	45	0,12	90
2007	0,34	0,75	0,58	7	0,45	20	0,35	45	0,12	90
2008	0,35	0,75	0,45	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,42	1,05	0,45	7	0,32	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,36	1,45	0,70	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,68	0,40	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,10	1,05	0,60	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,10	1,05	0,60	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,10	1,05	0,60	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,10	1,05	0,60	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources – Gaz – Sud-ouest de l'Alberta – Classique – Jurassique, Mississippien

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,35	0,75	0,70	7	0,20	20	0,12	45	0,12	90
2004	0,26	0,65	0,60	7	0,22	20	0,14	45	0,12	90
2005	0,39	1,35	0,83	7	0,27	20	0,14	45	0,12	90
2006	0,17	1,45	1,25	7	0,75	20	0,25	45	0,12	90
2007	0,25	1,05	0,78	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2008	0,54	1,05	0,95	7	0,65	20	0,25	45	0,12	90
2009	0,58	0,80	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,28	0,60	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,17	1,45	0,50	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,34	1,45	0,50	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,34	1,45	0,50	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,34	1,45	0,50	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,34	1,45	0,50	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources – Gaz – Sud-ouest de l'Alberta – Classique – Dévonien supérieur

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	1,50	0,65	0,50	7	0,35	20	0,25	45	0,12	90
2004	0,87	0,65	0,20	7	0,16	20	0,14	45	0,12	90
2005	0,07	0,30	0,20	7	0,18	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,30	0,70	0,45	7	0,40	20	0,20	45	0,12	90
2007	0,39	0,85	0,55	7	0,25	20	0,12	45	0,12	90
2008	0,18	1,20	0,85	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,23	0,65	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,14	0,75	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,02	0,95	0,55	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,03	0,95	0,55	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,03	0,95	0,55	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,03	0,95	0,55	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,03	0,95	0,55	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 ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,07	0,85	0,40	7	0,22	20	0,14	45	0,12	90
2004	0,13	0,85	0,55	7	0,50	20	0,16	45	0,12	90
2005	0,08	1,65	0,40	7	0,27	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,04	1,25	0,35	7	0,28	20	0,12	45	0,12	90
2007	0,10	1,35	0,62	7	0,25	20	0,18	45	0,12	90
2008	0,06	1,05	0,75	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,20	1,65	0,65	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,13	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	0,05	1,25	0,60	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,05	1,25	0,60	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,05	1,25	0,60	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,05	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 ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,15	0,65	0,35	7	0,22	20	0,18	45	0,12	90
2004	0,25	1,10	0,50	7	0,45	20	0,16	45	0,12	90
2005	0,14	0,75	0,55	7	0,35	20	0,20	45	0,12	90
2006	0,09	1,45	0,60	7	0,25	20	0,12	45	0,12	90
2007	0,34	1,20	0,55	7	0,32	20	0,16	45	0,12	90
2008	0,68	1,95	0,80	7	0,40	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,48	1,00	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,19	1,20	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,12	0,95	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,12	0,95	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,12	0,95	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,12	0,95	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,12	0,95	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Sud-ouest de l'Alberta - Étanche - Mannville inférieur

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,48	0,45	0,25	7	0,20	20	0,12	45	0,12	90
2004	0,43	0,35	0,20	7	0,18	20	0,16	45	0,12	90
2005	0,53	0,95	0,45	7	0,16	20	0,14	45	0,12	90
2006	0,73	0,75	0,45	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2007	0,46	0,75	0,45	7	0,30	20	0,12	45	0,12	90
2008	0,30	0,60	0,42	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,28	0,75	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,44	0,95	0,45	7	0,30	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	0,16	0,75	0,45	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,16	0,75	0,45	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,16	0,75	0,45	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,16	0,75	0,45	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Sud des piémonts - Classique - Mississippien, Dévonien supérieur

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	1,38	0,55	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2004	2,56	0,25	0,20	7	0,18	20	0,16	45	0,12	90
2005	1,24	0,40	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2006	1,99	0,65	0,30	7	0,16	20	0,12	45	0,12	90
2007	1,60	0,40	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2008	1,64	0,25	0,20	7	0,18	20	0,16	45	0,12	90
2009	5,20	0,40	0,25	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,01	0,40	0,30	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	1,60	0,40	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2013	1,60	0,40	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2014	1,60	0,40	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	1,60	0,40	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources – Gaz – Est de l'Alberta – Classique – Crétacé supérieur, Colorado supérieur

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,09	0,75	0,45	7	0,32	20	0,20	45	0,12	90
2004	0,08	1,05	0,35	7	0,30	20	0,25	45	0,12	90
2005	0,07	0,95	0,40	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,04	0,90	0,45	7	0,21	20	0,16	45	0,12	90
2007	0,04	0,70	0,43	7	0,25	20	0,20	45	0,12	90
2008	0,05	0,66	0,40	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,07	0,65	0,35	10	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,11	0,95	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,12	1,45	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,07	1,45	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,07	1,45	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,07	1,45	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,07	1,45	0,60	7	0,30	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 ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,17	0,85	0,48	7	0,32	20	0,20	45	0,12	90
2004	0,15	0,95	0,50	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2005	0,14	0,90	0,50	7	0,32	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,13	0,70	0,45	7	0,36	20	0,25	45	0,12	90
2007	0,14	0,90	0,55	7	0,35	20	0,25	45	0,12	90
2008	0,14	0,85	0,50	7	0,31	20	0,20	45	0,12	90
2009	0,16	1,05	0,41	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2010	0,13	1,10	0,69	7	0,35	20	0,20	45	0,12	90
2011	0,12	1,25	0,65	7	0,35	20	0,20	45	0,12	90
2012	0,09	0,95	0,50	7	0,35	20	0,20	45	0,12	90
2013	0,09	0,95	0,50	7	0,35	20	0,20	45	0,12	90
2014	0,09	0,95	0,50	7	0,35	20	0,20	45	0,12	90
2015	0,09	0,95	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 ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,05	0,65	0,48	7	0,18	20	0,14	45	0,12	90
2004	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2005	0,05	0,80	0,50	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,05	0,75	0,40	7	0,25	20	0,20	45	0,12	90
2007	0,03	1,20	0,35	7	0,20	20	0,12	45	0,12	90
2008	0,05	1,25	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,12	90
2009	0,04	1,75	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,03	0,75	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,05	0,70	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,03	0,70	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,03	0,70	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,03	0,70	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,03	0,70	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Est de l'Alberta - Schiste - Duvernay

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2012	3,00	0,85	0,40	7	0,20	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

Groupe de ressources - Gaz - Centre de l'Alberta - Classique - Tertiaire, Crétacé supérieur

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,14	0,75	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2004	0,13	0,75	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2005	0,11	0,95	0,52	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,08	0,75	0,46	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2007	0,11	0,65	0,42	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2008	0,10	0,72	0,47	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,09	1,00	0,47	7	0,23	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,09	1,25	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,09	0,95	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,08	0,95	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,08	0,95	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,08	0,95	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,08	0,95	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre de l'Alberta - Classique - Colorado

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,11	0,65	0,48	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2004	0,20	1,15	0,55	7	0,27	20	0,16	45	0,12	90
2005	0,16	1,15	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,09	0,75	0,43	7	0,25	20	0,12	45	0,12	90
2007	0,13	0,50	0,37	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2008	0,11	0,70	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,14	1,25	0,65	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,14	1,25	0,70	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,09	1,15	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,11	1,15	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,11	1,15	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,11	1,15	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,11	1,15	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre de l'Alberta - Classique - Mannville

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,31	0,85	0,60	7	0,40	20	0,20	45	0,12	90
2004	0,29	0,85	0,58	7	0,33	20	0,30	45	0,12	90
2005	0,24	0,85	0,53	7	0,35	20	0,25	45	0,12	90
2006	0,24	0,60	0,50	7	0,43	20	0,25	45	0,12	90
2007	0,24	0,80	0,55	7	0,38	20	0,20	45	0,12	90
2008	0,20	0,95	0,60	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,20	0,75	0,52	7	0,40	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,21	1,35	0,85	7	0,45	20	0,20	45	0,12	90
2011	0,21	1,15	0,65	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,19	1,15	0,65	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,18	1,15	0,65	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,18	1,15	0,65	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,18	1,15	0,65	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 ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,57	0,85	0,40	7	0,26	20	0,23	45	0,12	90
2004	0,41	0,40	0,30	7	0,50	20	0,40	45	0,12	90
2005	0,30	1,15	0,65	7	0,25	20	0,20	45	0,12	90
2006	0,20	1,20	0,60	7	0,33	20	0,20	45	0,12	90
2007	0,28	0,95	0,55	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2008	0,21	0,80	0,60	7	0,20	25	0,16	50	0,12	90
2009	0,12	1,25	0,45	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2010	0,04	0,95	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,22	0,70	0,45	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2012	0,07	0,95	0,45	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2013	0,07	0,95	0,45	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2014	0,07	0,95	0,45	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2015	0,07	0,95	0,45	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 ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,20	0,65	0,40	7	0,18	20	0,14	45	0,12	90
2004	0,24	1,15	0,60	7	0,22	20	0,14	45	0,12	90
2005	0,23	1,15	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,12	90
2006	0,13	0,65	0,35	7	0,12	20	0,12	45	0,12	90
2007	0,21	0,95	0,50	7	0,22	20	0,12	45	0,12	90
2008	0,15	0,95	0,35	7	0,20	20	0,12	45	0,12	90
2009	0,12	1,00	0,35	7	0,30	20	0,12	45	0,12	90
2010	0,85	0,80	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,12	90
2011	0,07	1,25	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,09	1,25	0,60	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,09	1,25	0,60	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,09	1,25	0,60	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,09	1,25	0,60	7	0,22	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 ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,23	0,45	0,30	7	0,22	20	0,20	45	0,12	90
2004	0,47	1,20	0,55	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2005	0,20	0,65	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,40	1,15	0,43	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2007	0,26	0,65	0,35	7	0,28	20	0,20	45	0,12	90
2008	0,43	0,95	0,65	7	0,55	20	0,20	45	0,12	90
2009	0,56	1,25	0,45	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,29	1,25	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,22	1,25	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,40	1,25	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,40	1,25	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,40	1,25	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,40	1,25	0,60	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 ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2012	3,50	2,25	0,80	6	0,40	20	0,20	45	0,12	100
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

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

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2012	3,00	0,85	0,40	7	0,20	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

Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Classique - Tertiaire

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,17	0,65	0,40	7	0,27	20	0,20	45	0,12	90
2004	0,14	0,65	0,42	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2005	0,11	0,65	0,47	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,12	0,70	0,40	7	0,32	20	0,20	45	0,12	90
2007	0,12	0,60	0,40	7	0,28	20	0,16	45	0,12	90
2008	0,13	0,55	0,42	7	0,32	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,18	0,72	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,20	1,10	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,23	0,75	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,17	0,75	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,16	0,75	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,15	0,75	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,14	0,75	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Classique - Crétacé supérieur, Colorado supérieur

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,34	0,75	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2004	0,27	0,65	0,40	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2005	0,22	0,95	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,20	0,85	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2007	0,26	0,45	0,30	7	0,26	20	0,16	45	0,12	90
2008	0,29	0,50	0,35	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,30	0,60	0,30	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,64	1,15	0,45	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2011	0,86	1,25	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,73	1,25	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,73	1,25	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,73	1,25	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,73	1,25	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Classique - Mannville

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,43	0,95	0,40	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2004	0,38	0,65	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,12	90
2005	0,40	0,95	0,45	7	0,37	20	0,12	45	0,12	90
2006	0,13	0,60	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,12	90
2007	0,34	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,12	90
2008	0,32	0,65	0,40	7	0,16	20	0,12	45	0,12	90
2009	0,06	0,60	0,45	7	0,25	20	0,12	45	0,12	90
2010	1,14	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,12	90
2011	0,11	0,75	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,20	0,75	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,20	0,75	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,20	0,75	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,20	0,75	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Classique - Mannville inférieur, Jurassique

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,56	0,85	0,34	7	0,23	20	0,14	45	0,12	90
2004	0,33	0,50	0,35	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2005	0,50	0,65	0,42	7	0,35	20	0,14	45	0,12	90
2006	0,43	1,10	0,50	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2007	0,39	0,90	0,43	7	0,27	20	0,14	45	0,12	90
2008	0,40	0,60	0,42	7	0,28	20	0,14	45	0,12	90
2009	0,56	0,55	0,45	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,82	0,85	0,55	7	0,30	20	0,14	45	0,12	90
2011	1,30	0,75	0,45	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2012	1,55	0,75	0,45	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2013	1,55	0,75	0,45	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2014	1,55	0,75	0,45	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2015	1,55	0,75	0,45	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Classique - Mississippien

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,44	0,55	0,35	7	0,38	20	0,16	45	0,12	90
2004	0,44	0,88	0,42	7	0,23	20	0,12	45	0,12	90
2005	0,58	0,20	0,27	7	0,40	20	0,20	45	0,12	90
2006	0,64	0,85	0,45	7	0,33	20	0,20	45	0,12	90
2007	0,42	0,50	0,35	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2008	0,23	1,15	0,35	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,41	0,70	0,35	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,22	1,25	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,53	1,45	0,65	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,24	1,25	0,45	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,24	1,25	0,45	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,24	1,25	0,45	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,24	1,25	0,45	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Classique - Dévonien supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,90	0,45	0,35	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2004	1,00	0,10	0,12	7	0,20	20	0,14	45	0,12	90
2005	0,77	0,35	0,25	7	0,16	20	0,14	45	0,12	90
2006	0,36	1,25	0,60	7	0,40	20	0,16	45	0,12	90
2007	1,34	0,40	0,27	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2008	0,72	1,25	0,65	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,57	1,25	0,80	9	0,45	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,66	1,25	0,65	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,19	1,25	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,22	1,25	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,22	1,25	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,22	1,25	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,22	1,25	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Réservoir étanche - Colorado										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,34	0,95	0,40	7	0,23	20	0,14	45	0,12	90
2004	0,28	0,20	0,16	7	0,10	20	0,08	45	0,12	90
2005	0,33	0,95	0,50	7	0,12	20	0,08	45	0,12	90
2006	0,56	0,75	0,35	7	0,22	20	0,20	45	0,12	90
2007	0,34	0,75	0,43	7	0,25	20	0,12	45	0,12	90
2008	0,72	0,75	0,60	7	0,28	25	0,16	45	0,12	90
2009	0,93	1,00	0,25	7	0,16	20	0,14	45	0,12	90
2010	0,34	0,65	0,40	7	0,25	20	0,14	45	0,12	90
2011	0,40	1,25	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,40	0,75	0,40	7	0,25	20	0,14	45	0,12	90
2013	0,40	0,75	0,40	7	0,25	20	0,14	45	0,12	90
2014	0,40	0,75	0,40	7	0,25	20	0,14	45	0,12	90
2015	0,40	0,75	0,40	7	0,25	20	0,14	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Réservoir étanche - Mannville										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,39	0,65	0,40	7	0,25	20	0,14	45	0,12	90
2004	0,41	0,85	0,35	7	0,22	20	0,14	45	0,12	90
2005	0,36	0,65	0,35	7	0,23	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,44	1,00	0,45	7	0,21	20	0,16	45	0,12	90
2007	0,38	1,00	0,32	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2008	0,44	0,85	0,55	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,57	0,75	0,52	7	0,35	20	0,20	45	0,12	90
2010	0,89	1,15	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2011	1,19	1,05	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2012	1,29	1,05	0,45	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2013	1,29	1,05	0,45	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2014	1,29	1,05	0,45	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2015	1,29	1,05	0,45	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Réservoir étanche - Montney										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2012	3,50	2,25	0,80	6	0,40	20	0,20	45	0,12	100
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

Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Schiste - Duvernay										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2012	3,00	0,85	0,40	7	0,20	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

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Classique - Colorado supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,94	0,65	0,40	7	0,22	20	0,14	45	0,12	90
2004	1,00	0,50	0,35	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2005	0,58	0,40	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,59	0,85	0,37	7	0,20	20	0,12	45	0,12	90
2007	0,48	1,25	0,35	7	0,18	20	0,12	45	0,12	90
2008	1,11	1,25	0,35	6	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2009	1,30	0,90	0,55	7	0,28	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,73	1,20	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,88	1,05	0,50	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,14	1,05	0,50	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,14	1,05	0,50	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,14	1,05	0,50	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,14	1,05	0,50	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Classique - Colorado, Mannville										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	1,28	0,60	0,30	7	0,27	20	0,20	45	0,12	90
2004	1,15	0,60	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2005	0,54	0,70	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,81	0,50	0,40	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2007	1,12	1,25	0,65	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2008	1,76	1,05	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,95	0,85	0,35	7	0,18	20	0,16	45	0,12	90
2010	1,28	0,65	0,35	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2011	1,28	0,65	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2012	1,72	0,65	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2013	1,72	0,65	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2014	1,72	0,65	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2015	1,72	0,65	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Classique - Jurassique, Trias, Permien										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	4,71	0,40	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2004	2,80	0,40	0,25	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2005	2,28	0,65	0,50	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2006	3,67	0,60	0,45	7	0,25	20	0,12	45	0,12	90
2007	3,02	1,10	0,60	7	0,32	20	0,12	45	0,12	90
2008	2,88	0,95	0,55	7	0,30	20	0,12	45	0,12	90
2009	2,13	0,40	0,35	7	0,23	20	0,16	45	0,12	90
2010	1,73	1,00	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2011	2,40	0,95	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2012	1,67	0,95	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2013	1,67	0,95	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2014	1,67	0,95	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2015	1,67	0,95	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Classique - Mississippien										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	3,14	0,45	0,20	7	0,12	20	0,10	45	0,12	90
2004	2,33	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,12	90
2005	2,21	0,75	0,35	7	0,16	20	0,12	45	0,12	90
2006	1,72	0,35	0,25	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2007	2,60	0,40	0,30	7	0,25	20	0,20	45	0,12	90
2008	3,59	0,75	0,35	7	0,18	25	0,16	45	0,12	90
2009	4,48	0,75	0,45	10	0,30	25	0,16	45	0,12	90
2010	3,60	0,85	0,16	7	0,14	20	0,12	45	0,12	90
2011	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,12	0
2012	3,60	0,85	0,16	7	0,14	20	0,12	45	0,12	90
2013	3,60	0,85	0,16	7	0,14	20	0,12	45	0,12	90
2014	3,60	0,85	0,16	7	0,14	20	0,12	45	0,12	90
2015	3,60	0,85	0,16	7	0,14	20	0,12	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Classique - Dévonien supérieur, Dévonien moyen										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	2,16	0,10	0,30	7	0,12	20	0,10	45	0,12	90
2004	1,85	0,20	0,25	7	0,16	20	0,14	45	0,12	90
2005	10,08	0,15	0,18	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2006	3,37	0,40	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,12	90
2007	1,59	1,00	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,12	90
2008	1,32	0,70	0,45	7	0,20	20	0,12	45	0,12	90
2009	1,05	0,75	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,12	90
2010	0,94	0,85	0,40	7	0,12	20	0,12	45	0,12	90
2011	2,34	0,85	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,12	90
2012	1,44	0,85	0,50	7	0,20	20	0,12	45	0,12	90
2013	1,44	0,85	0,50	7	0,20	20	0,12	45	0,12	90
2014	1,44	0,85	0,50	7	0,20	20	0,12	45	0,12	90
2015	1,44	0,85	0,50	7	0,20	20	0,12	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Réservoir étanche - Colorado										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	1,63	0,65	0,50	7	0,35	20	0,20	45	0,12	90
2006	0,19	0,55	0,12	7	0,12	20	0,12	45	0,12	90
2007	1,03	1,55	0,60	7	0,28	20	0,18	45	0,12	90
2008	0,60	0,48	0,38	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2009	1,09	1,25	0,45	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	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2012	0,90	0,65	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,90	0,65	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,90	0,65	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,90	0,65	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Réservoir étanche - Mannville										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	1,30	2,08	0,73	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2004	1,09	2,95	0,65	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2005	0,24	0,60	0,35	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2006	4,50	1,65	0,75	7	0,45	20	0,12	45	0,12	90
2007	0,47	1,55	0,40	7	0,12	20	0,12	45	0,12	90
2008	0,25	1,45	0,60	7	0,23	20	0,16	45	0,12	90
2009	1,78	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	7,68	1,45	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2012	2,17	1,45	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2013	2,17	1,45	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2014	2,17	1,45	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2015	2,17	1,45	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Réservoir étanche - Jurassique										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2006	0,90	0,85	0,55	7	0,20	20	0,14	45	0,12	90
2007	1,06	0,85	0,50	7	0,18	20	0,16	45	0,12	90
2008	3,01	0,85	0,35	7	0,18	25	0,16	45	0,12	90
2009	1,86	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	2,20	0,85	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2012	2,97	0,85	0,45	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2013	2,97	0,85	0,45	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2014	2,97	0,85	0,45	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	2,97	0,85	0,45	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Réservoir étanche - Montney										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2012	3,50	0,85	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2013	3,50	0,85	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2014	3,50	0,85	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2015	3,50	0,85	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Schiste - Duvernay										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2012	3,00	0,85	0,40	7	0,20	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

Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Classique - Colorado										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,40	1,10	0,55	7	0,33	20	0,20	45	0,12	90
2004	0,44	1,40	0,60	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2005	0,48	0,85	0,77	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,39	1,25	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2007	0,39	1,25	0,43	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2008	0,46	1,15	0,30	7	0,12	20	0,12	45	0,12	90
2009	0,61	0,85	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,50	0,95	0,60	7	0,50	20	0,20	45	0,12	90
2011	0,16	0,85	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,22	0,85	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,22	0,85	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,22	0,85	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,22	0,85	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Classique - Mannville, Jurassique										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,57	0,90	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2004	0,47	0,50	0,55	7	0,43	20	0,20	45	0,12	90
2005	0,61	1,05	0,63	7	0,27	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,56	1,15	0,50	7	0,32	20	0,20	45	0,12	90
2007	0,52	0,55	0,45	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2008	0,65	1,30	0,35	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,64	0,86	0,52	7	0,27	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,38	0,99	0,65	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,31	1,45	0,60	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,35	0,95	0,60	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,35	0,95	0,60	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,35	0,95	0,60	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,35	0,95	0,60	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Classique - Trias										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,93	0,50	0,35	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2004	1,09	1,25	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2005	0,92	0,70	0,45	7	0,28	20	0,20	45	0,12	90
2006	0,85	1,90	0,55	7	0,30	20	0,27	45	0,12	90
2007	0,82	0,85	0,50	7	0,35	20	0,20	45	0,12	90
2008	0,54	0,40	0,25	7	0,20	20	0,12	45	0,12	90
2009	0,73	0,30	0,25	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,31	1,25	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2011	1,27	0,65	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,35	0,65	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,35	0,65	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,35	0,65	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,35	0,65	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Classique - Dévonien supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	1,25	0,65	0,35	7	0,12	20	0,12	45	0,12	90
2004	0,03	0,95	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2005	0,05	0,65	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,96	0,90	0,65	7	0,45	20	0,20	45	0,12	90
2007	0,66	0,75	0,40	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2008	0,40	0,65	0,40	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,97	1,15	0,75	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,68	0,85	0,60	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,24	0,65	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,24	0,65	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,24	0,65	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,24	0,65	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,24	0,65	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Réservoir étanche - Colorado, Mannville										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,51	0,55	0,30	7	0,40	20	0,16	45	0,12	90
2004	0,50	0,85	0,40	7	0,18	20	0,16	45	0,12	90
2005	0,50	0,90	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,56	0,95	0,45	7	0,28	20	0,18	45	0,12	90
2007	0,54	0,75	0,50	7	0,33	20	0,20	45	0,12	90
2008	0,50	1,10	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2009	1,03	0,90	0,67	7	0,42	20	0,20	45	0,12	90
2010	1,17	1,35	0,62	7	0,40	20	0,16	45	0,12	90
2011	1,18	1,15	0,65	7	0,40	20	0,16	45	0,12	90
2012	1,19	1,15	0,65	7	0,40	20	0,16	45	0,12	90
2013	1,19	1,15	0,65	7	0,40	20	0,16	45	0,12	90
2014	1,19	1,15	0,65	7	0,40	20	0,16	45	0,12	90
2015	1,19	1,15	0,65	7	0,40	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Réservoir étanche - Trias										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,80	0,75	0,60	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2004	0,75	0,95	0,60	7	0,27	20	0,14	45	0,12	90
2005	0,74	1,05	0,47	7	0,25	20	0,14	45	0,12	90
2006	0,60	0,85	0,48	7	0,20	20	0,12	45	0,12	90
2007	0,52	0,75	0,50	7	0,30	20	0,18	45	0,12	90
2008	0,30	1,25	0,52	7	0,30	25	0,14	45	0,12	90
2009	0,32	0,60	0,40	7	0,30	20	0,14	45	0,12	90
2010	0,66	1,25	0,60	7	0,30	20	0,14	45	0,12	90
2011	0,93	1,25	0,65	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,40	0,95	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,40	0,95	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,40	0,95	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,40	0,95	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Kaybob- Réservoir étanche - Montney										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2012	3,50	0,85	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,05	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

Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Schiste - Duvernay										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2012	3,00	0,85	0,40	7	0,20	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

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Classique - Crétacé supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,52	1,15	0,48	7	0,23	20	0,14	45	0,12	90
2004	0,36	0,40	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2005	0,35	0,65	0,40	7	0,20	20	0,14	45	0,12	90
2006	0,28	0,65	0,30	7	0,18	20	0,12	45	0,12	90
2007	0,34	1,35	0,35	7	0,20	20	0,12	45	0,12	90
2008	0,41	0,85	0,35	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,42	0,75	0,25	7	0,20	20	0,14	45	0,12	90
2010	0,38	0,75	0,50	7	0,30	20	0,14	45	0,12	90
2011	0,48	0,75	0,40	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,93	0,75	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,60	0,75	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,60	0,75	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,60	0,75	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Classique - Colorado supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,41	1,20	0,30	7	0,18	20	0,12	45	0,08	90
2004	0,36	0,65	0,40	7	0,22	20	0,10	45	0,08	90
2005	0,37	1,15	0,40	7	0,28	20	0,12	45	0,08	90
2006	0,47	1,05	0,40	7	0,20	20	0,14	45	0,08	90
2007	0,93	0,80	0,65	7	0,45	20	0,20	45	0,12	90
2008	0,34	1,15	0,40	7	0,23	20	0,16	45	0,08	90
2009	0,38	1,25	0,60	7	0,30	20	0,14	45	0,08	90
2010	0,63	1,05	0,52	7	0,30	20	0,14	45	0,08	90
2011	0,52	0,95	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,36	0,95	0,50	7	0,30	20	0,14	45	0,08	90
2013	0,36	0,95	0,50	7	0,30	20	0,14	45	0,08	90
2014	0,36	0,95	0,50	7	0,30	20	0,14	45	0,08	90
2015	0,36	0,95	0,50	7	0,30	20	0,14	45	0,08	90

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Classique - Mannville, Jurassique										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,49	0,95	0,60	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2004	0,81	1,65	0,55	7	0,25	20	0,14	45	0,05	90
2005	0,34	0,65	0,55	7	0,35	20	0,20	45	0,05	90
2006	0,40	0,85	0,45	7	0,30	20	0,20	45	0,05	90
2007	0,28	0,75	0,30	7	0,18	20	0,12	45	0,05	90
2008	0,72	0,95	0,35	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2009	0,29	0,95	0,45	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2010	1,05	0,95	0,65	7	0,30	20	0,16	45	0,05	90
2011	0,94	0,95	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2012	1,14	0,95	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,05	90
2013	1,14	0,95	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,05	90
2014	1,14	0,95	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,05	90
2015	1,14	0,95	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,05	90

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

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	1,54	0,95	0,40	7	0,25	20	0,15	45	0,05	90
2004	1,16	0,65	0,50	7	0,30	20	0,14	45	0,05	90
2005	0,88	0,65	0,42	7	0,33	20	0,14	45	0,05	90
2006	1,00	0,55	0,40	7	0,30	20	0,16	45	0,05	90
2007	0,57	0,85	0,50	7	0,25	20	0,10	45	0,05	90
2008	0,76	1,15	0,62	7	0,33	20	0,16	45	0,05	90
2009	1,10	1,35	0,58	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2010	1,59	1,55	0,45	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2011	1,06	1,45	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,05	90
2012	0,62	1,45	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,05	90
2013	0,62	1,45	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,05	90
2014	0,62	1,45	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,05	90
2015	0,62	1,45	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,05	90

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

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	2,11	0,85	0,70	7	0,25	20	0,18	45	0,12	90
2004	3,01	0,45	0,22	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2005	3,32	1,65	0,85	7	0,35	20	0,20	45	0,12	90
2006	0,29	1,45	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,05	90
2007	4,88	0,20	0,16	7	0,14	20	0,12	45	0,05	90
2008	3,36	0,60	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2009	3,22	0,95	0,65	7	0,40	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,72	0,85	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,02	1,25	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2012	1,28	1,25	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2013	1,28	1,25	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2014	1,28	1,25	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2015	1,28	1,25	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90

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

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,49	0,65	0,40	7	0,25	20	0,14	45	0,12	90
2004	0,63	0,85	0,40	7	0,20	20	0,14	45	0,12	90
2005	0,46	0,90	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,43	1,00	0,35	7	0,24	20	0,16	45	0,12	90
2007	0,44	1,05	0,45	7	0,20	20	0,12	45	0,12	90
2008	0,48	0,90	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,62	0,85	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,76	0,90	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,91	1,05	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,81	1,05	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,81	1,05	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,81	1,05	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,81	1,05	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90

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

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,84	0,65	0,40	7	0,30	20	0,14	45	0,10	90
2004	0,72	0,65	0,40	7	0,35	20	0,16	45	0,10	90
2005	0,43	0,60	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,10	90
2006	0,39	0,47	0,45	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2007	0,73	1,05	0,45	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2008	0,49	0,35	0,25	7	0,22	20	0,16	35	0,05	90
2009	1,02	1,45	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2010	0,79	0,85	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2011	0,97	1,45	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,05	90
2012	0,66	1,45	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,05	90
2013	0,66	1,45	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,05	90
2014	0,66	1,45	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,05	90
2015	0,66	1,45	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,05	90

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

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,80	0,65	0,50	7	0,32	20	0,14	45	0,10	90
2004	0,54	0,60	0,45	7	0,27	20	0,14	45	0,10	90
2005	0,43	0,60	0,45	7	0,28	20	0,14	45	0,10	90
2006	0,46	0,65	0,45	7	0,26	20	0,16	45	0,10	90
2007	0,57	0,75	0,41	7	0,28	20	0,16	45	0,10	90
2008	0,78	0,85	0,45	7	0,27	20	0,16	45	0,10	90
2009	0,78	0,70	0,50	7	0,26	20	0,16	45	0,10	90
2010	0,98	0,80	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2011	1,48	0,85	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2012	1,36	0,85	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2013	1,36	0,85	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2014	1,36	0,85	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2015	1,36	0,85	0,50	7	0,25	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 ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	1,19	0,60	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2004	2,44	1,25	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,05	90
2005	0,76	1,25	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,05	90
2006	0,57	0,95	0,45	7	0,25	20	0,18	45	0,10	90
2007	0,43	1,25	0,48	7	0,25	20	0,14	45	0,05	90
2008	0,96	1,45	0,55	7	0,27	20	0,16	45	0,05	90
2009	0,48	0,95	0,50	7	0,40	20	0,16	45	0,05	90
2010	1,10	1,25	0,55	7	0,25	20	0,14	45	0,05	90
2011	0,63	0,70	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,05	90
2012	0,62	0,70	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,05	90
2013	0,62	0,70	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,05	90
2014	0,62	0,70	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,05	90
2015	0,62	0,70	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,05	90

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

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2012	3,50	0,85	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,05	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

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

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2012	3,00	3,00	3,00	3	3,00	3	3,00	3	3,00	3
2013	3,00	3,00	3,00	3	3,00	3	3,00	3	3,00	3
2014	3,00	3,00	3,00	3	3,00	3	3,00	3	3,00	3
2015	3,00	3,00	3,00	3	3,00	3	3,00	3	3,00	3

Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de l'Alberta - Classique - Mannville, Dévonien supérieur

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,21	0,40	0,30	7	0,30	20	0,20	45	0,16	90
2004	0,17	0,18	0,32	7	0,27	20	0,20	45	0,16	90
2005	0,18	0,65	0,45	7	0,27	20	0,16	45	0,16	90
2006	0,14	0,70	0,35	7	0,28	20	0,16	45	0,10	90
2007	0,16	0,65	0,44	7	0,26	20	0,16	45	0,10	90
2008	0,16	0,65	0,47	7	0,40	20	0,20	45	0,16	90
2009	0,14	0,80	0,42	7	0,35	20	0,20	45	0,10	90
2010	0,14	0,40	0,28	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90
2011	0,17	0,80	0,35	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,12	0,80	0,35	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,12	0,80	0,35	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,12	0,80	0,35	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,12	0,80	0,35	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Colorado supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,68	0,25	0,50	7	0,48	20	0,32	45	0,20	90
2004	0,32	0,65	0,40	7	0,30	20	0,33	45	0,20	90
2005	0,30	0,65	0,50	7	0,33	20	0,25	45	0,20	90
2006	0,20	1,00	0,40	7	0,39	20	0,35	45	0,12	90
2007	0,24	0,75	0,27	7	0,18	20	0,12	45	0,10	90
2008	0,19	0,90	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,10	90
2009	0,18	0,40	0,28	7	0,24	20	0,20	45	0,10	90
2010	0,65	0,85	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,94	0,60	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90
2012	0,47	0,60	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90
2013	0,47	0,60	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90
2014	0,47	0,60	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90
2015	0,47	0,60	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Colorado, Mannville supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,34	0,30	0,40	7	0,50	20	0,30	45	0,18	90
2004	0,56	0,65	0,65	7	0,55	20	0,30	45	0,18	90
2005	0,47	0,65	0,47	7	0,42	20	0,30	45	0,18	90
2006	0,33	0,60	0,45	7	0,75	20	0,27	45	0,12	90
2007	0,48	0,65	0,45	7	0,85	20	0,25	45	0,10	90
2008	0,31	0,90	0,55	7	0,42	20	0,16	45	0,10	90
2009	0,31	0,80	0,40	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2010	0,43	0,75	0,50	7	0,40	20	0,25	45	0,10	90
2011	0,46	0,75	0,45	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,50	0,75	0,45	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,50	0,75	0,45	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,50	0,75	0,45	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,50	0,75	0,45	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Mannville moyen, Mannville inférieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,60	0,65	0,75	7	0,45	20	0,25	45	0,12	90
2004	0,46	0,30	0,50	7	0,53	20	0,30	45	0,12	90
2005	0,53	0,95	0,95	7	0,38	20	0,30	45	0,12	90
2006	0,48	1,00	0,57	7	0,40	20	0,25	45	0,12	90
2007	0,49	1,05	0,60	7	0,55	20	0,25	45	0,12	90
2008	0,39	0,85	0,45	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2009	0,48	0,95	1,45	7	0,50	20	0,20	45	0,12	90
2010	0,33	1,45	0,50	7	0,35	20	0,20	45	0,12	90
2011	0,27	0,95	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,24	0,95	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,21	0,95	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,19	0,95	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,16	0,95	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Trias supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,98	0,65	0,65	7	0,40	20	0,20	45	0,12	90
2004	0,46	0,40	0,30	7	0,35	20	0,20	45	0,12	90
2005	0,35	1,25	0,50	7	0,30	20	0,22	45	0,16	90
2006	0,61	0,75	0,50	7	0,33	20	0,20	45	0,16	90
2007	0,61	1,65	0,85	7	0,12	20	0,10	45	0,05	90
2008	0,50	0,40	0,85	7	0,40	20	0,25	45	0,12	90
2009	0,68	1,55	0,47	7	0,25	20	0,20	45	0,12	90
2010	0,51	0,85	0,50	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2011	1,03	1,05	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,41	1,05	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,41	1,05	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,41	1,05	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,41	1,05	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Trias inférieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,39	1,25	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,12	90
2004	0,79	0,95	0,60	7	0,32	20	0,16	45	0,12	90
2005	0,45	1,25	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,53	0,75	0,40	7	0,25	20	0,20	45	0,10	90
2007	0,56	1,95	0,75	7	0,30	20	0,10	45	0,05	90
2008	0,79	0,95	0,35	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
2009	1,64	0,75	0,62	7	0,42	20	0,20	45	0,10	90
2010	0,86	0,80	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,10	90
2011	2,09	0,80	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,55	0,80	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,55	0,80	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,55	0,80	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,55	0,80	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Mississippien										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,97	0,55	0,50	7	0,40	20	0,16	45	0,12	90
2004	0,55	0,25	0,35	7	0,27	20	0,20	45	0,12	90
2005	0,56	0,20	0,65	7	0,28	20	0,20	45	0,12	90
2006	0,49	0,95	0,60	7	0,25	20	0,18	45	0,10	90
2007	0,46	1,45	0,55	7	0,25	20	0,18	45	0,10	90
2008	0,72	0,75	0,55	7	0,45	20	0,20	45	0,10	90
2009	0,94	0,95	0,60	7	0,30	20	0,18	45	0,10	90
2010	0,46	0,75	0,35	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,37	0,65	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,55	0,65	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,55	0,65	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,55	0,65	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,55	0,65	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Dévonien supérieur, Dévonien moyen										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	2,16	0,65	1,55	7	0,55	20	0,25	45	0,12	90
2004	1,17	0,65	0,55	7	0,40	20	0,20	45	0,12	90
2005	2,39	0,20	0,70	7	0,80	20	0,20	45	0,12	90
2006	0,48	1,55	0,45	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2007	1,01	1,70	0,95	7	0,65	20	0,30	45	0,12	90
2008	0,58	1,45	0,60	7	0,35	20	0,20	45	0,12	90
2009	0,29	1,55	0,55	7	0,37	20	0,20	45	0,12	90
2010	0,88	1,65	0,55	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2011	2,78	1,65	0,55	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2012	0,88	1,65	0,55	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2013	0,88	1,65	0,55	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2014	0,88	1,65	0,55	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2015	0,88	1,65	0,55	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Réservoir étanche - Trias										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,27	1,05	0,40	7	0,28	20	0,20	45	0,12	90
2004	1,32	1,30	0,53	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2005	0,70	1,50	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,47	1,50	0,45	7	0,35	20	0,20	45	0,12	90
2007	0,42	0,95	0,60	7	0,25	20	0,14	45	0,12	90
2008	0,51	1,05	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2009	0,32	1,65	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,63	0,95	0,50	7	0,30	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	0,49	1,50	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,49	1,50	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,49	1,50	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,49	1,50	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Réservoir étanche - Trias inférieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,59	0,98	0,52	7	0,25	20	0,14	45	0,12	90
2004	0,56	1,15	0,50	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2005	0,47	0,95	0,75	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,54	1,35	0,50	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2007	0,42	0,65	0,50	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2008	0,64	1,05	0,65	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2009	1,01	0,55	0,30	7	0,05	20	0,05	45	0,05	90
2010	1,15	0,70	0,40	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	0,94	0,95	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,94	0,95	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,94	0,95	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,94	0,95	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Réservoir étanche - Montney										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2012	3,50	0,85	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,05	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

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Schiste - Duvernay										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2012	3,00	0,85	0,40	7	0,20	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

Groupe de ressources - Gaz - Nord-ouest de l'Alberta - Classique - Mannville										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,10	0,70	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2004	0,08	0,30	0,25	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2005	0,06	0,20	0,30	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,09	0,35	0,20	7	0,18	20	0,16	45	0,12	90
2007	0,13	0,60	0,40	7	0,27	20	0,14	45	0,12	90
2008	0,18	0,30	0,14	7	0,12	20	0,10	45	0,05	90
2009	0,23	0,45	0,20	7	0,16	20	0,12	45	0,05	90
2010	0,23	0,85	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,28	0,65	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,23	0,65	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,23	0,65	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,23	0,65	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,23	0,65	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Nord-ouest de l'Alberta - Classique - Mississippien										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,18	0,65	0,25	7	0,16	20	0,16	45	0,12	90
2004	0,31	0,65	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2005	0,16	0,55	0,30	7	0,27	20	0,18	45	0,12	90
2006	0,08	0,35	0,18	7	0,16	20	0,14	45	0,12	90
2007	0,20	0,80	0,50	7	0,30	20	0,18	45	0,10	90
2008	0,20	0,65	0,20	7	0,16	20	0,10	45	0,05	90
2009	0,12	0,50	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90
2010	0,17	0,35	0,25	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90
2011	0,03	1,95	0,65	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,03	0,65	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,03	0,65	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,03	0,65	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,03	0,65	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Nord-ouest de l'Alberta - Classique - Dévonien supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	1,16	0,65	0,55	7	0,58	20	0,25	45	0,12	90
2004	0,67	1,05	0,40	7	0,35	20	0,20	45	0,12	90
2005	0,50	1,25	0,80	7	0,55	20	0,25	45	0,12	90
2006	0,62	2,00	0,50	7	0,28	20	0,27	45	0,12	90
2007	0,22	0,80	0,45	7	0,30	20	0,14	45	0,12	90
2008	0,53	1,90	0,60	7	0,25	20	0,18	45	0,12	90
2009	1,99	1,95	0,65	7	0,40	20	0,20	45	0,12	90
2010	0,56	1,25	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2011	0,03	0,30	0,12	7	0,10	20	0,08	45	0,05	90
2012	0,10	1,25	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2013	0,10	1,25	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2014	0,10	1,25	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2015	0,10	1,25	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Nord-ouest de l'Alberta - Classique - Dévonien moyen										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,78	0,85	0,95	7	0,70	20	0,40	45	0,18	90
2004	0,63	0,95	0,80	7	0,60	20	0,45	45	0,18	90
2005	0,70	1,00	0,95	7	0,70	20	0,45	45	0,18	90
2006	0,55	2,25	1,25	7	0,35	20	0,25	45	0,18	90
2007	0,51	1,70	0,95	7	0,45	20	0,20	45	0,12	90
2008	0,74	1,45	1,15	7	0,60	20	0,42	45	0,18	90
2009	0,84	1,50	0,75	7	0,57	20	0,25	45	0,12	90
2010	0,65	1,25	0,60	7	0,40	20	0,20	45	0,18	90
2011	0,50	1,25	0,60	7	0,40	20	0,20	45	0,12	90
2012	0,47	1,25	0,60	7	0,40	20	0,20	45	0,12	90
2013	0,44	1,25	0,60	7	0,40	20	0,20	45	0,12	90
2014	0,41	1,25	0,60	7	0,40	20	0,20	45	0,12	90
2015	0,37	1,25	0,60	7	0,40	20	0,20	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Nord-ouest de l'Alberta - Schiste - Duvernay										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2012	3,00	0,85	0,40	7	0,20	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

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (C.-B.) - Classique - Colorado										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2004	4,40	1,95	1,45	10	0,60	25	0,25	45	0,12	90
2005	4,52	0,45	0,85	7	0,35	15	0,45	45	0,12	90
2006	3,40	0,80	0,65	7	0,20	18	0,25	35	0,12	500
2007	0,22	1,45	0,60	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2008	0,12	0,50	0,25	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,81	1,25	0,50	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,05	1,25	0,45	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2011	2,34	1,25	0,50	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	0,71	1,25	0,50	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,71	1,25	0,50	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,71	1,25	0,50	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (C.-B.) - Classique - Trias inférieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2006	0,66	0,70	0,45	7	0,27	20	0,16	45	0,12	90
2007	0,96	0,45	0,20	7	0,16	20	0,12	45	0,10	90
2008	1,06	0,65	0,35	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2009	1,27	0,40	0,25	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2010	3,27	0,85	0,50	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2011	2,40	0,85	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2012	1,53	0,85	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2013	1,53	0,85	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2014	1,53	0,85	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2015	1,53	0,85	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (C.-B.) - Réservoir étanche - Colorado										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,58	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2004	0,41	1,35	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2005	0,07	0,65	0,40	7	0,16	20	0,08	45	0,05	90
2006	0,76	1,05	0,45	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2007	1,00	0,40	0,20	7	0,16	20	0,12	45	0,05	90
2008	1,14	1,95	0,55	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2009	2,83	1,25	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	2,23	0,95	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2012	2,23	0,95	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2013	2,23	0,95	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2014	2,23	0,95	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2015	2,23	0,95	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (C.-B.) - Réservoir étanche - Mannville										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	1,41	0,85	0,40	7	0,30	20	0,28	45	0,12	90
2004	1,86	0,99	0,60	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2005	1,41	1,25	0,40	7	0,25	20	0,30	45	0,12	90
2006	1,38	2,20	0,65	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2007	1,43	2,15	0,65	7	0,32	20	0,16	45	0,12	90
2008	2,38	1,55	0,70	7	0,40	20	0,16	45	0,12	90
2009	2,25	1,15	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2010	3,08	1,05	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2011	2,68	0,85	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2012	2,12	0,85	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2013	2,12	0,85	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2014	2,12	0,85	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2015	2,12	0,85	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (C.-B.) - Réservoir étanche - Montney										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2006	1,40	1,85	0,63	7	0,25	20	0,14	45	0,12	90
2007	4,15	1,65	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2008	2,04	0,80	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2009	1,86	0,65	0,40	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2010	2,46	0,65	0,45	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2011	2,69	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2012	4,50	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2013	4,50	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	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

Groupe de ressources - Gaz - Fort St. John - Classique - Mannville										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,47	0,85	0,40	7	0,23	20	0,24	45	0,18	90
2004	0,35	0,60	0,40	7	0,24	20	0,23	45	0,18	90
2005	0,23	0,55	0,40	7	0,24	20	0,22	45	0,18	90
2006	0,31	1,00	0,40	7	0,25	20	0,18	45	0,16	90
2007	0,36	0,80	0,50	7	0,32	20	0,20	45	0,18	90
2008	0,30	0,88	0,45	7	0,22	20	0,20	45	0,18	90
2009	0,26	0,85	0,43	7	0,30	20	0,25	45	0,18	90
2010	0,96	1,20	0,55	7	0,30	20	0,25	45	0,18	90
2011	0,08	0,40	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,16	0,40	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,16	0,40	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,16	0,40	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,16	0,40	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Fort St. John - Classique - Trias										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,59	1,15	0,40	7	0,28	20	0,18	45	0,12	90
2004	0,56	0,85	0,48	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2005	0,48	0,95	0,50	7	0,31	20	0,18	45	0,12	90
2006	0,49	0,85	0,50	7	0,25	20	0,18	45	0,12	90
2007	0,48	1,05	0,40	7	0,28	20	0,20	45	0,12	90
2008	0,55	1,10	0,40	7	0,23	20	0,18	45	0,12	90
2009	0,59	1,15	0,53	7	0,25	20	0,18	45	0,12	90
2010	0,72	1,15	0,40	7	0,20	20	0,18	45	0,12	90
2011	0,84	0,95	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,84	0,83	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,84	0,83	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,84	0,83	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,84	0,83	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Fort St. John - Classique - Permien, Mississippien										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,21	0,05	0,12	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2004	1,20	0,10	0,32	12	0,40	50	0,20	70	0,12	500
2005	1,20	1,00	0,25	10	0,15	20	0,12	45	0,12	500
2006	0,74	0,75	0,50	7	0,12	20	0,10	45	0,05	90
2007	1,87	0,50	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2008	2,15	0,95	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2009	1,60	0,40	0,30	7	0,20	20	0,18	45	0,12	90
2010	1,89	1,45	0,60	7	0,30	20	0,18	45	0,12	90
2011	2,13	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2012	2,13	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2013	2,13	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2014	2,13	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	2,13	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Fort St. John - Classique - Dévonien supérieur, Dévonien moyen										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	5,32	0,40	0,30	7	0,26	20	0,16	45	0,12	90
2004	0,91	0,75	0,35	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2005	1,17	0,65	0,65	7	0,32	20	0,25	45	0,12	90
2006	0,65	0,95	0,40	7	0,25	20	0,14	45	0,12	90
2007	1,52	0,30	0,85	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2008	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2009	3,55	0,85	0,52	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2010	2,39	1,25	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2011	1,60	1,35	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2012	1,56	0,95	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2013	1,52	0,95	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2014	1,48	0,95	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2015	1,44	0,95	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Fort St. John - Réservoir étanche - Montney

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2006	2,98	0,65	0,40	7	0,28	20	0,16	45	0,12	90
2007	2,87	0,75	0,45	7	0,30	20	0,12	45	0,12	90
2008	2,92	0,65	0,40	7	0,16	20	0,14	45	0,12	90
2009	2,00	0,25	0,20	7	0,16	20	0,14	45	0,12	90
2010	2,50	0,25	0,20	7	0,16	20	0,14	45	0,12	90
2011	2,34	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2012	4,50	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2013	4,50	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	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

Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de la C.B. - Classique - Mannville inférieur

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,45	1,35	0,40	7	0,22	20	0,12	40	0,05	500
2004	0,14	0,55	0,10	5	0,05	20	0,05	500	0,05	90
2005	0,80	0,35	0,25	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,16	0,55	0,25	7	0,05	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	0,33	0,65	0,40	7	0,18	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,14	0,95	0,35	4	0,22	20	0,16	45	0,12	500
2010	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2011	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2012	0,74	0,95	0,35	4	0,22	20	0,16	45	0,12	500
2013	0,74	0,95	0,35	4	0,22	20	0,16	45	0,12	500
2014	0,74	0,95	0,35	4	0,22	20	0,16	45	0,12	500
2015	0,74	0,95	0,35	4	0,22	20	0,16	45	0,12	500

Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de la C.B. - Classique - Permien, Mississippien

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,94	0,40	0,45	7	0,38	20	0,18	45	0,12	90
2004	1,66	0,40	0,50	7	0,48	20	0,18	45	0,12	90
2005	0,79	0,45	0,30	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,42	1,25	0,60	7	0,35	20	0,20	45	0,12	90
2007	0,18	0,35	0,12	7	0,10	20	0,08	45	0,05	90
2008	0,28	1,00	0,30	7	0,18	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,65	0,30	0,18	7	0,16	20	0,14	45	0,12	90
2010	0,12	0,30	0,20	7	0,18	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,34	0,30	0,20	7	0,18	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,34	0,30	0,20	7	0,18	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,34	0,30	0,20	7	0,18	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,34	0,30	0,20	7	0,18	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,34	0,30	0,20	7	0,18	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de la C.B. - Classique - Dévonien supérieur, Dévonien moyen

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	2,29	0,95	0,40	7	0,25	20	0,18	45	0,12	90
2004	0,57	0,95	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2005	1,69	0,30	0,20	7	0,12	20	0,25	45	0,12	90
2006	1,11	0,95	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2007	0,73	0,85	0,40	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2008	0,98	2,65	0,60	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,08	1,25	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2010	2,39	2,05	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,51	0,65	0,35	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,51	0,65	0,35	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,51	0,65	0,35	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,51	0,65	0,35	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,51	0,65	0,35	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de la B.-C. - Réservoir étanche - Dévonien supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,94	1,05	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2004	0,89	1,15	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2005	0,78	1,15	0,45	7	0,23	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,87	1,65	0,53	7	0,23	20	0,16	45	0,12	90
2007	1,22	1,80	0,60	7	0,28	20	0,16	45	0,12	90
2008	1,10	1,55	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,79	0,75	0,40	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2010	1,12	1,45	0,65	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2011	1,97	1,55	0,65	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2012	2,05	1,55	0,65	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2013	2,13	1,55	0,65	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2014	2,21	1,55	0,65	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2015	2,29	1,55	0,65	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de la B.-C. - Schiste - Horn River										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2006	0,42	1,05	0,45	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2007	1,52	1,75	0,95	7	0,40	20	0,16	45	0,12	90
2008	2,86	1,05	0,45	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2009	3,66	0,77	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2010	4,86	0,55	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2011	5,28	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2012	10,00	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2013	10,00	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2014	10,00	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2015	10,00	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de la B.-C. - Schiste - Cordova										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2006	3,06	1,10	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2007	2,51	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2008	2,50	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2009	2,50	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2010	2,50	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2011	2,50	0,85	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Piémonts de la C.-B. - Classique - Colorado, Mannville										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2004	1,83	0,65	0,60	7	0,40	20	0,20	45	0,12	90
2005	0,89	0,35	0,50	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2006	0,54	0,55	0,30	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2007	0,54	0,40	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,12	90
2008	0,71	0,75	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,23	0,50	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2010	1,20	0,25	0,20	7	0,16	20	0,14	45	0,12	90
2011	1,33	0,20	0,18	7	0,16	20	0,14	45	0,12	90
2012	1,41	0,45	0,18	7	0,16	20	0,14	45	0,12	90
2013	1,49	0,45	0,18	7	0,16	20	0,14	45	0,12	90
2014	1,57	0,45	0,18	7	0,16	20	0,14	45	0,12	90
2015	1,65	0,45	0,18	7	0,16	20	0,14	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Piémonts de la C.-B. - Classique - Trias, Permien, Mississippien										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	10,16	0,45	0,25	7	0,20	20	0,14	45	0,12	90
2004	6,89	0,40	0,23	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2005	4,76	0,30	0,22	7	0,10	20	0,08	45	0,05	90
2006	3,44	0,35	0,18	7	0,14	20	0,12	45	0,10	90
2007	1,48	0,50	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2008	2,44	0,45	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2009	3,53	0,40	0,25	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,97	1,45	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2011	3,27	1,25	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2012	3,27	1,25	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2013	3,27	1,25	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2014	3,27	1,25	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2015	3,27	1,25	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Piémonts de la C.-B. - Réservoir étanche - Trias										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	2,67	0,95	0,50	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2004	1,83	0,20	0,42	7	0,65	20	0,25	45	0,12	90
2005	0,76	1,45	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2006	0,46	0,37	0,30	7	0,35	20	0,20	45	0,12	90
2007	0,41	0,75	0,40	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2008	1,18	0,75	0,40	7	0,25	20	0,20	45	0,12	90
2009	0,90	0,85	0,45	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2010	2,09	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	1,39	0,85	0,45	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2013	1,39	0,85	0,45	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2014	1,39	0,85	0,45	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2015	1,39	0,85	0,45	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Piémonts de la C.-B. - Réservoir étanche - Montney										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2004	3,09	0,45	0,25	7	0,12	20	0,08	45	0,05	90
2005	1,70	0,65	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2007	8,48	0,65	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2008	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2009	2,24	1,40	0,55	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2010	3,17	0,95	0,50	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2011	2,23	0,95	0,50	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2012	2,23	0,95	0,50	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2013	2,23	0,95	0,50	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

Groupe de ressources - Gaz - Sud-ouest de la Saskatchewan - Réservoir étanche - Colorado supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,08	0,55	0,30	7	0,22	20	0,22	45	0,12	90
2004	0,07	0,75	0,27	7	0,23	20	0,20	45	0,12	90
2005	0,09	0,75	0,42	7	0,28	20	0,24	45	0,12	90
2006	0,10	0,95	0,40	7	0,31	20	0,25	45	0,12	90
2007	0,07	0,95	0,40	7	0,24	20	0,22	45	0,12	90
2008	0,07	0,85	0,47	7	0,26	20	0,18	45	0,12	90
2009	0,04	0,85	0,40	7	0,25	20	0,18	45	0,12	90
2010	0,02	0,25	0,20	7	0,18	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,04	0,85	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,04	0,85	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,04	0,85	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,04	0,85	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,04	0,85	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Ouest de la Saskatchewan - Classique - Colorado										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,11	0,95	0,60	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2004	0,12	1,35	0,50	7	0,23	20	0,14	45	0,12	90
2005	0,10	1,15	0,47	7	0,30	20	0,14	45	0,12	90
2006	0,11	1,10	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2007	0,10	1,15	0,40	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2008	0,08	1,25	0,50	7	0,26	20	0,20	45	0,12	90
2009	0,10	1,65	0,50	7	0,33	20	0,20	45	0,12	90
2010	0,06	1,65	0,50	7	0,33	20	0,20	45	0,12	90
2011	0,12	1,45	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,05	1,45	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,05	1,45	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,05	1,45	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,05	1,45	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Ouest de la Saskatchewan - Classique - Mannville moyen, Mannville inférieur, Mississippien										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,27	0,95	0,60	7	0,44	20	0,30	45	0,12	90
2004	0,28	0,65	0,70	7	0,55	20	0,30	45	0,12	90
2005	0,24	0,70	0,80	7	0,50	20	0,40	45	0,12	90
2006	0,19	1,00	0,60	7	0,32	20	0,29	45	0,12	90
2007	0,16	0,75	0,45	7	0,28	20	0,20	45	0,12	90
2008	0,16	1,05	0,60	7	0,43	20	0,20	45	0,12	90
2009	0,14	1,15	0,85	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,10	0,70	0,52	7	0,30	20	0,20	45	0,12	90
2011	0,25	1,25	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,09	1,25	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,09	1,25	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2014	0,09	1,25	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,12	90
2015	0,09	1,25	0,60	7	0,30	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 - Keyhobh	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	3 807	15 601	2 570	323	5 379	5 182	7 023	4 487	2 751	14 924	1 794	2 171	2 462	2 010	3 433	6 423	0	950	10 129	1 727	0
2004	10 894	12 226	2 321	357	5 264	5 844	8 528	4 154	2 605	22 954	1 666	2 725	2 655	2 932	4 815	5 992	0	1 902	8 623	1 631	11
2005	19 520	11 129	2 776	359	6 869	7 868	10 025	3 352	3 011	27 729	1 702	3 714	2 292	5 710	5 662	5 426	0	1 826	6 043	1 358	11
2006	11 329	10 227	1 918	347	7 568	5 140	9 207	4 104	3 276	28 413	1 758	4 007	1 670	6 007	5 668	4 611	50	2 417	8 111	988	0
2007	11 378	8 891	1 716	445	4 500	3 263	5 819	3 033	2 699	15 870	1 293	2 140	606	2 978	3 964	2 147	154	2 350	5 721	501	18
2008	8 668	7 117	1 455	78	1 961	3 781	6 894	3 691	2 952	14 924	668	2 873	520	3 695	5 598	1 928	1 189	2 737	6 592	1 733	12
2009	3 524	2 296	314	20	481	737	3 250	2 018	2 202	9 836	244	1 610	179	2 605	4 141	610	3 992	1 179	848	125	0
2010	4 990	4 546	597	111	523	1 101	3 958	1 146	2 350	12 391	65	2 231	64	3 697	5 239	806	1 196	2 523	179	16	10
2011	1 865	908	211	0	223	302	4 666	856	1 700	10 995	29	1 482	45	2 186	4 753	603	4 136	2 443	74	41	9

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 - Keyhobh	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	0,0409	0,1675	0,0276	0,0035	0,0577	0,0556	0,0754	0,0482	0,0295	0,1602	0,0193	0,0233	0,0264	0,0216	0,0369	0,0690	0,0000	0,0102	0,1087	0,0185	0,0000
2004	0,1008	0,1131	0,0215	0,0033	0,0487	0,0541	0,0789	0,0384	0,0241	0,2123	0,0154	0,0252	0,0246	0,0271	0,0445	0,0554	0,0000	0,0176	0,0798	0,0151	0,0001
2005	0,1545	0,0881	0,0220	0,0028	0,0544	0,0623	0,0793	0,0265	0,0238	0,2194	0,0135	0,0294	0,0181	0,0452	0,0448	0,0429	0,0000	0,0144	0,0478	0,0107	0,0001
2006	0,0970	0,0875	0,0164	0,0030	0,0648	0,0440	0,0788	0,0351	0,0280	0,2432	0,0150	0,0343	0,0143	0,0514	0,0485	0,0395	0,0004	0,0207	0,0694	0,0085	0,0000
2007	0,1431	0,1119	0,0216	0,0056	0,0566	0,0411	0,0732	0,0382	0,0340	0,1997	0,0163	0,0269	0,0076	0,0375	0,0499	0,0270	0,0019	0,0296	0,0720	0,0063	0,0002
2008	0,1096	0,0900	0,0184	0,0010	0,0248	0,0478	0,0872	0,0467	0,0373	0,1888	0,0084	0,0363	0,0066	0,0467	0,0708	0,0244	0,0150	0,0346	0,0834	0,0219	0,0002
2009	0,0876	0,0571	0,0078	0,0005	0,0120	0,0183	0,0808	0,0502	0,0548	0,2446	0,0061	0,0400	0,0045	0,0648	0,1030	0,0152	0,0993	0,0293	0,0211	0,0031	0,0000
2010	0,1045	0,0952	0,0125	0,0023	0,0110	0,0231	0,0829	0,0240	0,0492	0,2596	0,0014	0,0467	0,0013	0,0774	0,1097	0,0169	0,0251	0,0528	0,0037	0,0003	0,0002
2011	0,0497	0,0242	0,0056	0,0000	0,0059	0,0080	0,1243	0,0228	0,0453	0,2930	0,0008	0,0395	0,0012	0,0583	0,1267	0,0161	0,1102	0,0651	0,0020	0,0011	0,0002

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 - Keyhobh	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
2012	792	386	90	0	153	185	2 123	470	1 058	4 710	12	686	76	929	2 020	256	907	1 038	31	17	4
2013	685	334	78	0	132	160	1 836	407	915	4 074	11	594	66	803	1 747	222	785	898	27	15	3
2014	1 021	497	116	0	197	238	2 737	606	1 364	6 071	16	885	98	1 197	2 603	330	1 169	1 338	41	22	5
2015	1 154	562	131	0	223	269	3 092	685	1 541	6 859	18	1 000	110	1 353	2 941	373	1 321	1 512	46	25	6

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 - Keyhobh	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
2012	0,0497	0,0242	0,0056	0,0000	0,0096	0,0116	0,1332	0,0295	0,0664	0,2954	0,0008	0,0430	0,0048	0,0583	0,1267	0,0161	0,0569	0,0651	0,0020	0,0011	0,0002
2013	0,0497	0,0242	0,0056	0,0000	0,0096	0,0116	0,1332	0,0295	0,0664	0,2954	0,0008	0,0430	0,0048	0,0583	0,1267	0,0161	0,0569	0,0651	0,0020	0,0011	0,0002
2014	0,0497	0,0242	0,0056	0,0000	0,0096	0,0116	0,1332	0,0295	0,0664	0,2954	0,0008	0,0430	0,0048	0,0583	0,1267	0,0161	0,0569	0,0651	0,0020	0,0011	0,0002
2015	0,0497	0,0242	0,0056	0,0000	0,0096	0,0116	0,1332	0,0295	0,0664	0,2954	0,0008	0,0430	0,0048	0,0583	0,1267	0,0161	0,0569	0,0651	0,0020	0,0011	0,0002

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-Keyhob	09-AB Deep Basin	10-AB Nord	11-Peace River	12-AB Nord-ouest	13-BC Deep Basin	14-Fort St. John	15-BC Nord-est (schiste exclu)	15-BC Nord-est (schiste)	16-BC piémonts	17-SK Sud-ouest	18-SK Ouest	19-SK Est
2012	792	386	90	0	153	185	2 123	470	1 058	4 710	12	686	76	929	2 020	256	907	1 038	31	17	4
2013	820	399	93	0	158	191	2 197	487	1 095	4 874	13	710	78	961	2 090	265	939	1 074	33	18	4
2014	1 204	586	136	0	233	281	3 226	715	1 608	7 156	19	1 043	115	1 411	3 068	389	1 378	1 577	48	26	6
2015	1 563	761	177	0	302	365	4 188	928	2 087	9 290	24	1 354	149	1 832	3 983	505	1 789	2 047	62	34	8

Fraction projetée du total des 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-Keyhob	09-AB Deep Basin	10-AB Nord	11-Peace River	12-AB Nord-ouest	13-BC Deep Basin	14-Fort St. John	15-BC Nord-est (schiste exclu)	15-BC Nord-est (schiste)	16-BC piémonts	17-SK Sud-ouest	18-SK Ouest	19-SK Est
2012	0,0497	0,0242	0,0056	0,0000	0,0096	0,0116	0,1332	0,0295	0,0664	0,2954	0,0008	0,0430	0,0048	0,0583	0,1267	0,0161	0,0569	0,0651	0,0020	0,0011	0,0002
2013	0,0497	0,0242	0,0056	0,0000	0,0096	0,0116	0,1332	0,0295	0,0664	0,2954	0,0008	0,0430	0,0048	0,0583	0,1267	0,0161	0,0569	0,0651	0,0020	0,0011	0,0002
2014	0,0497	0,0242	0,0056	0,0000	0,0096	0,0116	0,1332	0,0295	0,0664	0,2954	0,0008	0,0430	0,0048	0,0583	0,1267	0,0161	0,0569	0,0651	0,0020	0,0011	0,0002
2015	0,0497	0,0242	0,0056	0,0000	0,0096	0,0116	0,1332	0,0295	0,0664	0,2954	0,0008	0,0430	0,0048	0,0583	0,1267	0,0161	0,0569	0,0651	0,0020	0,0011	0,0002

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-Keyhob	09-AB Deep Basin	10-AB Nord	11-Peace River	12-AB Nord-ouest	13-BC Deep Basin	14-Fort St. John	15-BC Nord-est (schiste exclu)	15-BC Nord-est (schiste)	16-BC piémonts	17-SK Sud-ouest	18-SK Ouest	19-SK Est
2012	792	386	90	0	153	185	2 123	470	1 058	4 710	12	686	76	929	2 020	256	907	1 038	31	17	4
2013	588	286	66	0	114	137	1 575	349	785	3 493	9	509	56	689	1 498	190	673	770	23	13	3
2014	580	282	66	0	112	135	1 554	344	774	3 446	9	502	55	680	1 478	187	664	760	23	13	3
2015	402	196	45	0	78	94	1 077	239	537	2 389	6	348	38	471	1 024	130	460	527	16	9	2

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

Année	00-AB-MH	01-AB-Sud	02-AB-Sud-ouest	03-Zone sud des piémonts	04-AB Est	05-AB Centre	06-AB Centre-ouest	07-Zone centrale des piémonts	08-Keyhob	09-AB Deep Basin	10-AB Nord-est	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)	16-BC Piémonts	17-SK Sud-ouest	18-SK Ouest	19-SK Est
2012	0,0497	0,0242	0,0056	0,0000	0,0096	0,0116	0,1332	0,0295	0,0664	0,2954	0,0008	0,0430	0,0048	0,0583	0,1267	0,0161	0,0569	0,0651	0,0020	0,0011	0,0002
2013	0,0497	0,0242	0,0056	0,0000	0,0096	0,0116	0,1332	0,0295	0,0664	0,2954	0,0008	0,0430	0,0048	0,0583	0,1267	0,0161	0,0569	0,0651	0,0020	0,0011	0,0002
2014	0,0497	0,0242	0,0056	0,0000	0,0096	0,0116	0,1332	0,0295	0,0664	0,2954	0,0008	0,0430	0,0048	0,0583	0,1267	0,0161	0,0569	0,0651	0,0020	0,0011	0,0002
2015	0,0497	0,0242	0,0056	0,0000	0,0096	0,0116	0,1332	0,0295	0,0664	0,2954	0,0008	0,0430	0,0048	0,0583	0,1267	0,0161	0,0569	0,0651	0,0020	0,0011	0,0002

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		
	2013	2014	2015		2013	2014	2015
Raccordements pour le gaz							
00 - AB - MH	216	321	363	1,277	275	411	464
01 - AB - Sud	97	145	163	1,136	110	164	186
Réservoirs étanches	67	99	112	1,059	70	105	119
02 - AB - Sud-ouest	19	29	33	1,143	22	33	37
Réservoirs étanches	1	1	1	0,926	1	1	1
03 - Zone sud des piémonts	0	0	0		0	0	0
04 - AB - Est	19	29	33	1,052	20	30	34
Réservoirs étanches	0	0	0		0	0	0
Schiste Duvernay	2	3	4	1,000	2	3	4
05 - AB - Centre	25	38	42	1,206	30	45	51
Réservoirs étanches	1	2	2	1,217	1	2	2
Schiste Duvernay	1	1	2	1,000	1	1	2
06 - AB - Centre-ouest	107	159	180	1,104	118	176	199
Réservoirs étanches	72	108	122	1,116	81	120	136
Schiste Duvernay	2	3	4	1,000	2	3	4
07 - Zone centrale des piémonts	13	19	21	1,230	16	23	26
Réservoirs étanches Montney	2	3	3	1,000	2	3	3
Autres réservoirs étanches	2	3	3	1,290	3	4	4
Schiste Duvernay	1	1	2	1,000	1	1	2
08 - Kaybob	38	57	65	1,005	39	57	65
Réservoirs étanches Montney	9	13	15	1,000	9	13	15
Autres réservoirs étanches	11	16	19	1,043	11	17	19
Schiste Duvernay	8	12	14	1,000	8	12	14
09 - AB - Deep Basin	182	271	306	1,294	235	350	396
Réservoirs étanches Montney	19	29	33	1,000	19	29	33
Autres réservoirs étanches	130	194	219	1,340	175	260	294
Schiste Duvernay	2	3	4	1,000	2	3	4
10 - AB - Nord-est	3	4	5	0,905	3	4	4
11 - Peace River	33	49	55	1,035	34	51	57
Réservoirs étanches Montney	25	37	42	1,000	25	37	42
Autres réservoirs étanches	1	2	2	1,259	1	2	2
Schiste Duvernay	1	1	2	1,000	1	1	2
12 - AB - Nord-ouest	2	3	3	1,007	2	3	4
Schiste Duvernay	1	1	2	1,000	1	1	2
13 - BC Deep Basin	29	43	48	1,016	29	43	49
Réservoirs étanches Montney	24	35	40	1,000	24	35	40
Autres réservoirs étanches	4	5	6	1,091	4	6	7
14 - Fort St, John	71	106	120	0,999	71	106	120
Réservoirs étanches Montney	68	101	114	1,000	68	101	114
15 - Nord-est BC	23	34	39	0,986	23	34	38
Réservoirs étanches	10	15	17	0,960	10	15	17
Schiste Cordova	4	7	7	1,000	4	7	7
Schiste Horn River	6	9	10	1,000	6	9	10
16 - BC - Piémonts	24	36	40	1,008	24	36	41
Réservoirs étanches Montney	21	31	35	1,000	21	31	35
17 - Sud-ouest SK	10	14	16	0,985	9	14	16
Réservoirs étanches	7	11	12	0,980	7	11	12
18 - Ouest SK	4	5	6	1,032	4	6	6
19 - SK - Est	0	1	1	1,000	0	1	1
Somme partielle : Gaz - Classique (réservoir étanches exclus)	197	294	332	1,168	230	343	388
Somme partielle : Gaz - Réservoirs étanches	474	706	798	1,122	532	793	895
Montney - Réservoirs étanches	167	250	282	1,000	167	250	282
Réservoirs étanches Montney	216	321	363	1,277	275	411	464
Somme partielle : Gaz - MH	28	42	47	1,000	28	42	47
Somme partielle : Gaz - Schiste							
Raccordements pour le gaz - MH							
AB - Formation principale HSC	211	314	355	1,282	270	402	455
AB - Mannville CBM	1	2	2	1,083	2	2	3
AB - Autre MH	4	5	6	1,070	4	6	7
Somme partielle : Gaz - MH	216	321	363	1,277	275	411	464
Total : Gaz	915	1 363	1 540	1,165	1 065	1 588	1 794

Scénario de prix plus élevés

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		
	2013	2014	2015		2013	2014	2015
Raccordements pour le gaz							
00 - AB - MH	258	379	492	1,277	330	484	628
01 - AB - Sud	116	170	221	1,136	132	194	251
Réservoirs étanches	80	117	152	1,059	84	124	161
02 - AB - Sud-ouest	23	34	44	1,143	27	39	51
Réservoirs étanches	1	1	2	0,926	1	1	2
03 - Zone sud des piémonts	0	0	0		0	0	0
04 - AB - Est	23	34	44	1,052	24	36	46
Réservoirs étanches	0	0	0		0	0	0
Schiste Duvernay	3	4	5	1,000	3	4	5
05 - AB - Centre	30	44	58	1,206	36	53	69
Réservoirs étanches	1	2	3	1,217	2	2	3
Schiste Duvernay	1	2	2	1,000	1	2	2
06 - AB - Centre-ouest	128	188	244	1,104	141	207	269
Réservoirs étanches	87	127	165	1,116	97	142	184
Schiste Duvernay	3	4	5	1,000	3	4	5
07 - Zone centrale des piémonts	15	22	29	1,230	19	28	36
Réservoirs étanches Montney	2	3	4	1,000	2	3	4
Autres réservoirs étanches	2	4	5	1,290	3	5	6
Schiste Duvernay	1	2	2	1,000	1	2	2
08 - Kaybob	46	67	87	1,005	46	68	88
Réservoirs étanches Montney	11	15	20	1,000	11	15	20
Autres réservoirs étanches	13	19	25	1,043	14	20	26
Schiste Duvernay	10	14	19	1,000	10	14	19
09 - AB - Deep Basin	217	319	414	1,294	281	413	536
Réservoirs étanches Montney	23	34	44	1,000	23	34	44
Autres réservoirs étanches	156	229	297	1,340	209	307	398
Schiste Duvernay	3	4	5	1,000	3	4	5
10 - AB - Nord-est	4	5	7	0,905	3	5	6
11 - Peace River	39	58	75	1,035	41	60	78
Réservoirs étanches Montney	30	44	57	1,000	30	44	57
Autres réservoirs étanches	1	2	3	1,259	2	2	3
Schiste Duvernay	1	2	2	1,000	1	2	2
12 - AB - Nord-ouest	2	4	5	1,007	2	4	5
Schiste Duvernay	1	2	2	1,000	1	2	2
13 - BC Deep Basin	34	50	65	1,016	35	51	66
Réservoirs étanches Montney	28	41	54	1,000	28	41	54
Autres réservoirs étanches	4	6	8	1,091	5	7	9
14 - Fort St. John	85	125	163	0,999	85	125	162
Réservoirs étanches Montney	81	119	155	1,000	81	119	155
15 - Nord-est BC	27	40	52	0,986	27	40	52
Réservoirs étanches	12	18	23	0,960	12	17	23
Schiste Cordova	5	8	10	1,000	5	8	10
Schiste Horn River	7	11	14	1,000	7	11	14
16 - BC - Piémonts	29	42	54	1,008	29	42	55
Réservoirs étanches Montney	25	37	48	1,000	25	37	48
17 - Sud-ouest SK	11	17	22	0,985	11	17	21
Réservoirs étanches	9	13	17	0,980	9	13	16
18 - Ouest SK	4	6	8	1,032	5	7	9
19 - SK - Est	0	1	1	1,000	0	1	1
Somme partielle : Gaz - Classique (réservoirs étanches exclus)	236	346	449	1,168	275	404	525
Somme partielle : Gas - Réservoirs étanches	567	833	1 081	1,122	636	934	1 213
Montney - Réservoirs étanches	200	294	382	1,000	200	294	382
Réservoirs étanches Montney	258	379	492	1,277	330	484	628
Somme partielle : Gaz - MH	33	49	64	1,000	33	49	64
Somme partielle : Gaz - Schiste							
Raccordements pour le gaz - MH							
AB - Formation principale HSC	252	370	480	1,282	323	474	616
AB - Mannville CBM	2	3	3	1,083	2	3	4
AB - Autre MH	4	6	8	1,070	5	7	9
Somme partielle : Gaz - MH	258	379	492	1,277	330	484	628
Total : Gaz	1 094	1 607	2 086	1,165	1 275	1 872	2 430

Scénario de prix plus bas							
Groupes de ressources	Nombre annuel projeté de puits ciblant le groupe de ressource			Ratio de raccordements	Nombre annuel projeté de raccordements pour le groupe de ressources		
	2013	2014	2015		2013	2014	2015
Raccordements pour le gaz							
00 - AB - MH	185	182	127	1,277	236	233	162
01 - AB - Sud	83	82	57	1,136	94	93	65
Réservoirs étanches	57	56	39	1,059	60	60	41
02 - AB - Sud-ouest	17	16	11	1,143	19	19	13
Réservoirs étanches	1	1	0	0,926	1	1	0
03 - Zone sud des piémonts	0	0	0		0	0	0
04 - AB - Est	17	16	11	1,052	17	17	12
Réservoirs étanches	0	0	0		0	0	0
Schiste Duvernay	2	2	1	1,000	2	2	1
05 - AB - Centre	22	21	15	1,206	26	26	18
Réservoirs étanches	1	1	1	1,217	1	1	1
Schiste Duvernay	1	1	1	1,000	1	1	1
06 - AB - Centre-ouest	92	90	63	1,104	101	100	69
Réservoirs étanches	62	61	42	1,116	69	68	47
Schiste Duvernay	2	2	1	1,000	2	2	1
07 - Zone centrale des piémonts	11	11	7	1,230	13	13	9
Réservoirs étanches Montney	1	1	1	1,000	1	1	1
Autres réservoirs étanches	2	2	1	1,290	2	2	2
Schiste Duvernay	1	1	1	1,000	1	1	1
08 - Kaybob	33	32	22	1,005	33	33	23
Réservoirs étanches Montney	8	7	5	1,000	8	7	5
Autres réservoirs étanches	9	9	6	1,043	10	10	7
Schiste Duvernay	7	7	5	1,000	7	7	5
09 - AB - Deep Basin	156	154	107	1,294	202	199	138
Réservoirs étanches Montney	17	16	11	1,000	17	16	11
Autres réservoirs étanches	112	110	76	1,340	150	148	102
Schiste Duvernay	2	2	1	1,000	2	2	1
10 - AB - Nord-est	3	2	2	0,905	2	2	2
11 - Peace River	28	28	19	1,035	29	29	20
Réservoirs étanches Montney	21	21	15	1,000	21	21	15
Autres réservoirs étanches	1	1	1	1,259	1	1	1
Schiste Duvernay	1	1	1	1,000	1	1	1
12 - AB - Nord-ouest	2	2	1	1,007	2	2	1
Schiste Duvernay	1	1	1	1,000	1	1	1
13 - BC Deep Basin	25	24	17	1,016	25	25	17
Réservoirs étanches Montney	20	20	14	1,000	20	20	14
Autres réservoirs étanches	3	3	2	1,091	3	3	2
14 - Fort St. John	61	60	42	0,999	61	60	42
Réservoirs étanches Montney	58	58	40	1,000	58	58	40
15 - Nord-est BC	20	19	13	0,986	19	19	13
Réservoirs étanches	9	9	6	0,960	8	8	6
Schiste Cordova	4	4	3	1,000	4	4	3
Schiste Horn River	5	5	4	1,000	5	5	4
16 - BC - Piémonts	20	20	14	1,008	21	20	14
Réservoirs étanches Montney	18	18	12	1,000	18	18	12
17 - Sud-ouest SK	8	8	6	0,985	8	8	6
Réservoirs étanches	6	6	4	0,980	6	6	4
18 - Ouest SK	3	3	2	1,032	3	3	2
19 - SK - Est	0	0	0	1,000	0	0	0
Somme partielle : Gaz - Classique (réservoirs étanches exclus)	169	167	116	1,168	197	195	135
Somme partielle : Gaz - Réservoirs étanches	406	401	278	1,122	456	450	312
Réservoirs étanches Montney	144	142	98	1,000	144	142	98
Somme partielle : Gaz - MH	185	182	127	1,277	236	233	162
Somme partielle : Gaz - Schiste	24	24	16	1,000	24	24	16
Raccordements pour le gaz - MH							
AB - Formation principale HSC	181	178	123	1,282	231	228	158
AB - Mannville CBM	1	1	1	1,083	1	1	1
AB - Autre MH	3	3	2	1,070	3	3	2
Somme partielle : Gaz - MH	185	182	127	1,277	236	233	162
Total : Gaz	784	774	536	1,165	914	901	625

ANNEXE C

Détails de productibilité selon le scénario

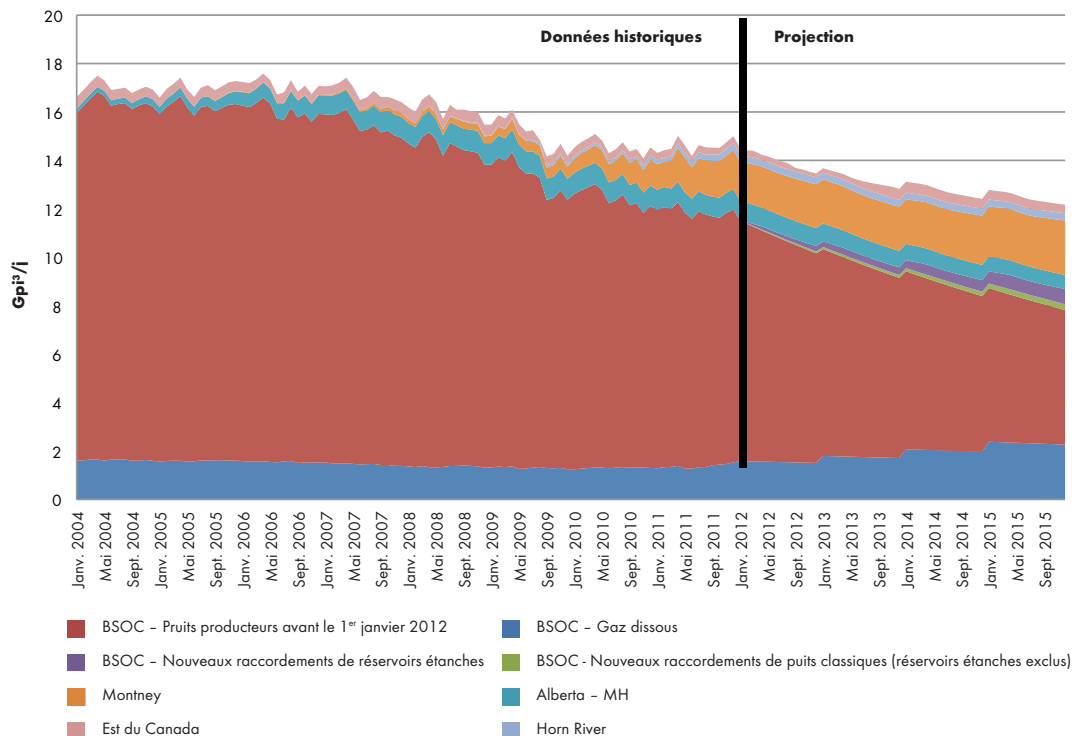
C.1 - Productibilité de gaz au Canada par région/ressource - Scénario de prix médians										
Région/ressource	Données historiques				Projection					
	2011		2012*		2013		2014		2015	
	Mm³/j	Mpi³/j	Mm³/j	Mpi³/j	Mm³/j	Mpi³/j	Mm³/j	Mpi³/j	Mm³/j	Mpi³/j
00 - AB MH	23,49	829	21,83	771	20,02	707	18,42	650	17,03	601
Horseshoe Canyon	17,64	623	16,54	584	15,18	536	13,96	493	12,89	455
Mannville	2,76	98	2,31	82	2,07	73	1,86	66	1,69	60
Autre MH	3,09	109	2,98	105	2,77	98	2,60	92	2,45	86
01 - AB Sud	34,36	1 213	30,63	1 081	26,78	945	23,68	836	21,11	745
Gaz dissous	2,00	70	2,14	76	2,34	83	2,68	95	3,00	106
Réservoirs étanches	22,06	779	19,83	700	16,97	599	14,53	513	12,47	440
02 - AB Sud-ouest	6,80	240	5,91	208	5,20	183	4,62	163	4,16	147
Gaz dissous	0,64	23	0,68	24	0,72	25	0,78	28	0,85	30
Réservoirs étanches	1,97	69	1,64	58	1,40	49	1,19	42	1,02	36
03 - Sud des piémonts	4,70	166	4,06	143	3,48	123	2,98	105	2,57	91
Gaz dissous	0,10	3	0,10	4	0,10	4	0,11	4	0,11	4
04 - AB Est	16,93	598	15,19	536	13,93	492	13,27	469	12,97	458
Gaz dissous	4,26	150	4,51	159	4,69	166	5,25	185	5,95	210
Réservoirs étanches	0,38	14	0,37	13	0,32	11	0,27	10	0,23	8
Schiste Duvernay	0,00	0	0,07	3	0,16	6	0,25	9	0,36	13
05 - AB Centre	19,82	700	17,34	612	15,95	563	14,93	527	14,21	502
Gaz dissous	3,53	125	3,94	139	4,40	155	4,96	175	5,58	197
Réservoirs étanches	1,66	59	1,35	48	1,19	42	1,05	37	0,93	33
Schiste Duvernay	0,00	0	0,03	1	0,06	2	0,09	3	0,13	5
06 - AB Centre-ouest	46,61	1 645	46,74	1 650	45,59	1 610	45,32	1 600	45,99	1 623
Gaz dissous	9,58	338	11,21	396	13,18	465	15,43	545	17,87	631
Réservoirs étanches	17,30	611	17,52	619	16,20	572	15,19	536	14,60	515
Schiste Duvernay	0,00	0	0,05	2	0,09	3	0,13	5	0,17	6
07 - Centre des piémonts	23,05	814	20,54	725	18,14	640	16,15	570	14,55	513
Gaz dissous	0,27	9	0,31	11	0,36	13	0,43	15	0,49	17
Réservoirs étanches Montney	0,29	10	0,28	10	0,29	10	0,30	11	0,32	11
Autres réservoirs étanches	1,32	47	1,59	56	1,45	51	1,35	47	1,28	45
Schiste Duvernay	0,00	0	0,03	1	0,05	2	0,07	2	0,09	3
08 - Kaybob	21,79	769	21,05	743	20,78	733	21,04	743	21,69	766
Gaz dissous	3,75	132	4,75	168	5,87	207	7,30	258	8,78	310
Réservoirs étanches Montney	1,93	68	2,00	71	2,18	77	2,33	82	2,54	90
Autres réservoirs étanches	8,53	301	7,75	274	6,82	241	6,04	213	5,39	190
Schiste Duvernay	0,04	1	0,25	9	0,51	18	0,74	26	0,99	35
09 - AB Deep Basin	63,00	2 224	63,80	2 252	60,30	2 129	57,73	2 038	56,50	1 995
Gaz dissous	1,76	62	2,02	71	2,36	83	2,78	98	3,34	118
Réservoirs étanches Montney	2,25	80	3,44	122	4,03	142	4,56	161	5,23	184
Autres réservoirs étanches	51,57	1 821	51,50	1 818	47,27	1 669	43,85	1 548	41,39	1 461
Schiste Duvernay	0,00	0	0,07	2	0,15	5	0,22	8	0,30	11
10 - AB Nord-est	10,81	382	9,29	328	8,09	286	7,13	252	6,35	224
Gaz dissous	1,91	67	2,03	72	2,14	76	2,25	79	2,35	83
11 - Peace River	13,90	491	13,68	483	14,13	499	15,06	532	16,54	584
Gaz dissous	3,31	117	3,91	138	4,76	168	5,88	208	7,30	258
Réservoirs étanches Montney	0,00	0	0,89	32	1,76	62	2,63	93	3,57	126
Autres réservoirs étanches	2,12	75	1,70	60	1,46	52	1,26	45	1,10	39
Schiste Duvernay	0,00	0	0,03	1	0,06	2	0,09	3	0,12	4
12 - AB Nord-est	8,81	311	8,21	290	7,72	273	7,36	260	7,12	251
Gaz dissous	2,51	89	2,83	100	3,09	109	3,38	119	3,66	129
Schiste Duvernay	0,00	0	0,03	1	0,07	3	0,11	4	0,16	6
13 - BC Deep Basin	16,91	597	18,10	639	17,55	620	17,31	611	17,69	625
Montney	6,81	240	9,92	350	10,44	369	11,08	391	12,18	430
Autres réservoirs étanches	6,08	215	4,77	168	4,18	147	3,69	130	3,30	117
14 - Fort St. John	44,10	1 557	45,91	1 621	43,49	1 535	42,24	1 491	43,09	1 521
Gaz dissous	0,83	29	0,82	29	0,82	29	0,82	29	0,82	29
Montney	24,25	856	28,06	991	28,48	1 005	29,57	1 044	32,34	1 142

C.1 - Productivité de gaz au Canada par région/ressource - Scénario de prix médians										
15 - BC Nord-est	20,75	732	20,53	725	19,26	680	18,43	651	18,21	643
Gaz dissous	0,12	4	0,14	5	0,15	5	0,17	6	0,18	6
Réservoirs étanches	9,20	325	7,88	278	7,02	248	6,38	225	5,93	209
Schiste Cordova	0,10	3	0,52	18	0,63	22	0,74	26	0,89	31
Schiste Horn River	6,47	228	8,10	286	7,96	281	7,95	281	8,23	291
16 - BC Piémonts	15,64	552	14,81	523	13,42	474	12,28	434	11,57	408
Réservoirs étanches Montney	2,98	105	3,94	139	4,02	142	4,11	145	4,39	155
17 - SK Sud-ouest	6,86	242	6,11	216	5,32	188	4,63	163	4,05	143
Gaz dissous	0,29	10	0,22	8	0,20	7	0,17	6	0,17	6
Réservoirs étanches	6,42	227	5,89	208	5,12	181	4,46	157	3,88	137
18 - SK Ouest	3,95	139	3,57	126	3,36	119	3,18	112	3,04	107
Gaz dissous	1,69	60	1,71	60	1,74	61	1,77	62	1,81	64
19 - SK Est	2,20	78	2,47	87	2,75	97	3,11	110	3,57	126
Gaz dissous	2,20	77	2,47	87	2,75	97	3,11	110	3,57	126
22 - Yukon et Territoires du-Nord-Ouest	0,51	18	0,50	18	0,48	17	0,46	16	0,45	16
Total - Classique (réservoirs étanches et gaz dissous exclus)	169,01	5 966	145,14	5 124	125,71	4 438	109,43	3 863	96,08	3 392
Total - Réservoirs étanches	167,14	5 900	170,34	6 013	160,61	5 670	153,86	5 431	152,09	5 369
Montney	38,52	1359,89	48,55	1713,95	51,21	1807,62	54,59	1927,15	60,57	2138,31
Total - Gaz dissous	38,75	1367,82	43,79	1545,83	49,67	1753,46	57,27	2021,58	65,83	2323,79
Total - MH	23,49	829	21,83	771	20,02	707	18,42	650	17,03	601
Total - Schiste	6,61	233	9,18	324	9,74	344	10,39	367	11,43	404
Total - BSOC	405,01	14 297	390,28	13 777	365,74	12 911	349,36	12 333	342,47	12 089
Canada atlantique	7,62	269	5,75	203	8,29	293	11,75	415	10,25	362
Ailleurs au Canada	0,43	15	0,40	14	0,38	14	0,37	13	0,35	12
Total Canada	413,06	14 581	396,43	13 994	374,41	13 217	361,47	12 760	353,07	12 464

Les taux représentent des moyennes annuelles.
*Tenant compte de la production réelle de janvier à octobre 2012

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					
	2011		2012*		2013		2014		2015	
	Mm³/j	Mpi³/j	Mm³/j	Mpi³/j	Mm³/j	Mpi³/j	Mm³/j	Mpi³/j	Mm³/j	Mpi³/j
00 - AB MH	23,49	829	21,83	771	20,05	708	18,49	653	17,19	607
Horseshoe Canyon	17,64	623	16,54	584	15,20	537	14,03	495	13,04	460
Mannville	2,76	98	2,31	82	2,07	73	1,87	66	1,70	60
Autre MH	3,09	109	2,98	105	2,77	98	2,60	92	2,45	87
01 - AB Sud	34,36	1 213	30,63	1 081	26,84	947	23,83	841	21,34	753
Gaz dissous	2,00	70	2,14	76	2,38	84	2,78	98	3,12	110
Réservoirs étanches	22,06	779	19,83	700	16,97	599	14,55	514	12,52	442
02 - AB Sud-ouest	6,80	240	5,91	208	5,23	185	4,67	165	4,25	150
Gaz dissous	0,64	23	0,68	24	0,75	26	0,81	29	0,92	32
Réservoirs étanches	1,97	69	1,64	58	1,40	49	1,19	42	1,02	36
03 - Sud des piémonts	4,70	166	4,06	143	3,48	123	2,99	105	2,57	91
Gaz dissous	0,10	3	0,10	4	0,10	4	0,11	4	0,12	4
04 - AB Est	16,93	598	15,19	536	14,03	495	13,35	471	13,16	465
Gaz dissous	4,26	150	4,51	159	4,77	169	5,29	187	6,05	214
Réservoirs étanches	0,38	14	0,37	13	0,32	11	0,27	10	0,23	8
Schiste Duvernay	0,00	0	0,07	3	0,18	6	0,29	10	0,43	15
05 - AB Centre	19,82	700	17,34	612	16,03	566	15,23	538	14,59	515
Gaz dissous	3,53	125	3,94	139	4,47	158	5,24	185	5,89	208
Réservoirs étanches	1,66	59	1,35	48	1,19	42	1,05	37	0,93	33
Schiste Duvernay	0,00	0	0,03	1	0,07	2	0,11	4	0,16	6
06 - AB Centre-ouest	46,61	1 645	46,74	1 650	46,19	1 631	46,85	1 654	48,54	1 713
Gaz dissous	9,58	338	11,21	396	13,53	478	16,33	577	19,08	674
Réservoirs étanches	17,30	611	17,52	619	16,37	578	15,63	552	15,52	548
Schiste Duvernay	0,00	0	0,05	2	0,10	4	0,15	5	0,21	7
07 - Centre des piémonts	23,05	814	20,54	725	18,22	643	16,32	576	14,89	526
Gaz dissous	0,27	9	0,31	11	0,38	13	0,44	16	0,52	18
Réservoirs étanches Montney	0,29	10	0,28	10	0,30	11	0,32	11	0,37	13
Autres réservoirs étanches	1,32	47	1,59	56	1,47	52	1,38	49	1,35	48
Schiste Duvernay	0,00	0	0,03	1	0,05	2	0,08	3	0,11	4
08 - Kaybob	21,79	769	21,05	743	21,12	746	21,74	767	22,70	801
Gaz dissous	3,75	132	4,75	168	6,09	215	7,69	271	9,14	322
Réservoirs étanches Montney	1,93	68	2,00	71	2,23	79	2,47	87	2,83	100
Autres réservoirs étanches	8,53	301	7,75	274	6,85	242	6,10	215	5,51	195
Schiste Duvernay	0,04	1	0,25	9	0,55	19	0,84	30	1,21	43
09 - AB Deep Basin	63,00	2 224	63,80	2 252	61,00	2 153	59,33	2 094	59,85	2 113
Gaz dissous	1,76	62	2,02	71	2,45	87	2,87	101	3,48	123
Réservoirs étanches Montney	2,25	80	3,44	122	4,16	147	4,89	173	5,92	209
Autres réservoirs étanches	51,57	1 821	51,50	1 818	47,67	1 683	44,83	1 582	43,46	1 534
Schiste Duvernay	0,00	0	0,07	2	0,16	6	0,25	9	0,36	13
10 - AB Nord-est	10,81	382	9,29	328	8,16	288	7,20	254	6,45	228
Gaz dissous	1,91	67	2,03	72	2,21	78	2,32	82	2,44	86
11 - Peace River	13,90	491	13,68	483	14,42	509	15,71	555	17,91	632
Gaz dissous	3,31	117	3,91	138	4,89	173	6,12	216	7,79	275
Réservoirs étanches Montney	0,00	0	0,89	32	1,91	67	3,00	106	4,36	154
Autres réservoirs étanches	2,12	75	1,70	60	1,47	52	1,27	45	1,11	39
Schiste Duvernay	0,00	0	0,03	1	0,06	2	0,10	3	0,14	5
12 - AB Nord-est	8,81	311	8,21	290	7,83	276	7,53	266	7,39	261
Gaz dissous	2,51	89	2,83	100	3,19	113	3,53	124	3,90	138
Schiste Duvernay	0,00	0	0,03	1	0,08	3	0,13	5	0,19	7
13 - BC Deep Basin	16,91	597	18,10	639	17,80	628	18,00	635	19,19	677
Montney	6,81	240	9,92	350	10,67	377	11,72	414	13,56	479
Autres réservoirs étanches	6,08	215	4,77	168	4,19	148	3,73	132	3,39	120
14 - Fort St. John	44,10	1 557	45,91	1 621	44,15	1 559	44,13	1 558	47,12	1 664
Gaz dissous	0,83	29	0,82	29	0,84	30	0,85	30	0,85	30
Montney	24,25	856	28,06	991	29,12	1 028	31,41	1 109	36,29	1 281

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

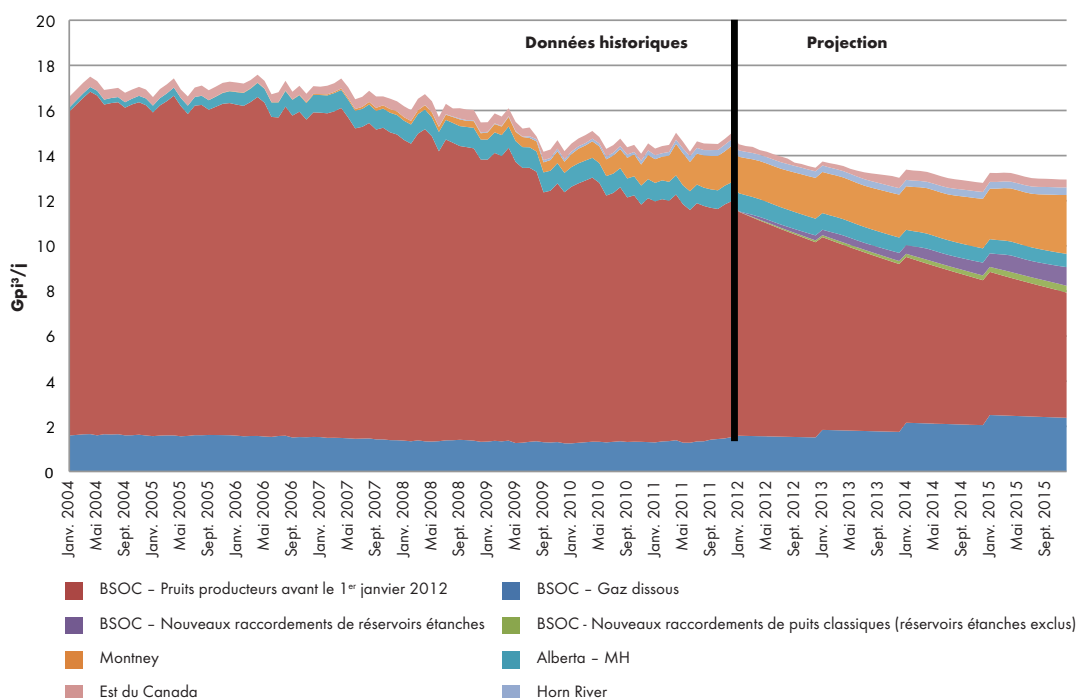
15 - BC Nord-est	20,75	732	20,53	725	19,48	688	19,03	672	19,50	688
Gaz dissous	0,12	4	0,14	5	0,16	5	0,17	6	0,18	7
Réservoirs étanches	9,20	325	7,88	278	7,07	250	6,50	230	6,20	219
Schiste Cordova	0,10	3	0,52	18	0,65	23	0,80	28	1,02	36
Schiste Horn River	6,47	228	8,10	286	8,08	285	8,29	293	8,98	317
16 - BC Piémonts	15,64	552	14,81	523	13,50	477	12,53	442	12,09	427
Réservoirs étanches Montney	2,98	105	3,94	139	4,09	144	4,31	152	4,82	170
17 - SK Sud-ouest	6,86	242	6,11	216	5,32	188	4,63	164	4,06	143
Gaz dissous	0,29	10	0,22	8	0,20	7	0,17	6	0,17	6
Réservoirs étanches	6,42	227	5,89	208	5,12	181	4,46	157	3,89	137
18 - SK Ouest	3,95	139	3,57	126	3,37	119	3,20	113	3,06	108
Gaz dissous	1,69	60	1,71	60	1,75	62	1,78	63	1,83	65
19 - SK Est	2,20	78	2,47	87	2,77	98	3,13	110	3,61	128
Gaz dissous	2,20	77	2,47	87	2,77	98	3,13	110	3,61	128
22 - Yukon et Territoires-du-Nord-Ouest	0,51	18	0,50	18	0,48	17	0,46	16	0,45	16
Total - Classique (réservoirs étanches et gaz dissous exclus)	169,01	5 966	145,14	5 124	125,96	4 446	110,09	3 886	97,51	3 442
Total - Réservoirs étanches	167,14	5 900	170,34	6 013	162,55	5 738	159,09	5 616	163,28	5 764
Montney	38,52	1359,89	48,55	1713,95	52,47	1852,27	58,13	2051,99	68,16	2406,05
Total - Gaz dissous	38,75	1367,82	43,79	1545,83	50,94	1798,15	59,65	2105,61	69,11	2439,57
Total - MH	23,49	829	21,83	771	20,05	708	18,49	653	17,19	607
Total - Schiste	6,61	233	9,18	324	9,98	352	11,04	390	12,82	453
Total - BSOC	405,01	14 297	390,28	13 777	369,47	13 043	358,36	12 650	359,91	12 705
Canada atlantique	7,62	269	5,75	203	8,29	293	11,75	415	10,25	362
Ailleurs au Canada	0,43	15	0,40	14	0,38	14	0,37	13	0,35	12
Total Canada	413,06	14 581	396,43	13 994	378,14	13 349	370,47	13 078	370,51	13 079

Les taux représentent des moyennes annuelles.

*Tenant compte de la production réelle de janvier à octobre 2012

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					
	2011		2012*		2013		2014		2015	
	Mm³/j	Mpi³/j	Mm³/j	Mpi³/j	Mm³/j	Mpi³/j	Mm³/j	Mpi³/j	Mm³/j	Mpi³/j
00 - AB MH	23,49	829	21,83	771	20,00	706	18,31	646	16,76	591
Horseshoe Canyon	17,64	623	16,54	584	15,16	535	13,86	489	12,63	446
Mannville	2,76	98	2,31	82	2,07	73	1,86	66	1,68	59
Autre MH	3,09	109	2,98	105	2,77	98	2,60	92	2,45	86
01 - AB Sud	34,36	1 213	30,63	1 081	26,70	943	23,36	825	20,54	725
Gaz dissous	2,00	70	2,14	76	2,27	80	2,45	86	2,64	93
Réservoirs étanches	22,06	779	19,83	700	16,96	599	14,50	512	12,38	437
02 - AB Sud-ouest	6,80	240	5,91	208	5,16	182	4,55	161	4,03	142
Gaz dissous	0,64	23	0,68	24	0,69	24	0,72	25	0,76	27
Réservoirs étanches	1,97	69	1,64	58	1,40	49	1,19	42	1,02	36
03 - Sud des piémonts	4,70	166	4,06	143	3,48	123	2,98	105	2,56	90
Gaz dissous	0,10	3	0,10	4	0,10	4	0,10	4	0,10	4
04 - AB Est	16,93	598	15,19	536	13,78	487	12,95	457	12,13	428
Gaz dissous	4,26	150	4,51	159	4,56	161	5,00	176	5,29	187
Réservoirs étanches	0,38	14	0,37	13	0,32	11	0,27	10	0,23	8
Schiste Duvernay	0,00	0	0,07	3	0,15	5	0,20	7	0,22	8
05 - AB Centre	19,82	700	17,34	612	15,87	560	14,68	518	13,50	477
Gaz dissous	3,53	125	3,94	139	4,33	153	4,76	168	4,98	176
Réservoirs étanches	1,66	59	1,35	48	1,19	42	1,05	37	0,92	33
Schiste Duvernay	0,00	0	0,03	1	0,06	2	0,07	3	0,08	3
06 - AB Centre-ouest	46,61	1 645	46,74	1 650	45,06	1 591	43,49	1 535	40,52	1 430
Gaz dissous	9,58	338	11,21	396	12,83	453	14,61	516	14,89	526
Réservoirs étanches	17,30	611	17,52	619	16,08	568	14,50	512	12,89	455
Schiste Duvernay	0,00	0	0,05	2	0,08	3	0,09	3	0,09	3
07 - Centre des piémonts	23,05	814	20,54	725	18,09	638	15,88	561	13,92	492
Gaz dissous	0,27	9	0,31	11	0,35	12	0,40	14	0,46	16
Réservoirs étanches Montney	0,29	10	0,28	10	0,28	10	0,26	9	0,24	8
Autres réservoirs étanches	1,32	47	1,59	56	1,44	51	1,29	46	1,15	40
Schiste Duvernay	0,00	0	0,03	1	0,04	2	0,05	2	0,05	2
08 - Kaybob	21,79	769	21,05	743	20,36	719	20,29	716	19,52	689
Gaz dissous	3,75	132	4,75	168	5,54	195	7,05	249	7,83	276
Réservoirs étanches Montney	1,93	68	2,00	71	2,14	76	2,11	75	2,00	71
Autres réservoirs étanches	8,53	301	7,75	274	6,81	240	5,94	210	5,17	182
Schiste Duvernay	0,04	1	0,25	9	0,48	17	0,56	20	0,57	20
09 - AB Deep Basin	63,00	2 224	63,80	2 252	59,77	2 110	55,18	1 948	50,37	1 778
Gaz dissous	1,76	62	2,02	71	2,26	80	2,71	96	3,15	111
Réservoirs étanches Montney	2,25	80	3,44	122	3,94	139	4,04	142	3,93	139
Autres réservoirs étanches	51,57	1 821	51,50	1 818	46,98	1 658	42,23	1 491	37,54	1 325
Schiste Duvernay	0,00	0	0,07	2	0,14	5	0,17	6	0,18	6
10 - AB Nord-est	10,81	382	9,29	328	8,02	283	7,00	247	6,25	220
Gaz dissous	1,91	67	2,03	72	2,07	73	2,13	75	2,25	79
11 - Peace River	13,90	491	13,68	483	13,90	491	13,89	490	17,35	613
Gaz dissous	3,31	117	3,91	138	4,65	164	5,40	190	9,72	343
Réservoirs étanches Montney	0,00	0	0,89	32	1,65	58	2,01	71	2,09	74
Autres réservoirs étanches	2,12	75	1,70	60	1,46	52	1,26	44	1,08	38
Schiste Duvernay	0,00	0	0,03	1	0,05	2	0,07	2	0,07	2
12 - AB Nord-est	8,81	311	8,21	290	7,62	269	7,14	252	6,87	243
Gaz dissous	2,51	89	2,83	100	2,99	106	3,18	112	3,48	123
Schiste Duvernay	0,00	0	0,03	1	0,07	2	0,09	3	0,10	4
13 - BC Deep Basin	16,91	597	18,10	639	17,38	613	16,24	573	14,95	528
Montney	6,81	240	9,92	350	10,28	363	10,10	357	9,65	341
Autres réservoirs étanches	6,08	215	4,77	168	4,17	147	3,62	128	3,14	111
14 - Fort St. John	44,10	1 557	45,91	1 621	42,98	1 517	39,38	1 390	35,72	1 261
Gaz dissous	0,83	29	0,82	29	0,78	28	0,78	27	0,77	27
Montney	24,25	856	28,06	991	28,02	989	26,78	945	25,09	886

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

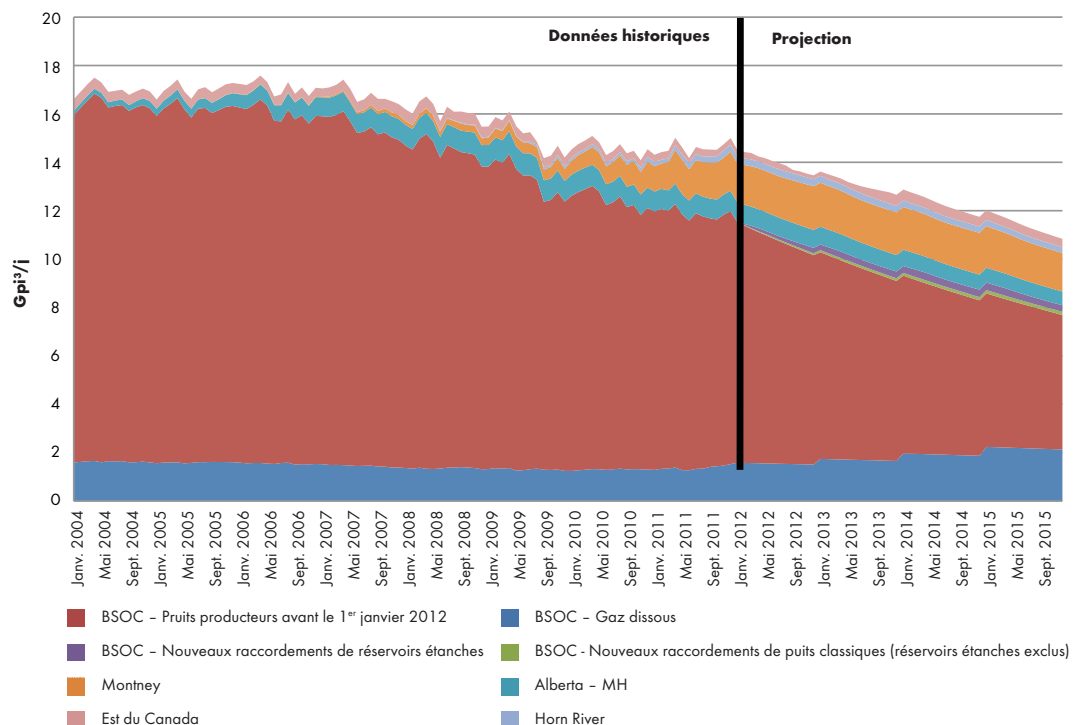
15 - BC Nord-est	20,75	732	20,53	725	19,09	674	17,50	618	15,86	560
Gaz dissous	0,12	4	0,14	5	0,14	5	0,16	6	0,17	6
Réservoirs étanches	9,20	325	7,88	278	6,99	247	6,18	218	5,43	192
Schiste Cordova	0,10	3	0,52	18	0,61	22	0,65	23	0,65	23
Schiste Horn River	6,47	228	8,10	286	7,87	278	7,41	262	6,86	242
16 - BC Piémonts	15,64	552	14,81	523	13,36	472	11,93	421	10,60	374
Réservoirs étanches Montney	2,98	105	3,94	139	3,98	140	3,82	135	3,60	127
17 - SK Sud-ouest	6,86	242	6,11	216	5,31	187	4,62	163	4,04	143
Gaz dissous	0,29	10	0,22	8	0,19	7	0,16	6	0,16	6
Réservoirs étanches	6,42	227	5,89	208	5,12	181	4,46	157	3,88	137
18 - SK Ouest	3,95	139	3,57	126	3,34	118	3,14	111	2,98	105
Gaz dissous	1,69	60	1,71	60	1,72	61	1,73	61	1,76	62
19 - SK Est	2,20	78	2,47	87	2,67	94	3,02	107	3,48	123
Gaz dissous	2,20	77	2,47	87	2,67	94	3,02	107	3,48	123
22 - Yukon et Territoires-du-Nord-Ouest	0,51	18	0,50	18	0,48	17	0,46	16	0,45	16
Total - Classique (réservoirs étanches et gaz dissous exclus)	169,01	5 966	145,14	5 124	125,53	4 431	108,37	3 825	93,44	3 299
Total - Réservoirs étanches	167,14	5 900	170,34	6 013	159,20	5 620	145,60	5 140	131,43	4 640
Montney	38,52	1359,89	48,55	1713,95	50,29	1775,22	49,12	1733,99	46,60	1645,19
Total - Gaz dissous	38,75	1367,82	43,79	1545,83	48,14	1699,40	54,36	1918,79	61,90	2185,27
Total - MH	23,49	829	21,83	771	20,00	706	18,31	646	16,76	591
Total - Schiste	6,61	233	9,18	324	9,56	338	9,37	331	8,87	313
Total - BSOC	405,01	14 297	390,28	13 777	362,43	12 794	336,00	11 861	312,40	11 028
Canada atlantique	7,62	269	5,75	203	8,29	293	11,75	415	10,25	362
Ailleurs au Canada	0,43	15	0,40	14	0,38	14	0,37	13	0,35	12
Total Canada	413,06	14 581	396,43	13 994	371,10	13 100	348,11	12 289	323,00	11 402

Les taux représentent des moyennes annuelles.

*Tenant compte de la production réelle de janvier à octobre 2012

FIGURE C 3

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

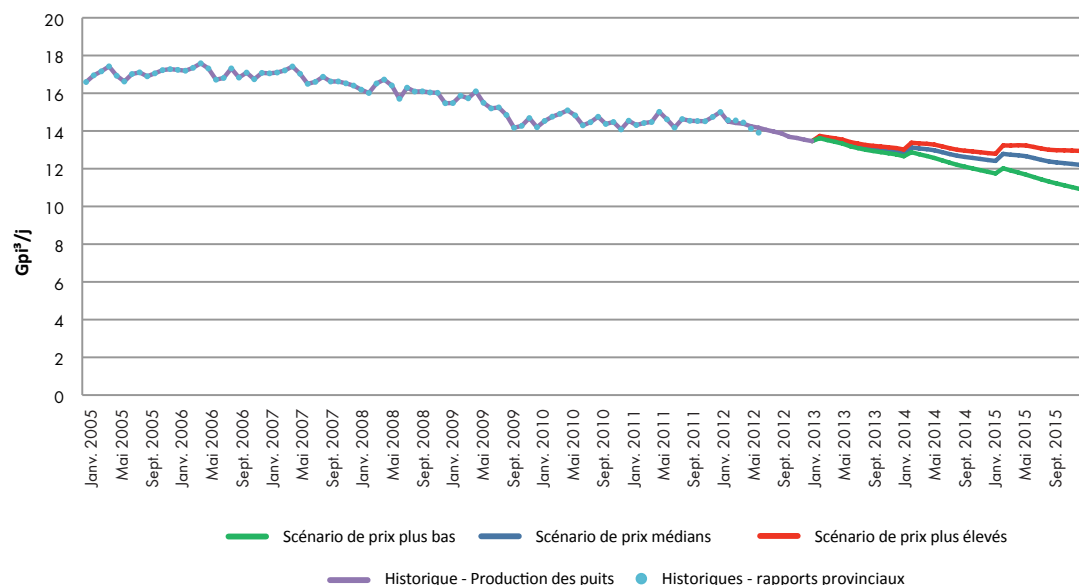


ANNEXE D

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								
	2012		2013		2014		2015	
	Mm³/j	Gpi³/j	Mm³/j	Gpi³/j	Mm³/j	Gpi³/j	Mm³/j	Gpi³/j
Productibilité au Canada - Scénario de prix médians	396	14,0	374	13,2	361	12,8	353	12,5
Demande totale - Canada	291	10,4	296	10,5	306	10,9	310	11,0
Demande dans l'Ouest canadien	190	6,7	192	6,8	200	7,1	203	7,2
Demande dans l'Est du Canada	102	3,6	103	3,7	106	3,8	107	3,8

