

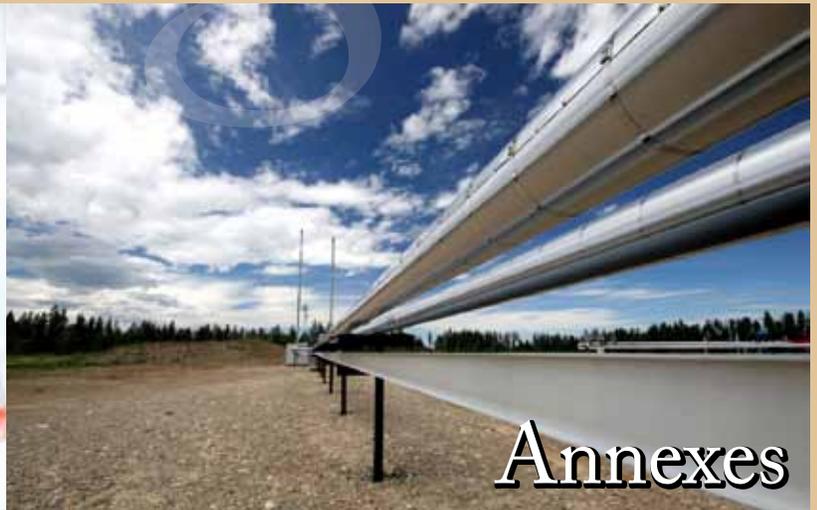


Office national
de l'énergie

National Energy
Board

Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada

2012-2014



Annexes

ÉVALUATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE • AVRIL 2012

Canada



Office national
de l'énergie

National Energy
Board

Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada

2012-2014

gaz

Annexes

ÉVALUATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE • AVRIL 2012

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 2012

NE2-1/2012F-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 2012

NE2-1/2012E-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	16
A4	Paramètres de diminution selon les regroupements de raccords gaziers futurs	37
Annexe B		61
B1	Facteurs d'affectation du nombre de jours de forage ciblant du gaz selon la région	61
B2	Projections détaillées de forages ciblant du gaz et de raccords gaziers selon le scénario	63
Annexe C		66
	Détails de productibilité selon le scénario	66
Annexe D		72
	Productibilité totale au Canada – Comparaison des scénarios	72
Annexe E		72
	Productibilité et demande moyennes par année au Canada	72

ANNEXE A

Annexe A1 - Méthodologie (Description Détaillée)

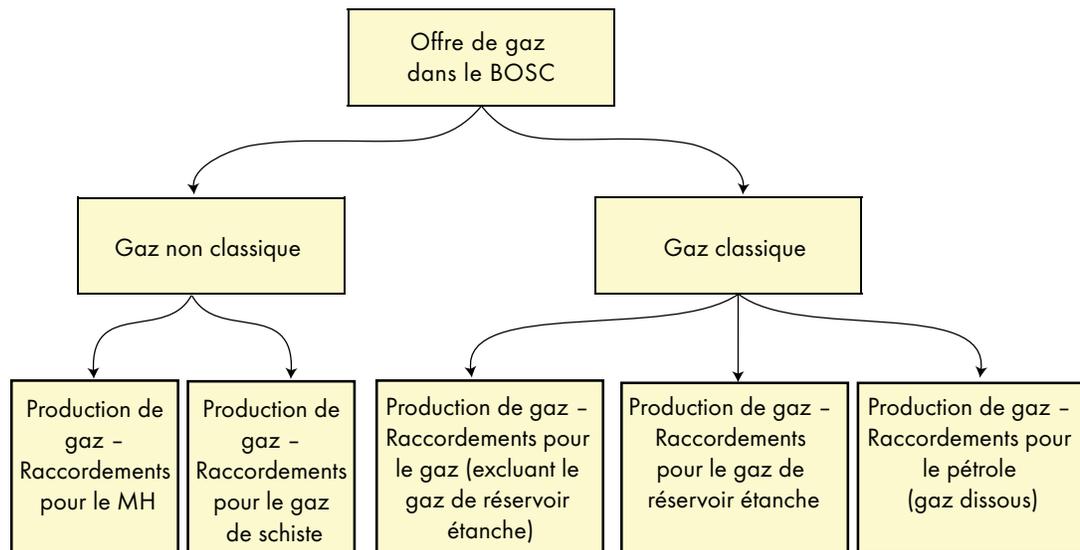
La productibilité de gaz naturel au Canada durant la période 2012-2014 sera constituée de l'offre de gaz classique provenant du BSOC, à laquelle se grefferont les contributions du Canada atlantique, de l'Ontario, des Territoires du Nord-Ouest et du Yukon, la production de méthane de houille (MH) en Alberta 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 attentes à l'égard de 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 plus 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 le présent rapport, le gaz des réservoirs étanches 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

afin de déterminer la productibilité de gaz associée aux raccordements pour le pétrole (gaz dissous) est décrite dans la section A1.1.2 de la présente annexe.

A1.1.1 Raccordements à partir de puits de gaz

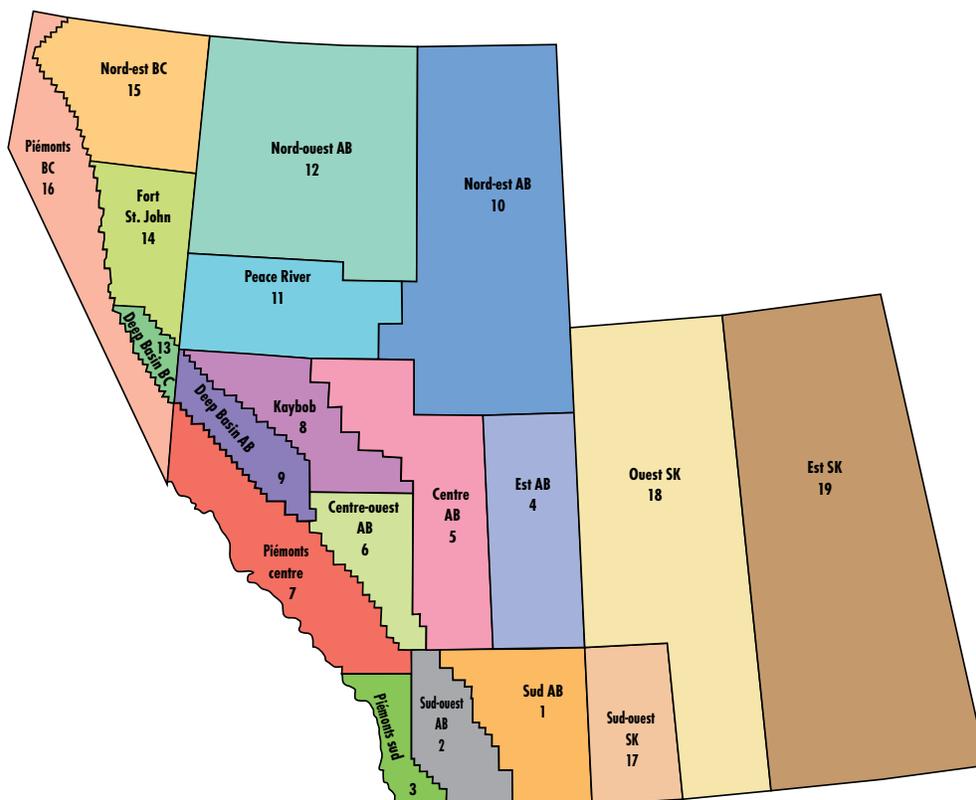
Qu'il s'agisse des raccordements pour le gaz classique (y compris le gaz de réservoir étanche) ou pour le MH, la méthode d'évaluation de la productibilité est essentiellement la même. On a utilisé l'analyse de diminution de la production fondée sur les données de production historiques pour déterminer les paramètres du rendement futur. Dans le cas du MH, du gaz de schiste de la région de la rivière Horn et des réservoirs étanches 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 provenant de la formation de Montney comprend l'ensemble du gaz d'origine triasique; étant donné l'accroissement rapide de la productibilité et de la part qu'elle occupe depuis environ cinq ans, la formation de Montney (et celle de Doig) a apporté une contribution dominante à la productibilité du gaz du Trias. Bien que d'autres formations de cette ère (Baldonnell, Charlie Lake, Boundary Lake et Halfway) n'aient pas les mêmes caractéristiques géologiques que les deux autres, leur productibilité a considérablement diminué récemment.

FIGURE A1.2

Carte des zones du BSOC



Dans chaque secteur et 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 2010.

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 2010 inclusivement. Un seul groupe a été constitué en ce qui a trait aux raccordements pour le MH Mannville antérieurs à 2006, et des groupes séparés sont formés pour chacune des années suivantes.

Raccordements existants par rapport aux raccordements futurs

Dans le présent rapport, les « raccordements existants » désignent les puits mis en production avant le 1^{er} janvier 2011, 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 attentes sur la productibilité du groupe de ressources gazières au complet;
2. les paramètres de productibilité des raccordements moyens, soit les attentes sur 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 les paramètres de productibilité des raccordements moyens découlant de cette analyse se trouvent à l'annexe A.3. Ceux des groupes sont utilisés dans le modèle de productibilité pour établir les projections de productibilité relatives aux raccordements existants.

Méthodologie de l'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 des réservoirs étanches) 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. Les raccordements 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 de ce 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 30,4 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 à être 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 1999 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 2010 inclusivement**

Chaque année de raccordement de 1999 à 2010 inclusivement a été évaluée dans l'ordre chronologique après l'évaluation 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 :

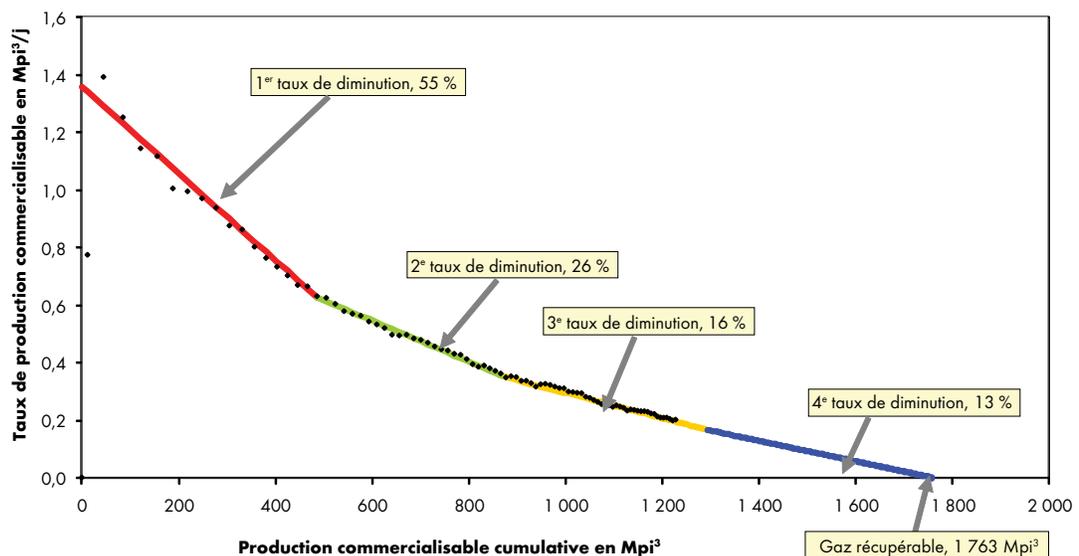
- taux de production initial;
- premier taux de diminution;
- deuxième taux de diminution;
- nombre de mois avant le deuxième taux de diminution – habituellement autour de 18;
- troisième taux de diminution;
- nombre de mois avant le troisième taux de diminution – habituellement autour de 45;
- quatrième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



Source : 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 pour la quatrième période de diminution sont hypothétiques et s'appuient sur l'analyse des 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 afin de connaître les paramètres de diminution déterminés de cette façon pour les raccordements moyens.

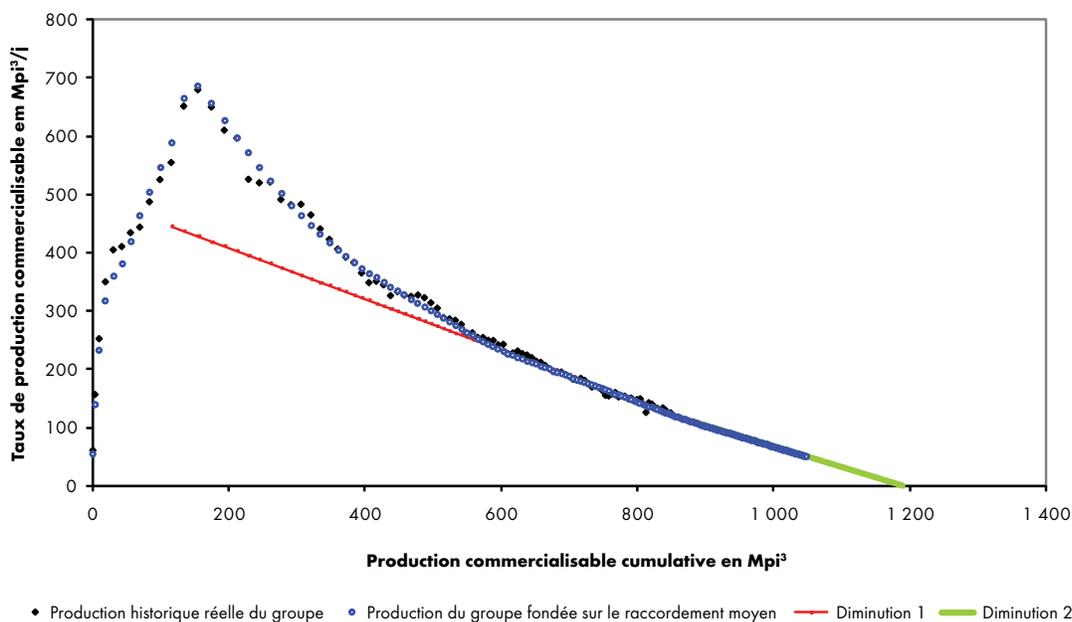
b. Analyse de diminution de la production pour les données d'un groupe

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 2010;
- 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 productivité future. En pareils cas, le rendement prévu calculé à partir des données de raccordement moyen est essentiel à l'établissement des taux de diminution actuels et futurs applicables à l'année de raccordement.

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

Analyse de diminution de la production de MH

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

1. La courte période de production de MH en Alberta permet difficilement d'établir des taux de diminution à long terme en se fondant sur des données historiques, notamment en ce qui 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 avec 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 qui diminue de manière 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

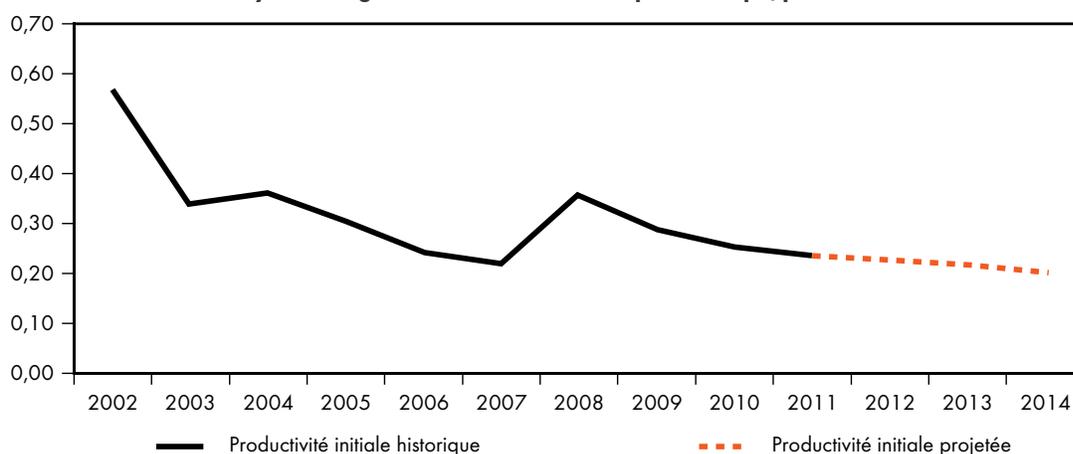
Pour les raccordements futurs, la productivité est projetée en fonction du nombre de raccordements futurs et des caractéristiques prévues du rendement moyen de ces raccordements. Les projections sur le forage servent à estimer le nombre de raccordements futurs pour le gaz. Les tendances en matière de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

FIGURE A1.5

Exemple de productivité initiale du raccordement moyen selon l'année de raccordement

Regroupements pour le gaz classique de Mannville du sud de l'Alberta

Productivité initiale moyenne de gaz commercialisable des puits en Mpi^3/j



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

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 certains 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 de Mannville du sud 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 groupe de ressources. Les annexes A3 et A4 traitent des valeurs historiques et projetées de productivité initiale du raccordement moyen pour tous les groupes de ressources gazières.

Les principaux paramètres de diminution ayant une incidence sur la productivité 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 2002 à 2014 inclusivement dans le groupe 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.

A1.1.1.3.2 Nombre de raccordements futurs

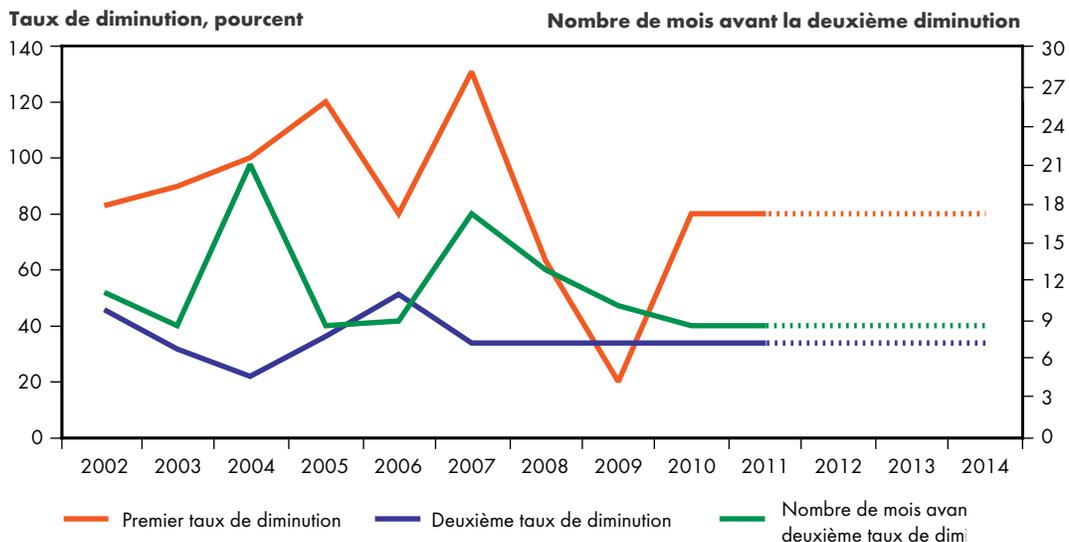
La projection du nombre de raccordements futurs exige une estimation du nombre de puits ciblant du gaz (y compris le gaz des réservoirs étanches), de puits ciblant du gaz de schiste et de puits ciblant du MH par année pour chaque groupe de ressources, multiplié par le ratio des raccordements annuels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

FIGURE A1.6

Exemple des paramètres de diminution clés du raccordement moyen au fil du temps

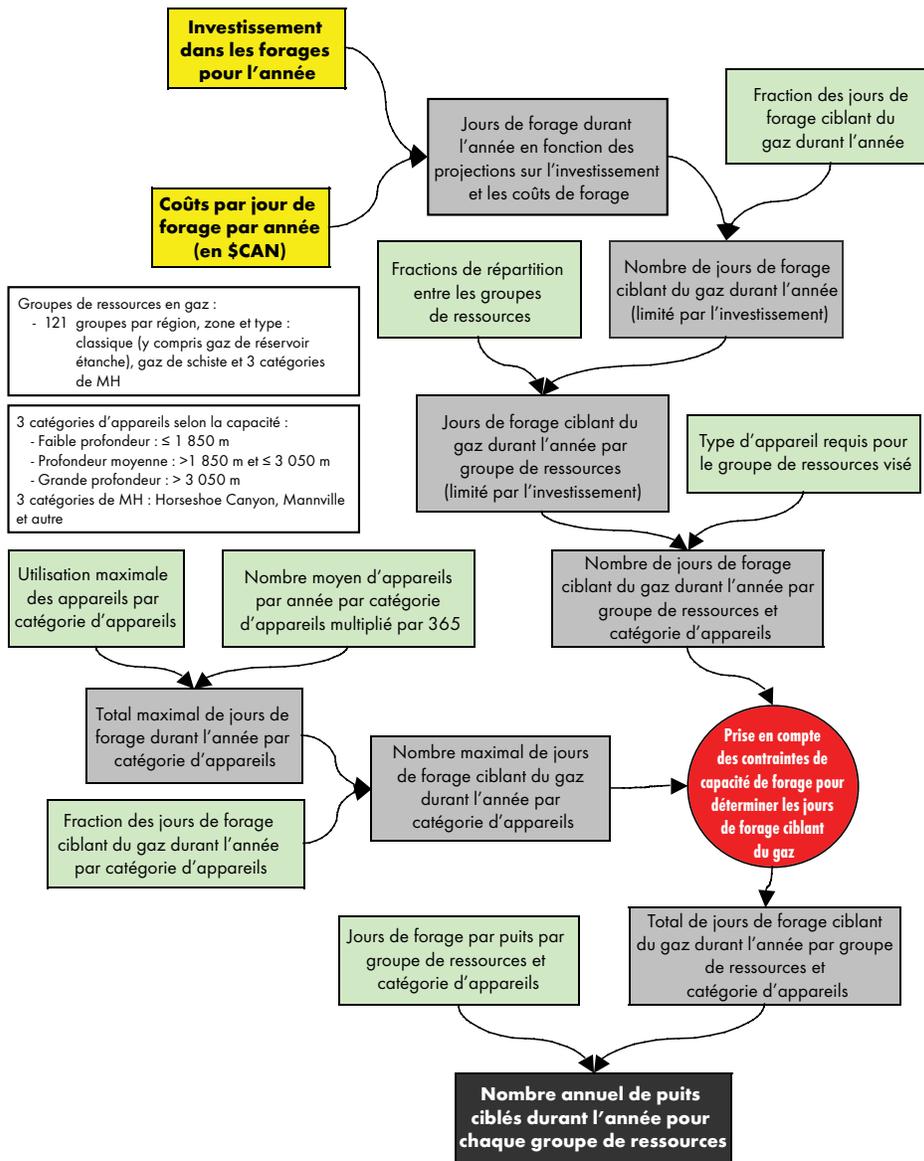
Regroupement pour le gaz classique- Sud-ouest de l'Alberta, Tertiaire, Crétacé supérieur et Colorado supérieur



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 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 des réservoirs étanches 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.

FIGURE A1.7

Graphique illustrant la méthode de projection des forages



Les résultats de la répartition des jours de forage ciblant du gaz entre les groupes de ressources ont ensuite été vérifiés en regard de la capacité de forage afin 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.

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 des raccordements 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 ne sont pas raccordées au réseau pipelinier nord-américain. Compte tenu du 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. Selon l'exploitant, la productibilité découlant de la mise en valeur du champ Deep Panuke devrait commencer à être prise en compte en juillet 2012.

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

A1.3 Production d'autres sources canadiennes

La productibilité de gaz provenant du BSOC, du Yukon, des Territoires du Nord-Ouest et du Canada atlantique, qui fait l'objet des sections précédentes de la présente annexe, représente la quasi-totalité de la productibilité canadienne; le reste provient de l'Ontario. La productibilité de l'Ontario est projetée par extrapolation des 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

Afin de mieux comprendre le rôle de la productibilité par rapport au marché canadien du gaz naturel, il est utile de comparer les perspectives de productibilité établies par l'Office avec la demande actuelle et prévue de gaz naturel au Canada.

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 déclin 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 déduit des données de productibilité au 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 comprend le gaz retiré au moment de la récupération des liquides de gaz naturel dans les usines de chevauchement. Une proportion de 85 % à 90 % du gaz sortant de l'Alberta est traitée dans de telles usines, où sont extraits une bonne partie de l'éthane ainsi que d'autres LGN et les composantes plus lourdes restantes. L'annexe E présente un tableau sur la productibilité et 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 et de climatisation 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 des réservoirs étanches) 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 1er janvier 2011) 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 renferme 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 1er janvier 2011), 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 des réservoirs étanches), 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 refléter 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 2010, 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 2010. 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 2011, de 14 % en 2012 et 2013 et de 13 % en 2014. La productibilité des raccordements futurs pour le gaz supplée à la productibilité décroissante des raccordements existants.

A2.1.2 Raccordements futurs pour le gaz

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

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

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

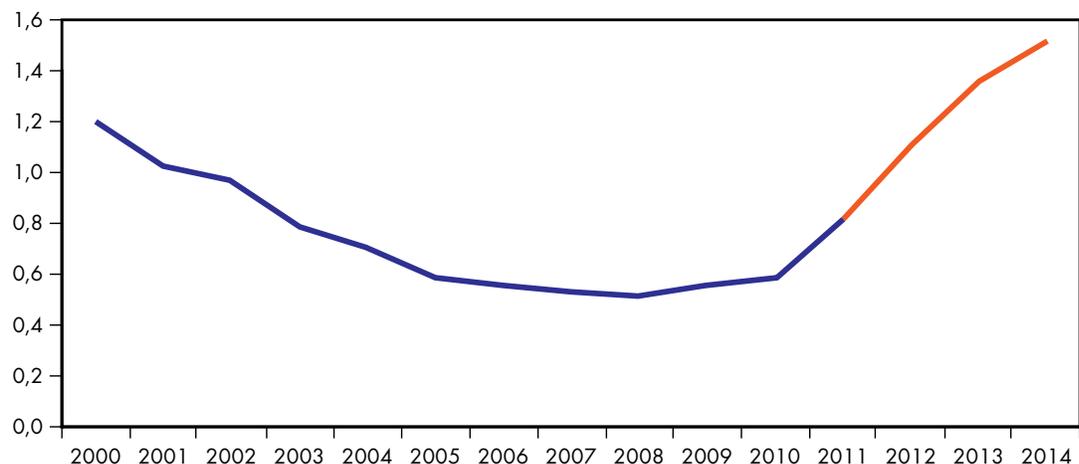
Les méthodes d'analyse de diminution de la production décrites à l'annexe A.1 ont servi de fondement pour déterminer les paramètres de rendement des raccordements futurs pour le gaz. On a eu recours aux tendances observées au chapitre du rendement des raccordements moyens des différents groupes de raccordements existants ont été utilisées pour estimer les paramètres de rendement des raccordements futurs pour le gaz.

Les raccordements pour le gaz classique (y compris le gaz des réservoirs étanches) ont été regroupés en fonction de la zone, de la formation et des années de raccordement de 1999 à 2010. Ces douze groupes constitués selon l'année de raccordement sont évalués pour chaque regroupement, ce qui permet d'obtenir un excellent jeu de données historiques pouvant servir à l'estimation du rendement des puits futurs.

FIGURE A 2.1

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

Mpi^3/j



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

T A B L E A U A 2.1

Productivité initiale du raccordement gazier moyen selon l'année de raccordement dans le BSOC – Mpi^3/j

Région	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
00 - AB - MH	0,066	0,074	0,101	0,102	0,096	0,064	0,048
01 - AB - Sud	0,158	0,135	0,107	0,098	0,114	0,104	0,131
02 - AB - Sud-ouest	0,308	0,235	0,232	0,227	0,304	0,288	0,233
03 - Zone sud des piémonts	1,115	1,252	1,181	0,342	0,151	0,683	
04 - AB- Est	0,091	0,089	0,071	0,071	0,076	0,091	0,090
05 - AB - Centre	0,290	0,201	0,191	0,202	0,187	0,198	0,133
06 - AB - Centre-ouest	0,389	0,408	0,349	0,411	0,494	0,410	0,561
07 - Zone centrale des piémonts	1,558	1,820	1,179	1,611	1,667	1,565	1,076
08 - Kaybob	0,570	0,574	0,629	0,563	0,555	0,852	0,724
09 - AB - Deep Basin	0,999	0,784	0,468	0,825	0,738	1,016	1,038
10 - AB - Nord-est	0,182	0,180	0,145	0,163	0,162	0,148	0,142
11 - Peace River	0,662	0,654	0,450	0,561	0,538	0,645	0,795
12 - AB - Nord-ouest	0,424	0,373	0,318	0,268	0,391	0,731	0,334
13 - BC - Deep Basin	1,340	0,750	1,239	1,037	1,180	0,901	1,455
14 - Fort St. John	0,647	0,734	0,476	0,720	0,590	0,898	0,509
15 - Nord-est BC	1,051	0,788	0,581	0,472	0,679	0,469	1,323
16 - BC - Piémonts	3,272	1,855	2,945	2,556	1,925	1,246	1,719
17 - Sud-ouest SK	0,058	0,071	0,070	0,057	0,054	0,061	0,040
18 - Ouest SK	0,150	0,137	0,118	0,125	0,093	0,138	0,095
Total - BSOC	0,702	0,585	0,571	0,548	0,526	0,553	0,580

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

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

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

La tendance de la productivité initiale de la moyenne des raccordements de puits de gaz dans le BSOC est représentée à la figure A.2.1. Après avoir chuté au cours de la période 2000-2007, la tendance s'est inversée en 2008, et continue de monter jusqu'en 2014, alors que les taux de productivité initiaux plus élevés des puits forés dans les réservoirs étanches et de gaz de schiste commencent à représenter une part plus importante du nombre de puits forés sur une année.

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.

A2.1.2.2 Nombre de raccordements futurs pour le gaz

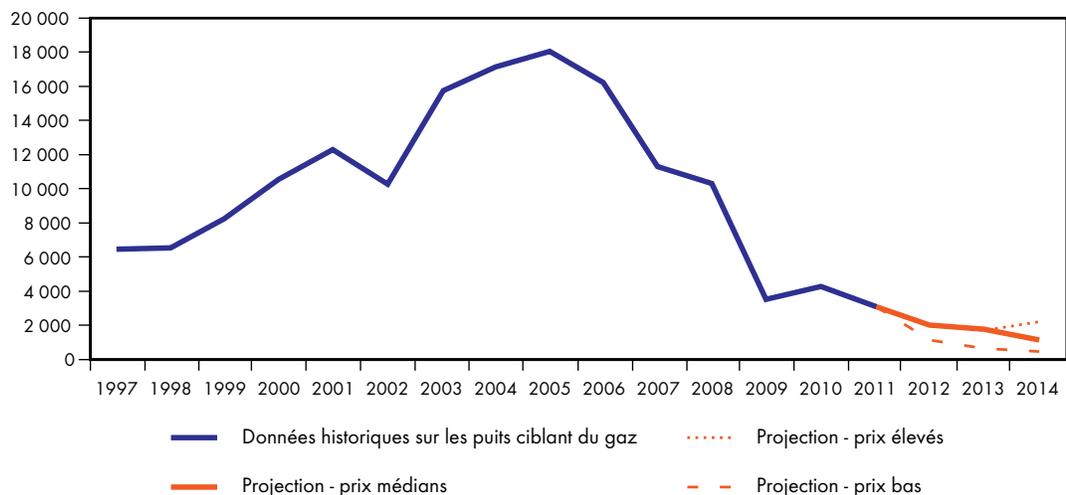
Le nombre projeté de raccordements pour l'année et le rendement de production projetés des raccordements moyens futurs servent à estimer la productivité associée aux raccordements futurs pour le gaz. Afin de déterminer le nombre de raccordements futurs pour le gaz, des projections sur les forages ciblant du gaz sont réalisées 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.

FIGURE A 2 . 2

Scénarios de forage ciblant du gaz dans le BSOC

Puits ciblant du gaz par année



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.

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 fondée sur une extrapolation des tendances antérieures. Aucuns nouveaux grands travaux de forage pouvant contribuer à la productibilité durant la période 2012 à 2014 n'a été envisagé.

Selon l'exploitant, la production commercialisable découlant de la mise en valeur du champ Deep Panuke devrait entrer en ligne de compte en juillet 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.

Les essais des zones d'intérêt pour le MH et le gaz de schiste 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
Sud AB	01	Classique	Tert; Crsup; Colsup
Sud AB	01	Classique	Col
Sud AB	01	Classique	Mnvl
Sud AB	01	Étanche	Colsup
Sud-ouest AB	02	Classique	Tert;Crsup;Colsup
Sud-ouest AB	02	Classique	Col
Sud-ouest AB	02	Classique	Mnvlmoy;Mnvlinf
Sud-ouest AB	02	Classique	Jur;Miss
Sud-ouest AB	02	Classique	Dévsup
Sud-ouest AB	02	Étanche	Colsup
Sud-ouest AB	02	Étanche	Col
Sud-ouest AB	02	Étanche	Mnvlinf
Piémonts sud	03	Classique	Miss;Dévsup
Est AB	04	Classique	Crsup;Colsup
Est AB	04	Classique	Col;Mnvl
Est AB	04	Étanche	Colsup
Centre AB	05	Classique	Tert;Crsup
Centre AB	05	Classique	Col
Centre AB	05	Classique	Mnvl
Centre AB	05	Classique	Miss;Dévsup
Centre AB	05	Étanche	Col
Centre AB	05	Étanche	Mnvl
Centre-ouest AB	06	Classique	Tert
Centre-ouest AB	06	Classique	Crsup;Colsup
Centre-ouest AB	06	Classique	Mnvl
Centre-ouest AB	06	Classique	Mnvlinf;Jur
Centre-ouest AB	06	Classique	Miss
Centre-ouest AB	06	Classique	Dévsup
Centre-ouest AB	06	Étanche	Col
Centre-ouest AB	06	Étanche	Mnvl
Piémonts centre	07	Classique	Colsup
Piémonts centre	07	Classique	Col;Mnvl
Piémonts centre	07	Classique	Jur;Tr;Perm
Piémonts centre	07	Classique	Miss
Piémonts centre	07	Classique	Dévsup;Dévmoy
Piémonts centre	07	Étanche	Colsup;Col
Piémonts centre	07	Étanche	Mnvl
Piémonts centre	07	Étanche	Jur
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
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
Nord-est AB	10	Classique	Mnvl;Dévsup
Peace River	11	Classique	Colsup
Peace River	11	Classique	Col;Mnvlsup
Peace River	11	Classique	Mnvlmoy;Mnvlinf

Région	Numéro	Ressources	Groupe
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
Nord-ouest AB	12	Classique	Mnvl
Nord-ouest AB	12	Classique	Miss
Nord-ouest AB	12	Classique	Dévsup
Nord-ouest AB	12	Classique	Dévmoy 15
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
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	Tr
Nord-est BC	15	Classique	Mnvlinf
Nord-est BC	15	Classique	Perm;Miss
Nord-est BC	15	Classique	Dévsup;Dévmoy
Nord-est BC	15	Étanche	Dévsup
Nord-est BC	15	Schiste	Dévmoy 15
Piémonts BC	16	Classique	Col;Mnvl
Piémonts BC	16	Classique	Tr;Perm;Miss
Piémonts BC	16	Étanche	Trinf
Piémonts BC	16	Étanche	Tr
Sud-ouest SK	17	Étanche	Colsup
Ouest SK	18	Classique	Col
Ouest SK	18	Classique	Mnvlmoy; Mnvlinf; Miss
Est SK	19	Classique	Gaz dissous

Tableau A3.3 - Paramètres de diminution selon les regroupements de raccordements gaziers 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
2005	173,71	0,14	0,12	25	0,10	60
2006	229,90	0,14	0,12	25	0,10	60
2007	152,19	0,14	0,12	25	0,10	60
2008	116,60	0,14	0,12	25	0,10	60
2009	92,12	0,14	0,12	25	0,10	60
2010	48,27	0,14	0,12	25	0,10	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	45,22	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	31,48	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	38,56	0,14	0,12	25	0,10	60
2009	8,33	0,14	0,12	25	0,10	60
2010	4,75	0,14	0,12	25	0,10	60

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
2005	14,40	0,10	0,08	25	0,05	60
2006	16,07	0,10	0,08	25	0,05	60
2007	20,53	0,10	0,08	25	0,05	60
2008	22,30	0,10	0,08	25	0,05	60
2009	7,21	0,10	0,08	25	0,05	60
2010	3,53	0,10	0,08	25	0,05	60

Groupe de ressources - Gaz - Sud de l'Alberta - Classique - Tertiaire, Crétacé supérieur, Colorado supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. en Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2002	12,19	0,16	0,14	25	0,12	60
2003	18,55	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	35,07	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	25,32	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	32,01	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	34,80	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	29,45	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	15,32	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	31,54	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
2002	11,04	0,16	0,14	25	0,12	60
2003	11,47	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	15,96	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	9,07	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	7,10	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	17,02	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	19,24	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	8,12	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	4,26	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
2002	26,52	0,16	0,14	25	0,12	60
2003	34,67	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	36,06	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	24,43	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	30,06	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	42,53	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	49,90	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	27,07	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	28,68	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources – Gaz – Sud-ouest de l'Alberta – 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
2002	126,70	0,16	0,14	25	0,12	60
2003	182,08	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	258,02	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	183,92	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	174,99	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	185,42	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	171,17	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	113,86	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	101,24	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 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
2002	14,72	0,16	0,14	25	0,12	60
2003	19,22	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	13,75	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	19,12	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	16,58	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	14,43	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	16,16	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	5,31	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	9,72	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 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
2002	3,25	0,16	0,14	25	0,12	60
2003	5,31	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	1,81	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	4,42	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	3,08	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	2,82	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	2,24	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	0,65	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	1,02	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 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
2002	6,99	0,16	0,14	25	0,12	60
2003	4,30	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	8,27	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	7,92	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	4,50	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	8,39	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	12,96	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	11,47	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	10,94	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
2002	2,90	0,16	0,14	25	0,12	60
2003	5,12	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	4,63	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	2,03	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	0,20	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	2,44	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	2,54	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	5,09	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	0,00	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
2002	4,62	0,20	0,16	25	0,12	60
2003	29,12	0,20	0,16	25	0,12	60
2004	11,12	0,20	0,16	25	0,12	60
2005	0,81	0,20	0,16	25	0,12	60
2006	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0
2007	3,12	0,20	0,16	25	0,12	60
2008	1,21	0,25	0,16	25	0,12	60
2009	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0
2010	3,17	0,20	0,16	25	0,12	60

Groupe de ressources – Gaz – Sud-ouest de l'Alberta – 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
2002	1,26	0,20	0,16	25	0,12	60
2003	2,39	0,20	0,16	25	0,12	60
2004	3,89	0,20	0,16	25	0,12	60
2005	5,10	0,20	0,16	25	0,12	60
2006	1,05	0,20	0,16	25	0,12	60
2007	2,05	0,20	0,16	25	0,12	60
2008	0,20	0,20	0,16	25	0,12	60
2009	0,48	0,20	0,16	25	0,12	60
2010	0,00	0,20	0,16	25	0,12	60

Groupe de ressources – Gaz – Sud-ouest de l'Alberta – 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
2002	1,54	0,20	0,16	25	0,12	60
2003	2,97	0,20	0,16	25	0,12	60
2004	2,01	0,20	0,16	25	0,12	60
2005	1,31	0,20	0,16	25	0,12	60
2006	0,35	0,20	0,16	25	0,12	60
2007	2,04	0,20	0,16	25	0,12	60
2008	0,10	0,20	0,16	25	0,12	60
2009	2,47	0,20	0,16	20	0,12	60
2010	0,00	0,20	0,16	20	0,12	60

Groupe de ressources – Gaz – Sud-ouest de l'Alberta – 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
2002	11,76	0,16	0,14	25	0,12	60
2003	15,12	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	21,62	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	13,39	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	19,96	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	15,16	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	11,70	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	7,29	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	3,55	0,16	0,14	25	0,12	60

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
2002	50,10	0,14	0,13	25	0,12	60
2003	25,40	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	65,59	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	26,00	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	74,42	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	38,40	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	24,44	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	32,85	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	0,01	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources – Gaz – Est de l'Alberta – Classique – Crétacé supérieur, Colorado supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. en Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2002	1,87	0,16	0,14	25	0,12	60
2003	2,97	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	2,90	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	6,06	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	12,37	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	11,50	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	18,02	0,30	0,22	18	0,11	40
2009	2,24	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	3,39	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 Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2002	97,80	0,16	0,14	25	0,12	60
2003	88,69	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	119,24	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	144,29	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	114,35	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	94,62	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	92,00	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	50,07	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	24,16	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources – Gaz – Est de l'Alberta – 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
2002	6,22	0,16	0,14	25	0,12	60
2003	5,83	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0
2005	5,84	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	3,60	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	1,34	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	0,35	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	1,23	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	1,27	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 Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2002	16,86	0,16	0,14	25	0,12	60
2003	30,18	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	47,82	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	49,91	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	49,07	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	55,71	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	43,24	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	12,75	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	10,79	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 Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2002	6,22	0,16	0,14	25	0,12	60
2003	11,41	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	12,65	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	15,30	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	13,40	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	16,03	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	7,81	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	3,06	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	3,01	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
2002	91,65	0,16	0,14	25	0,12	60
2003	128,87	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	133,25	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	142,75	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	186,87	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	163,31	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	158,62	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	78,67	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	48,63	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
2002	9,02	0,16	0,14	25	0,12	60
2003	25,14	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	8,99	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	14,39	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	11,35	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	15,86	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	11,88	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	3,93	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	2,48	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Centre de l'Alberta - 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
2002	3,07	0,10	0,08	25	0,05	60
2003	8,47	0,10	0,08	25	0,05	60
2004	7,32	0,10	0,08	25	0,05	60
2005	11,01	0,10	0,08	25	0,05	60
2006	5,80	0,10	0,08	25	0,05	60
2007	2,23	0,10	0,08	25	0,05	60
2008	1,12	0,10	0,08	25	0,05	60
2009	2,60	0,10	0,08	25	0,05	60
2010	1,26	0,10	0,08	25	0,05	60

Groupe de ressources - Gaz - Centre de l'Alberta - 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
2002	0,35	0,16	0,14	25	0,12	60
2003	2,47	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	4,31	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	3,47	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	3,77	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	3,73	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	2,34	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	2,25	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	2,13	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
2002	5,83	0,14	0,12	25	0,10	60
2003	10,96	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	21,19	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	25,89	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	26,48	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	22,51	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	22,27	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	10,58	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	17,20	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
2002	9,13	0,16	0,14	25	0,12	60
2003	12,00	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	16,27	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	21,10	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	28,19	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	24,05	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	24,48	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	16,58	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	17,27	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
2002	2,43	0,10	0,08	25	0,05	60
2003	2,55	0,10	0,08	25	0,05	60
2004	2,95	0,10	0,08	25	0,05	60
2005	7,75	0,10	0,08	25	0,05	60
2006	0,89	0,10	0,08	25	0,05	60
2007	1,91	0,10	0,08	25	0,05	60
2008	8,28	0,10	0,08	25	0,05	60
2009	0,12	0,10	0,08	25	0,05	60
2010	3,37	0,10	0,08	25	0,05	60

Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Classique - Mannville inférieur, Jurassique						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. en 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
2002	22,74	0,12	0,10	25	0,08	60
2003	24,64	0,12	0,10	25	0,08	60
2004	30,95	0,12	0,10	25	0,08	60
2005	37,06	0,12	0,10	25	0,08	60
2006	44,83	0,12	0,10	25	0,08	60
2007	36,75	0,12	0,10	25	0,08	60
2008	38,61	0,12	0,10	25	0,08	60
2009	24,17	0,12	0,10	25	0,08	60
2010	14,93	0,12	0,10	25	0,08	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
2002	50,77	0,16	0,14	25	0,12	60
2003	33,70	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	41,52	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	38,07	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	42,58	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	50,90	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	15,08	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	27,58	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	19,87	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 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
2002	18,52	0,16	0,14	25	0,12	60
2003	25,29	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	38,88	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	29,13	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	4,11	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	41,83	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	1,51	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	3,99	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	2,25	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - 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
2002	0,76	0,12	0,10	25	0,08	60
2003	3,06	0,12	0,10	25	0,08	60
2004	10,77	0,12	0,10	25	0,08	60
2005	11,05	0,12	0,10	25	0,08	60
2006	22,09	0,12	0,10	25	0,08	60
2007	7,12	0,12	0,10	25	0,08	60
2008	12,33	0,12	0,10	25	0,08	60
2009	1,17	0,12	0,10	25	0,08	60
2010	8,18	0,12	0,10	25	0,08	60

Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - 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
2002	53,87	0,16	0,14	25	0,12	60
2003	66,64	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	88,53	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	92,16	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	118,46	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	102,34	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	124,06	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	87,93	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	59,75	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 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
2002	28,19	0,16	0,14	25	0,12	60
2003	10,28	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	25,73	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	15,32	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	13,62	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	13,35	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	26,53	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	6,28	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	3,07	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 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
2002	39,25	0,16	0,14	25	0,12	60
2003	36,89	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	42,01	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	11,97	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	18,76	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	16,61	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	32,73	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	19,67	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	16,98	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 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
2002	9,75	0,16	0,14	25	0,10	60
2003	22,47	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	18,10	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	5,41	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	26,31	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	37,89	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	9,86	0,16	0,14	24	0,12	60
2009	24,08	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	10,21	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
2002	129,06	0,14	0,12	25	0,10	60
2003	133,12	0,14	0,12	25	0,10	60
2004	78,61	0,14	0,12	25	0,10	60
2005	41,88	0,14	0,12	25	0,10	60
2006	31,76	0,14	0,12	25	0,12	60
2007	32,44	0,14	0,12	25	0,10	60
2008	51,10	0,14	0,12	25	0,10	60
2009	29,96	0,14	0,12	25	0,10	60
2010	2,73	0,14	0,12	25	0,10	60

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Classique - Dévonien supérieur, Dévonien moyen						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. en Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2002	40,63	0,16	0,14	25	0,12	60
2003	68,79	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	31,29	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	113,51	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	8,12	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	5,60	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	5,55	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	2,28	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	0,00	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - 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	0,34	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	2,54	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	3,05	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	0,56	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	3,33	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	0,66	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	2,13	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	0,00	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - 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	1,67	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	0,54	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	0,46	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	1,77	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	1,55	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	0,20	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	0,00	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	0,00	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - 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	9,02	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	22,58	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	6,09	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	0,00	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
2002	3,69	0,16	0,14	25	0,12	60
2003	4,44	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	5,65	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	10,96	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	13,74	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	9,45	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	5,43	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	5,63	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	5,10	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
2002	9,95	0,16	0,14	25	0,12	60
2003	18,96	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	13,47	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	28,72	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	33,81	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	31,98	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	45,72	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	34,69	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	15,11	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
2002	18,56	0,16	0,14	25	0,12	60
2003	17,52	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	8,48	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	19,34	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	11,43	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	10,82	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	13,73	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	15,36	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	2,27	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	3,31	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	4,64	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	4,38	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	9,75	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	24,05	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - 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
2002	22,19	0,16	0,14	25	0,12	60
2003	30,54	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	45,60	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	35,36	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	69,78	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	49,75	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	49,01	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	58,59	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	45,67	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - 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
2002	8,86	0,10	0,08	25	0,05	60
2003	7,54	0,10	0,08	25	0,05	60
2004	7,95	0,10	0,08	25	0,05	60
2005	11,26	0,10	0,08	25	0,05	60
2006	12,40	0,10	0,08	25	0,05	60
2007	17,32	0,10	0,08	25	0,05	60
2008	10,27	0,10	0,08	25	0,05	60
2009	19,33	0,10	0,08	25	0,05	60
2010	28,88	0,10	0,08	25	0,05	60

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Classique - 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
2002	8,24	0,10	0,08	25	0,05	60
2003	10,96	0,10	0,08	25	0,05	60
2004	7,60	0,10	0,08	25	0,05	60
2005	8,43	0,10	0,08	25	0,05	60
2006	4,14	0,10	0,08	25	0,05	60
2007	3,46	0,10	0,08	25	0,05	60
2008	4,31	0,10	0,08	25	0,05	45
2009	5,48	0,10	0,08	25	0,05	45
2010	4,61	0,10	0,08	25	0,05	45

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Classique - 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
2002	13,06	0,12	0,10	25	0,08	60
2003	13,48	0,12	0,10	25	0,08	60
2004	14,54	0,12	0,10	25	0,08	60
2005	14,34	0,12	0,10	25	0,08	60
2006	19,51	0,12	0,10	25	0,08	60
2007	9,68	0,12	0,10	25	0,08	60
2008	9,35	0,12	0,10	25	0,08	45
2009	2,70	0,12	0,10	25	0,08	45
2010	10,51	0,12	0,10	25	0,08	45

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Classique - Mannville, 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
2002	0,49	0,10	0,08	25	0,05	60
2003	1,59	0,10	0,08	25	0,05	60
2004	3,76	0,10	0,08	25	0,05	60
2005	3,02	0,10	0,08	25	0,05	60
2006	5,19	0,10	0,08	25	0,05	60
2007	4,19	0,10	0,08	25	0,05	60
2008	7,67	0,10	0,08	25	0,05	45
2009	4,46	0,10	0,08	25	0,05	45
2010	11,32	0,10	0,08	25	0,05	45

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Classique - 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
2002	8,97	0,10	0,08	25	0,05	60
2003	10,17	0,10	0,08	25	0,05	60
2004	12,34	0,10	0,08	25	0,05	60
2005	11,12	0,10	0,08	25	0,05	60
2006	9,79	0,10	0,08	25	0,05	60
2007	3,87	0,10	0,08	25	0,05	60
2008	2,83	0,10	0,08	25	0,05	45
2009	6,04	0,10	0,08	20	0,05	40
2010	9,98	0,10	0,08	25	0,05	60

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Classique - Colorado supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. en 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
2002	12,54	0,16	0,14	25	0,12	60
2003	4,13	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	16,19	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	6,12	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	0,32	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	15,31	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	0,38	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	4,88	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	3,54	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - 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
2002	31,32	0,16	0,14	25	0,12	60
2003	26,27	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	58,70	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	64,79	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	66,36	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	48,05	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	36,02	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	40,75	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	50,02	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - 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
2002	11,31	0,14	0,12	25	0,10	60
2003	16,84	0,14	0,12	25	0,10	60
2004	11,28	0,14	0,12	25	0,10	60
2005	9,59	0,14	0,12	25	0,10	60
2006	13,94	0,14	0,12	25	0,10	60
2007	19,99	0,14	0,12	25	0,10	60
2008	21,77	0,14	0,12	25	0,10	60
2009	8,46	0,14	0,12	25	0,10	60
2010	10,59	0,14	0,12	25	0,10	60

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Étanche - Mannville, 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
2002	59,69	0,14	0,12	25	0,10	60
2003	111,76	0,14	0,12	25	0,10	60
2004	169,36	0,14	0,12	25	0,10	60
2005	211,42	0,14	0,12	25	0,10	60
2006	300,89	0,14	0,12	25	0,10	60
2007	259,13	0,14	0,12	25	0,10	60
2008	310,64	0,14	0,12	25	0,10	60
2009	223,56	0,14	0,12	25	0,10	60
2010	291,44	0,14	0,12	25	0,10	60

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - 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
2002	2,92	0,10	0,08	25	0,05	60
2003	3,50	0,10	0,08	25	0,05	60
2004	5,23	0,10	0,08	25	0,05	60
2005	9,30	0,10	0,08	25	0,05	60
2006	6,83	0,10	0,08	25	0,05	60
2007	1,91	0,10	0,08	25	0,05	60
2008	7,76	0,10	0,08	25	0,05	60
2009	16,68	0,10	0,08	25	0,05	60
2010	45,57	0,10	0,08	25	0,05	60

Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de l'Alberta - Classique - Mannville, Devonien 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
2002	108,92	0,20	0,18	25	0,16	60
2003	111,77	0,20	0,18	25	0,16	60
2004	109,84	0,20	0,18	25	0,16	60
2005	84,18	0,20	0,18	25	0,16	60
2006	92,08	0,20	0,18	25	0,16	60
2007	86,98	0,20	0,18	25	0,16	60
2008	58,53	0,20	0,18	25	0,16	60
2009	44,71	0,20	0,18	25	0,16	60
2010	32,83	0,20	0,18	25	0,16	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
2002	0,46	0,24	0,22	25	0,20	60
2003	3,25	0,24	0,22	25	0,20	60
2004	4,74	0,24	0,22	25	0,20	60
2005	8,33	0,24	0,22	25	0,20	60
2006	2,33	0,24	0,22	25	0,20	60
2007	3,75	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	0,68	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	0,48	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	0,00	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
2002	0,94	0,22	0,20	25	0,18	60
2003	2,46	0,22	0,20	25	0,18	60
2004	4,83	0,22	0,20	25	0,18	60
2005	10,79	0,22	0,20	25	0,18	60
2006	6,75	0,22	0,20	25	0,18	60
2007	7,42	0,22	0,20	25	0,18	60
2008	5,26	0,22	0,20	25	0,18	60
2009	3,47	0,22	0,20	25	0,18	60
2010	11,50	0,22	0,20	25	0,18	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
2002	5,64	0,16	0,14	25	0,12	60
2003	7,27	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	8,06	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	8,57	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	17,14	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	12,10	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	15,19	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	7,48	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	10,31	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
2002	2,98	0,20	0,16	25	0,12	60
2003	7,35	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	6,39	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	3,31	0,20	0,18	25	0,16	60
2006	9,46	0,20	0,18	25	0,16	60
2007	4,74	0,20	0,18	25	0,16	60
2008	4,18	0,20	0,18	25	0,16	60
2009	6,83	0,20	0,18	25	0,16	60
2010	4,11	0,20	0,18	25	0,16	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
2002	4,22	0,16	0,14	25	0,12	60
2003	3,71	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	5,76	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	4,71	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	16,88	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	9,36	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	17,93	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	29,33	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	47,74	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
2002	8,55	0,16	0,14	25	0,12	60
2003	20,70	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	37,52	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	35,75	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	19,37	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	10,52	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	32,72	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	12,16	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	12,28	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 Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2002	5,79	0,16	0,14	25	0,12	60
2003	1,22	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	3,07	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	2,95	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	1,61	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	0,88	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	0,20	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	0,53	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	0,24	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - 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
2002	0,63	0,16	0,14	25	0,12	60
2003	0,43	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	2,47	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	3,07	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	1,93	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	2,18	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	8,17	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	3,72	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	37,57	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Étanche - 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
2002	7,52	0,16	0,14	25	0,12	60
2003	4,64	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	3,53	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	5,72	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	11,40	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	10,68	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	23,54	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	31,04	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	41,00	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
2002	26,49	0,16	0,14	25	0,12	60
2003	31,15	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	34,85	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	28,92	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	35,41	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	15,51	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	28,86	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	6,98	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	6,02	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
2002	13,18	0,16	0,14	25	0,12	60
2003	10,26	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	9,92	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	17,36	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	13,36	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	6,04	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	11,40	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	1,48	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	1,02	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 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
2002	21,72	0,16	0,14	25	0,12	60
2003	22,10	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	20,03	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	8,02	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	15,63	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	6,47	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	4,63	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	5,04	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	2,22	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 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
2002	1,75	0,22	0,20	25	0,18	60
2003	2,52	0,22	0,20	25	0,18	60
2004	3,62	0,22	0,20	25	0,18	60
2005	3,40	0,22	0,20	25	0,18	60
2006	2,38	0,22	0,20	25	0,18	60
2007	0,91	0,22	0,20	25	0,18	60
2008	5,42	0,22	0,20	25	0,18	60
2009	6,89	0,22	0,20	25	0,18	60
2010	1,64	0,22	0,20	25	0,18	60

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (C.B.) - 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
2002	3,71	0,16	0,14	25	0,12	60
2003	2,78	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	27,26	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	11,72	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	0,53	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	0,10	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	0,26	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	0,46	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	0,46	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (C.-B.) - Classique - Trias inférieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre Comm. en 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	0,63	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	15,90	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	5,34	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	18,42	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	10,70	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	30,46	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	36,10	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (C.-B.) - 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
2002	10,14	0,10	0,08	25	0,05	60
2003	4,50	0,10	0,08	25	0,05	60
2004	1,69	0,10	0,08	25	0,05	60
2005	1,14	0,10	0,08	25	0,05	60
2006	4,34	0,10	0,08	25	0,05	60
2007	1,30	0,10	0,08	25	0,05	60
2008	11,31	0,10	0,08	25	0,05	60
2009	3,47	0,10	0,08	25	0,05	60
2010	0,01	0,10	0,08	25	0,05	60

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (C.-B.) - Étanche - Manville						
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
2002	0,66	0,16	0,14	25	0,12	60
2003	24,11	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	27,50	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	30,41	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	91,80	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	73,79	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	144,96	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	57,28	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	59,22	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (C.-B.) - 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
2006	6,98	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	6,13	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	7,57	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	10,82	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	18,36	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 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
2002	50,65	0,22	0,20	25	0,18	60
2003	63,51	0,22	0,20	25	0,18	60
2004	197,98	0,22	0,20	25	0,18	60
2005	172,70	0,22	0,20	25	0,18	60
2006	180,92	0,22	0,20	25	0,18	60
2007	100,81	0,22	0,20	25	0,18	60
2008	161,12	0,22	0,20	25	0,18	60
2009	44,03	0,22	0,20	25	0,18	60
2010	13,36	0,22	0,20	25	0,18	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
2002	64,28	0,16	0,14	25	0,12	60
2003	62,66	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	95,88	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	80,47	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	118,72	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	177,43	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	138,30	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	71,22	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	29,26	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
2002	6,53	0,16	0,14	25	0,12	60
2003	8,90	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	5,87	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	5,81	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	15,12	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	18,49	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	12,02	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	9,24	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	5,04	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
2002	12,09	0,24	0,22	25	0,20	60
2003	60,19	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	12,92	0,14	0,12	25	0,10	60
2005	5,25	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	6,12	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	2,54	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0
2009	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0
2010	0,70	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Fort St. John - 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
2006	20,67	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	27,00	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	35,93	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	57,52	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	92,28	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
2002	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0
2003	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0
2004	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0
2005	0,20	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	0,05	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0
2008	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 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
2002	6,43	0,20	0,18	25	0,16	60
2003	3,15	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	8,25	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	15,76	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	5,70	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	8,10	0,10	0,08	25	0,05	60
2008	1,95	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	1,54	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	0,29	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 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
2002	6,72	0,16	0,14	25	0,12	60
2003	72,66	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	24,15	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	148,51	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	119,88	0,10	0,08	25	0,05	60
2007	0,80	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	8,81	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	1,38	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	0,02	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de la C.-B. - 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
2002	30,25	0,16	0,14	25	0,12	60
2003	101,25	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	130,29	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	108,14	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	76,60	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	16,20	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	25,60	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	7,90	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	24,88	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de la C.-B. - Schiste - 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
2006	60,72	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	86,22	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	117,40	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	68,67	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	235,27	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	11,01	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	7,50	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	5,16	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	16,72	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	17,94	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	38,05	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	56,76	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
2002	7,04	0,16	0,14	25	0,12	60
2003	57,49	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	59,41	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	84,35	0,10	0,08	25	0,05	60
2006	181,03	0,14	0,12	25	0,10	60
2007	68,11	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	117,76	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	71,59	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	7,29	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Piémonts de la C.-B. - 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
2002	4,17	0,10	0,08	25	0,05	60
2003	9,37	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	8,25	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	3,30	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	14,20	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	11,97	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	41,37	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	26,80	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	114,51	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Piémonts de la C.-B. - 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
2002	1,97	0,10	0,08	25	0,05	60
2003	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0
2004	4,10	0,10	0,08	25	0,05	60
2005	10,23	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0
2007	11,53	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0
2009	0,14	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	4,80	0,16	0,14	25	0,12	60

Groupe de ressources - Gaz - Sud-ouest de la Saskatchewan - 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
2002	57,87	0,16	0,14	25	0,12	60
2003	67,40	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	62,12	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	54,07	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	55,25	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	53,47	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	57,86	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	28,59	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	13,09	0,16	0,14	25	0,12	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
2002	0,80	0,16	0,14	25	0,12	60
2003	4,26	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	9,16	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	10,53	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	7,82	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	5,63	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	6,18	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	4,64	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	0,70	0,16	0,14	25	0,12	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
2002	9,01	0,16	0,14	25	0,12	60
2003	8,11	0,16	0,14	25	0,12	60
2004	10,47	0,16	0,14	25	0,12	60
2005	9,02	0,16	0,14	25	0,12	60
2006	13,05	0,16	0,14	25	0,12	60
2007	14,96	0,16	0,14	25	0,12	60
2008	7,83	0,16	0,14	25	0,12	60
2009	8,68	0,16	0,14	25	0,12	60
2010	4,83	0,16	0,14	25	0,12	60

A4 Paramètres de diminution selon les regroupements de raccordements gaziers futurs¹

Groupe de ressources - Gaz - MH Alberta - Mannville										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2007	0,38	0,01	0,40	15,00	0,20	30,00	0,15	50,00	0,10	100,00
2008	0,38	0,01	0,40	15,00	0,20	30,00	0,15	50,00	0,10	100,00
2009	0,38	0,01	0,40	15,00	0,20	30,00	0,15	50,00	0,10	100,00
2010	0,38	0,01	0,40	15,00	0,20	30,00	0,15	50,00	0,10	100,00
2011	0,38	0,01	0,40	15,00	0,20	30,00	0,15	50,00	0,10	100,00
2012	0,38	0,01	0,40	15,00	0,20	30,00	0,15	50,00	0,10	100,00
2013	0,38	0,01	0,40	15,00	0,20	30,00	0,15	50,00	0,10	100,00
2014	0,38	0,01	0,40	15,00	0,20	30,00	0,15	50,00	0,10	100,00

Groupe de ressources - Gaz - MH Alberta - Horseshoe Canyon										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,09	0,25	0,16	7,00	0,17	20,00	0,12	45,00	0,10	90,00
2006	0,09	0,25	0,18	7,00	0,16	20,00	0,12	45,00	0,10	90,00
2007	0,10	0,50	0,20	7,00	0,16	20,00	0,12	45,00	0,10	90,00
2008	0,09	0,40	0,20	7,00	0,16	20,00	0,14	45,00	0,10	90,00
2009	0,08	0,45	0,30	7,00	0,20	20,00	0,14	45,00	0,10	90,00
2010	0,06	0,55	0,30	7,00	0,20	20,00	0,14	45,00	0,10	90,00
2011	0,06	0,45	0,30	7,00	0,16	20,00	0,14	45,00	0,10	90,00
2012	0,05	0,45	0,30	7,00	0,16	20,00	0,14	45,00	0,10	90,00
2013	0,04	0,45	0,30	7,00	0,16	20,00	0,14	45,00	0,10	90,00
2014	0,04	0,45	0,30	7,00	0,16	20,00	0,14	45,00	0,10	90,00

Groupe de ressources - Gaz - MH Alberta - Autre										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi³/j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	0,07	0,50	0,30	7,00	0,16	20,00	0,10	45,00	0,05	90,00
2006	0,08	0,80	0,30	7,00	0,16	20,00	0,10	45,00	0,05	90,00
2007	0,08	0,75	0,30	7,00	0,16	20,00	0,10	45,00	0,05	90,00
2008	0,07	0,50	0,20	7,00	0,16	20,00	0,10	45,00	0,05	90,00
2009	0,03	0,40	0,25	7,00	0,16	20,00	0,10	45,00	0,05	90,00
2010	0,03	0,45	0,30	7,00	0,20	20,00	0,10	45,00	0,05	90,00
2011	0,04	0,45	0,30	7,00	0,20	20,00	0,10	45,00	0,05	90,00
2012	0,04	0,45	0,30	7,00	0,20	20,00	0,10	45,00	0,05	90,00
2013	0,04	0,45	0,30	7,00	0,20	20,00	0,10	45,00	0,05	90,00
2014	0,04	0,45	0,30	7,00	0,20	20,00	0,10	45,00	0,05	90,00

¹ Les paramètres de diminution selon les regroupements de raccordements pour les puits existants raccordés entre 2002 et 2010 sont fournis pour montrer les tendances.

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
2002	0,17	1,15	0,37	7,00	0,22	20,00	0,18	45,00	0,12	90,00
2003	0,08	0,40	0,20	15,00	0,18	30,00	0,16	55,00	0,12	90,00
2004	0,14	0,85	0,45	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2005	0,08	0,70	0,45	7,00	0,22	20,00	0,18	45,00	0,12	90,00
2006	0,08	0,85	0,40	7,00	0,24	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2007	0,09	0,60	0,42	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2008	0,09	0,55	0,45	10,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2009	0,09	0,75	0,45	8,00	0,25	20,00	0,18	45,00	0,12	90,00
2010	0,12	0,75	0,40	7,00	0,25	20,00	0,18	45,00	0,12	90,00
2011	0,10	0,75	0,40	7,00	0,25	20,00	0,18	45,00	0,12	90,00
2012	0,10	0,75	0,40	7,00	0,25	20,00	0,18	45,00	0,12	90,00
2013	0,10	0,75	0,40	7,00	0,25	20,00	0,18	45,00	0,12	90,00
2014	0,10	0,75	0,40	7,00	0,25	20,00	0,18	45,00	0,12	90,00

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
2002	0,45	1,25	0,95	7,00	0,45	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2003	0,24	1,15	0,85	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2004	0,26	1,15	0,60	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2005	0,23	0,85	0,60	10,00	0,50	20,00	0,25	45,00	0,12	90,00
2006	0,16	1,25	0,75	7,00	0,40	30,00	0,20	50,00	0,12	90,00
2007	0,13	0,85	0,70	10,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2008	0,10	0,75	0,55	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2009	0,13	0,95	0,55	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2010	0,16	0,95	0,55	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2011	0,20	0,95	0,55	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2012	0,24	0,95	0,55	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2013	0,30	0,95	0,55	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2014	0,37	0,95	0,55	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00

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
2002	0,55	0,95	0,65	7,00	0,40	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2003	0,34	0,50	0,45	7,00	0,42	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2004	0,36	0,70	0,55	7,00	0,38	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2005	0,31	0,55	0,65	7,00	0,45	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2006	0,24	0,53	0,60	7,00	0,35	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2007	0,22	0,40	0,50	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2008	0,36	0,70	0,50	10,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2009	0,27	0,75	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2010	0,26	0,75	0,40	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2011	0,24	0,75	0,40	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2012	0,22	0,75	0,40	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2013	0,21	0,75	0,40	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2014	0,20	0,75	0,40	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00

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

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2002	0,09	0,80	0,35	7,00	0,16	20,00	0,14	45,00	0,12	90,00
2003	0,08	0,60	0,35	7,00	0,18	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2004	0,09	0,65	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2005	0,08	0,80	0,35	7,00	0,22	20,00	0,12	45,00	0,12	90,00
2006	0,09	0,85	0,38	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2007	0,09	0,70	0,45	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2008	0,08	0,80	0,40	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2009	0,08	0,75	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2010	0,10	0,75	0,40	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	0,10	0,75	0,40	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	0,10	0,75	0,40	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	0,11	0,75	0,40	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	0,11	0,75	0,40	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

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
2002	0,25	0,83	0,52	10,00	0,30	18,00	0,14	42,00	0,99	83,00
2003	0,20	0,90	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,99	68,00
2004	0,20	0,99	0,95	5,00	0,30	15,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2005	0,17	1,20	0,40	8,00	0,35	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2006	0,14	0,80	0,42	11,00	0,26	20,00	0,16	38,00	0,12	90,00
2007	0,15	1,30	0,80	7,00	0,22	12,00	0,16	24,00	5,00	30,00
2008	0,13	0,65	0,60	7,00	0,25	20,00	0,18	45,00	0,12	90,00
2009	0,11	0,20	0,48	7,00	0,49	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2010	0,08	0,80	0,40	7,00	0,25	20,00	0,16	42,00	0,12	65,00
2011	0,08	0,80	0,40	7,00	0,25	20,00	0,16	42,00	0,12	65,00
2012	0,08	0,80	0,40	7,00	0,25	20,00	0,16	42,00	0,12	65,00
2013	0,07	0,80	0,40	7,00	0,25	20,00	0,16	42,00	0,12	65,00
2014	0,07	0,80	0,40	7,00	0,25	20,00	0,16	42,00	0,12	65,00

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
2002	0,30	1,05	0,45	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2003	0,21	0,30	0,40	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2004	0,20	0,65	0,70	7,00	0,50	20,00	0,25	45,00	0,12	90,00
2005	0,13	0,95	0,40	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2006	0,24	1,25	0,75	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2007	0,24	1,45	0,65	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2008	0,28	1,25	0,60	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2009	0,13	1,25	0,60	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2010	0,13	1,25	0,60	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	0,18	1,25	0,60	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	0,18	1,25	0,60	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	0,18	1,25	0,60	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	0,18	1,25	0,60	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

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
2002	0,78	1,05	0,50	7,00	0,40	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2003	0,65	0,20	0,25	7,00	0,65	20,00	0,33	45,00	0,12	90,00
2004	0,42	0,85	0,65	7,00	0,25	20,00	0,14	45,00	0,12	90,00
2005	0,61	1,15	0,75	7,00	0,40	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2006	0,43	0,85	0,80	7,00	0,45	20,00	0,27	45,00	0,12	90,00
2007	0,47	0,65	0,55	7,00	0,45	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2008	0,43	0,65	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2009	0,56	0,70	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2010	0,67	0,75	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	0,73	0,75	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	0,78	0,75	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	0,84	0,75	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	0,89	0,75	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

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
2002	0,77	0,65	0,90	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2003	0,48	0,75	0,70	7,00	0,20	20,00	0,12	45,00	0,12	90,00
2004	0,35	0,65	0,60	7,00	0,22	20,00	0,14	45,00	0,12	90,00
2005	0,53	1,35	0,83	7,00	0,27	20,00	0,14	45,00	0,12	90,00
2006	0,23	1,05	2,05	7,00	0,75	20,00	0,25	45,00	0,12	90,00
2007	0,34	1,05	0,78	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2008	0,82	1,05	0,95	7,00	0,45	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2009	1,01	0,85	0,50	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2010	0,91	0,95	0,60	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	0,91	0,95	0,60	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	0,91	0,95	0,60	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	0,91	0,95	0,60	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	0,91	0,95	0,60	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

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
2002	0,86	1,65	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2003	2,06	0,65	0,50	7,00	0,35	20,00	0,25	45,00	0,12	90,00
2004	1,20	0,65	0,20	7,00	0,16	20,00	0,14	45,00	0,12	90,00
2005	0,10	0,30	0,20	7,00	0,18	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2006	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2007	0,55	0,75	0,65	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2008	0,26	1,25	0,80	7,00	0,40	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2009	0,23	1,00	0,60	7,00	0,33	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2010	0,20	0,75	0,40	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	0,17	0,75	0,40	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	0,15	0,75	0,40	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	0,13	0,75	0,40	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	0,12	0,75	0,40	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

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

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2002	0,17	1,25	0,60	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2003	0,10	0,85	0,40	7,00	0,22	20,00	0,14	45,00	0,12	90,00
2004	0,17	0,85	0,55	7,00	0,50	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2005	0,11	1,65	0,40	7,00	0,27	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2006	0,06	1,25	0,45	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2007	0,14	1,35	0,65	7,00	0,30	20,00	0,18	45,00	0,12	90,00
2008	0,07	0,99	0,75	7,00	0,50	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2009	0,27	1,25	0,40	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2010	0,17	1,25	0,60	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	0,17	1,25	0,60	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	0,17	1,25	0,60	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	0,17	1,25	0,60	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	0,17	1,25	0,60	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

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

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2002	0,26	1,55	0,45	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2003	0,21	0,65	0,35	7,00	0,22	20,00	0,18	45,00	0,12	90,00
2004	0,34	1,10	0,50	7,00	0,45	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2005	0,19	0,75	0,55	7,00	0,35	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2006	0,13	1,45	0,60	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2007	0,35	0,60	0,40	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2008	0,40	0,85	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2009	0,36	0,65	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2010	0,37	0,85	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	0,37	0,85	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	0,37	0,85	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	0,37	0,85	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	0,37	0,85	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

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
2002	1,04	0,85	0,30	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2003	0,66	0,45	0,25	7,00	0,20	20,00	0,12	45,00	0,12	90,00
2004	0,59	0,35	0,20	7,00	0,18	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2005	0,72	0,95	0,45	7,00	0,16	20,00	0,14	45,00	0,12	90,00
2006	1,00	0,75	0,45	7,00	0,35	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2007	0,64	0,75	0,45	7,00	0,28	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2008	0,42	0,65	0,45	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2009	0,39	0,95	0,60	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2010	0,43	0,95	0,50	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	0,43	0,95	0,50	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	0,43	0,95	0,50	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	0,44	0,95	0,50	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	0,45	0,95	0,50	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

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
2002	3,93	0,10	0,12	7,00	0,12	20,00	0,12	45,00	0,12	90,00
2003	1,90	0,55	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2004	3,52	0,25	0,20	7,00	0,18	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2005	1,71	0,40	0,30	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2006	2,41	0,45	0,35	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2007	1,61	0,40	0,30	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2008	2,15	0,25	0,20	7,00	0,18	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2009	6,82	0,65	0,45	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2010	3,53	0,50	0,40	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	3,53	0,50	0,40	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	3,53	0,50	0,40	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	3,53	0,50	0,40	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	3,53	0,50	0,40	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

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
2002	0,17	0,95	0,45	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2003	0,12	0,75	0,45	7,00	0,32	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2004	0,11	1,05	0,35	7,00	0,30	20,00	0,25	45,00	0,12	90,00
2005	0,10	0,95	0,40	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2006	0,04	1,05	0,45	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2007	0,05	0,70	0,40	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2008	0,06	0,95	0,35	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2009	0,11	0,95	0,45	10,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2010	0,16	0,95	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	0,20	0,95	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	0,25	0,95	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	0,29	0,95	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	0,33	0,95	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

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
2002	0,36	0,75	0,45	7,00	0,34	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2003	0,23	0,85	0,48	7,00	0,32	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2004	0,20	0,95	0,50	7,00	0,35	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2005	0,19	0,90	0,50	7,00	0,32	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2006	0,18	0,90	0,40	7,00	0,35	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2007	0,20	0,99	0,60	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2008	0,20	1,05	0,45	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2009	0,20	0,95	0,55	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2010	0,14	0,95	0,55	7,00	0,35	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	0,18	0,95	0,55	7,00	0,35	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	0,18	0,95	0,55	7,00	0,35	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	0,18	0,95	0,55	7,00	0,35	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	0,18	0,95	0,55	7,00	0,35	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

Groupe de ressources – Gaz – Est de l'Alberta – Étanche – Colorado supérieur

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2002	0,05	0,95	0,32	7,00	0,18	20,00	0,12	45,00	0,12	90,00
2003	0,07	0,65	0,48	7,00	0,18	20,00	0,14	45,00	0,12	90,00
2004	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2005	0,07	0,80	0,50	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2006	0,06	0,75	0,40	7,00	0,25	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2007	0,04	1,05	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2008	0,06	0,75	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2009	0,06	1,75	0,65	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2010	0,05	1,40	0,50	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	0,05	1,40	0,50	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	0,05	1,40	0,50	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	0,05	1,40	0,50	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	0,05	1,40	0,50	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

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
2002	0,25	1,20	0,40	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2003	0,20	0,75	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2004	0,18	0,75	0,40	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2005	0,15	0,95	0,52	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2006	0,11	0,80	0,45	7,00	0,23	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2007	0,15	0,65	0,42	7,00	0,28	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2008	0,14	0,75	0,50	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2009	0,12	0,95	0,70	7,00	0,40	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2010	0,11	0,95	0,60	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	0,09	0,95	0,60	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	0,08	0,95	0,60	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	0,07	0,95	0,60	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	0,06	0,95	0,60	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

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
2002	0,25	0,95	0,65	7,00	0,25	20,00	0,14	45,00	0,12	90,00
2003	0,16	0,65	0,48	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2004	0,28	1,15	0,55	7,00	0,27	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2005	0,22	1,15	0,50	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2006	0,11	0,70	0,50	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2007	0,15	0,50	0,30	7,00	0,23	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2008	0,13	1,05	0,50	7,00	0,35	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2009	0,17	1,65	0,75	7,00	0,35	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2010	0,12	1,05	0,65	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	0,14	1,05	0,65	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	0,14	1,05	0,65	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	0,14	1,05	0,65	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	0,14	1,05	0,65	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

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
2002	0,46	0,85	0,50	7,00	0,30	20,00	0,25	45,00	0,12	90,00
2003	0,43	0,85	0,60	7,00	0,40	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2004	0,40	0,85	0,58	7,00	0,33	20,00	0,30	45,00	0,12	90,00
2005	0,33	0,85	0,53	7,00	0,35	20,00	0,25	45,00	0,12	90,00
2006	0,33	0,65	0,48	7,00	0,40	20,00	0,25	45,00	0,12	90,00
2007	0,32	0,85	0,55	7,00	0,35	20,00	0,25	45,00	0,12	90,00
2008	0,28	0,95	0,60	7,00	0,35	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2009	0,27	0,85	0,60	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2010	0,29	0,85	0,65	7,00	0,35	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2011	0,30	0,85	0,65	7,00	0,35	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2012	0,31	0,85	0,65	7,00	0,35	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2013	0,32	0,85	0,65	7,00	0,35	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2014	0,33	0,85	0,65	7,00	0,35	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00

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
2002	0,46	0,85	0,50	7,00	0,27	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2003	0,79	0,85	0,40	7,00	0,26	20,00	0,23	45,00	0,12	90,00
2004	0,57	0,40	0,30	7,00	0,50	20,00	0,40	45,00	0,12	90,00
2005	0,42	1,15	0,65	7,00	0,25	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2006	0,27	1,25	0,60	7,00	0,35	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2007	0,39	1,05	0,50	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2008	0,30	0,85	0,55	7,00	0,30	25,00	0,16	50,00	0,12	90,00
2009	0,18	0,95	0,75	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2010	0,10	0,95	0,50	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	0,08	0,95	0,50	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	0,07	0,95	0,50	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	0,06	0,95	0,50	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	0,05	0,95	0,50	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

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

Année de raccorderment	Production initiale par raccorderment Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2002	0,31	1,15	0,40	7,00	0,16	20,00	0,17	45,00	0,05	90,00
2003	0,27	0,65	0,40	7,00	0,18	20,00	0,14	45,00	0,05	90,00
2004	0,33	1,15	0,60	7,00	0,22	20,00	0,14	45,00	0,05	90,00
2005	0,31	1,15	0,40	7,00	0,20	20,00	0,07	45,00	0,05	90,00
2006	0,20	0,65	0,40	7,00	0,22	20,00	0,12	45,00	0,05	90,00
2007	0,24	0,95	0,60	7,00	0,30	20,00	0,12	45,00	0,05	90,00
2008	0,13	1,05	0,60	7,00	0,25	20,00	0,12	45,00	0,05	90,00
2009	0,17	0,95	0,60	7,00	0,30	20,00	0,12	45,00	0,05	90,00
2010	0,17	1,05	0,60	7,00	0,25	20,00	0,12	45,00	0,05	90,00
2011	0,17	1,05	0,60	7,00	0,25	20,00	0,12	45,00	0,05	90,00
2012	0,17	1,05	0,60	7,00	0,25	20,00	0,12	45,00	0,05	90,00
2013	0,17	1,05	0,60	7,00	0,25	20,00	0,12	45,00	0,05	90,00
2014	0,17	1,05	0,60	7,00	0,25	20,00	0,12	45,00	0,05	90,00

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

Année de raccorderment	Production initiale par raccorderment Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2002	0,44	0,75	0,55	7,00	0,35	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2003	0,31	0,45	0,30	7,00	0,22	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2004	0,65	1,20	0,55	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2005	0,27	0,65	0,40	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2006	0,49	1,15	0,45	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2007	0,38	0,65	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2008	0,53	0,95	0,60	7,00	0,35	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2009	0,54	0,95	0,55	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2010	0,31	0,95	0,50	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	0,46	0,95	0,50	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	0,46	0,95	0,50	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	0,46	0,95	0,50	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	0,46	0,95	0,50	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

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

Année de raccorderment	Production initiale par raccorderment Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2002	0,26	0,65	0,30	7,00	0,25	20,00	0,20	45,00	0,10	90,00
2003	0,23	0,65	0,40	7,00	0,27	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2004	0,20	0,65	0,42	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2005	0,15	0,65	0,47	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2006	0,17	0,75	0,45	7,00	0,27	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2007	0,16	0,70	0,40	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2008	0,19	0,65	0,50	7,00	0,40	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2009	0,25	0,75	0,60	7,00	0,35	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2010	0,27	0,70	0,45	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	0,28	0,70	0,45	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	0,29	0,70	0,45	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	0,30	0,70	0,45	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	0,32	0,70	0,45	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

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

Année de raccorderment	Production initiale par raccorderment Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2002	0,43	0,75	0,40	7,00	0,28	20,00	0,12	45,00	0,12	90,00
2003	0,47	0,75	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2004	0,37	0,65	0,40	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2005	0,30	0,95	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2006	0,28	0,95	0,42	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2007	0,38	0,50	0,33	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2008	0,41	0,80	0,40	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2009	0,36	0,50	0,30	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2010	0,47	0,85	0,45	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2011	0,41	0,85	0,45	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2012	0,41	0,85	0,45	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2013	0,41	0,85	0,45	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2014	0,41	0,85	0,45	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00

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
2002	0,78	1,15	0,40	7,00	0,25	20,00	0,18	45,00	0,05	90,00
2003	0,59	0,95	0,40	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,05	90,00
2004	0,52	0,65	0,40	7,00	0,25	20,00	0,12	45,00	0,05	90,00
2005	0,55	0,95	0,45	7,00	0,37	20,00	0,12	45,00	0,05	90,00
2006	0,17	1,65	0,45	7,00	0,16	20,00	0,14	45,00	0,05	90,00
2007	0,53	1,15	0,45	7,00	0,25	20,00	0,12	45,00	0,05	90,00
2008	0,57	0,60	0,35	7,00	0,25	20,00	0,12	45,00	0,05	90,00
2009	0,10	1,15	0,60	7,00	0,30	20,00	0,12	45,00	0,05	90,00
2010	1,11	1,15	0,45	7,00	0,30	20,00	0,12	45,00	0,05	90,00
2011	0,59	1,15	0,45	7,00	0,30	20,00	0,12	45,00	0,05	90,00
2012	0,59	1,15	0,45	7,00	0,30	20,00	0,12	45,00	0,05	90,00
2013	0,59	1,15	0,45	7,00	0,30	20,00	0,12	45,00	0,05	90,00
2014	0,59	1,15	0,45	7,00	0,30	20,00	0,12	45,00	0,05	90,00

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
2002	1,32	0,95	0,42	7,00	0,32	20,00	0,16	45,00	0,08	90,00
2003	0,77	0,85	0,34	7,00	0,23	20,00	0,14	45,00	0,08	90,00
2004	0,45	0,50	0,35	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,08	90,00
2005	0,68	0,65	0,42	7,00	0,35	20,00	0,14	45,00	0,08	90,00
2006	0,59	1,15	0,45	7,00	0,22	20,00	0,14	45,00	0,08	90,00
2007	0,55	0,95	0,43	7,00	0,25	20,00	0,14	45,00	0,08	90,00
2008	0,61	0,75	0,40	7,00	0,30	20,00	0,14	45,00	0,08	90,00
2009	0,72	0,65	0,45	7,00	0,25	20,00	0,14	45,00	0,08	90,00
2010	1,10	0,95	0,60	7,00	0,30	20,00	0,14	45,00	0,08	90,00
2011	1,11	0,95	0,60	7,00	0,30	20,00	0,14	45,00	0,08	90,00
2012	1,12	0,95	0,60	7,00	0,30	20,00	0,14	45,00	0,08	90,00
2013	1,12	0,95	0,60	7,00	0,30	20,00	0,14	45,00	0,08	90,00
2014	1,13	0,95	0,60	7,00	0,30	20,00	0,14	45,00	0,08	90,00

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
2002	1,94	0,35	0,55	7,00	0,53	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2003	0,61	0,55	0,35	7,00	0,38	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2004	0,60	0,88	0,42	7,00	0,23	20,00	0,12	45,00	0,12	90,00
2005	0,79	0,20	0,27	7,00	0,40	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2006	0,93	0,95	0,46	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2007	0,63	0,65	0,30	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2008	0,37	1,45	0,50	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2009	0,76	0,95	0,70	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2010	1,11	0,85	0,45	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	1,27	0,85	0,45	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	1,44	0,85	0,45	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	1,60	0,85	0,45	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	1,77	0,85	0,45	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

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
2002	1,21	0,65	0,40	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2003	1,24	0,45	0,35	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2004	1,38	0,10	0,12	7,00	0,20	20,00	0,14	45,00	0,12	90,00
2005	1,05	0,35	0,25	7,00	0,16	20,00	0,14	45,00	0,12	90,00
2006	0,35	0,65	0,40	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2007	1,58	0,40	0,30	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2008	1,21	2,25	0,70	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2009	0,97	1,45	0,95	9,00	0,40	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2010	0,74	0,95	0,55	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	0,64	0,95	0,55	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	0,57	0,95	0,55	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	0,53	0,95	0,55	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	0,50	0,95	0,55	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Étanche - Colorado

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2002	0,36	1,25	0,50	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,08	90,00
2003	0,47	0,95	0,40	7,00	0,23	20,00	0,14	45,00	0,08	90,00
2004	0,38	0,20	0,16	7,00	0,10	20,00	0,08	45,00	0,08	90,00
2005	0,45	0,95	0,50	7,00	0,12	20,00	0,08	45,00	0,08	90,00
2006	0,78	0,85	0,35	7,00	0,20	20,00	0,14	45,00	0,08	90,00
2007	0,43	0,65	0,48	7,00	0,25	20,00	0,14	45,00	0,08	90,00
2008	1,11	0,85	0,45	7,00	0,25	25,00	0,14	45,00	0,08	90,00
2009	0,46	1,25	0,30	7,00	0,20	20,00	0,14	45,00	0,08	90,00
2010	0,52	0,85	0,45	7,00	0,25	20,00	0,14	45,00	0,08	90,00
2011	0,52	0,85	0,45	7,00	0,25	20,00	0,14	45,00	0,08	90,00
2012	0,52	0,85	0,45	7,00	0,25	20,00	0,14	45,00	0,08	90,00
2013	0,52	0,85	0,45	7,00	0,25	20,00	0,14	45,00	0,08	90,00
2014	0,52	0,85	0,45	7,00	0,25	20,00	0,14	45,00	0,08	90,00

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

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2002	0,88	0,65	0,42	7,00	0,25	20,00	0,18	45,00	0,12	90,00
2003	0,53	0,65	0,40	7,00	0,25	20,00	0,14	45,00	0,12	90,00
2004	0,56	0,85	0,35	7,00	0,22	20,00	0,14	45,00	0,12	90,00
2005	0,50	0,65	0,35	7,00	0,23	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2006	0,62	1,05	0,45	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2007	0,54	0,95	0,43	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2008	0,56	0,85	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2009	0,77	0,75	0,55	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2010	1,07	0,85	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	1,07	0,85	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	1,07	0,85	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	1,07	0,85	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	1,07	0,85	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

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
2002	3,54	0,60	0,30	7,00	0,23	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2003	1,29	0,65	0,40	7,00	0,22	20,00	0,14	45,00	0,12	90,00
2004	1,38	0,50	0,35	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2005	0,80	0,40	0,30	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2006	0,77	0,65	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2007	0,78	1,00	0,47	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2008	1,53	1,25	0,35	6,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2009	1,34	1,45	0,65	7,00	0,40	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2010	0,68	0,85	0,50	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	0,68	0,85	0,50	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	0,68	0,85	0,50	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	0,68	0,85	0,50	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	0,68	0,85	0,50	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

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
2002	3,21	0,75	0,45	7,00	0,28	20,00	0,18	45,00	0,12	90,00
2003	1,77	0,60	0,30	7,00	0,27	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2004	1,59	0,60	0,30	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2005	0,74	0,70	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2006	1,14	0,65	0,37	7,00	0,33	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2007	1,29	0,95	0,65	7,00	0,35	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2008	2,41	0,95	0,60	7,00	0,35	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2009	1,23	0,95	0,65	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2010	1,58	0,95	0,65	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	1,58	0,95	0,65	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	1,58	0,95	0,65	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	1,58	0,95	0,65	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	1,58	0,95	0,65	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

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
2002	1,81	0,65	0,25	7,00	0,14	20,00	0,12	45,00	0,10	90,00
2003	6,48	0,40	0,30	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2004	3,85	0,40	0,25	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2005	3,14	0,65	0,50	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2006	5,04	0,65	0,40	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2007	7,08	0,85	0,45	7,00	0,27	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2008	3,80	0,90	0,65	7,00	0,40	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2009	3,04	0,55	0,30	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2010	2,26	0,75	0,40	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	2,21	0,75	0,40	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	2,15	0,75	0,40	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	2,10	0,75	0,40	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	2,04	0,75	0,40	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

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
2002	4,64	0,40	0,30	7,00	0,12	20,00	0,10	45,00	0,10	90,00
2003	4,32	0,45	0,20	7,00	0,12	20,00	0,10	45,00	0,10	90,00
2004	3,20	0,65	0,40	7,00	0,20	20,00	0,12	45,00	0,10	90,00
2005	3,03	0,75	0,35	7,00	0,16	20,00	0,12	45,00	0,10	90,00
2006	2,13	0,10	0,40	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2007	3,68	0,65	0,40	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,10	90,00
2008	4,67	0,75	0,45	7,00	0,30	25,00	0,20	45,00	0,10	90,00
2009	3,96	0,60	0,45	10,00	0,30	25,00	0,16	45,00	0,10	90,00
2010	1,37	0,65	0,40	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,10	90,00
2011	2,78	0,65	0,40	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,10	90,00
2012	2,78	0,65	0,40	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,10	90,00
2013	2,78	0,65	0,40	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,10	90,00
2014	2,78	0,65	0,40	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,10	90,00

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
2002	6,81	0,05	0,05	7,00	0,15	20,00	0,14	45,00	0,12	90,00
2003	2,97	0,10	0,30	7,00	0,12	20,00	0,10	45,00	0,10	90,00
2004	2,55	0,20	0,25	7,00	0,16	20,00	0,14	45,00	0,12	90,00
2005	13,86	0,15	0,18	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2006	3,64	0,30	0,25	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2007	2,20	0,95	0,80	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2008	1,81	0,75	0,55	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2009	1,42	0,85	0,55	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2010	1,28	0,75	0,45	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	1,15	0,75	0,45	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	1,04	0,75	0,45	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	0,93	0,75	0,45	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	0,84	0,75	0,45	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Étanche - Colorado										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2004	1,18	0,65	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2005	2,24	0,65	0,50	7,00	0,35	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2006	0,22	0,20	0,12	7,00	0,05	20,00	0,05	45,00	0,05	90,00
2007	1,29	0,75	0,50	7,00	0,35	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2008	0,83	0,48	0,38	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2009	1,06	0,90	0,60	7,00	0,35	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2010	1,06	0,75	0,50	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	1,06	0,75	0,50	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	1,06	0,75	0,50	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	1,06	0,75	0,50	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	1,06	0,75	0,50	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Étanche - Mannville										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2002	2,09	1,20	0,80	7,00	0,60	500,00	0,16	500,00	0,12	500,00
2003	1,79	2,08	0,73	7,00	0,35	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2004	1,49	2,95	0,65	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2005	0,33	0,60	0,35	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2006	2,45	0,75	0,45	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2007	0,66	1,05	0,50	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2008	0,16	0,75	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2009	1,09	0,95	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2010	1,09	0,95	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	1,09	0,95	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	1,09	0,95	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	1,09	0,95	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	1,09	0,95	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Étanche - Jurassique										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	4,96	0,60	0,40	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2006	1,02	0,65	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2007	1,12	0,65	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2008	4,14	0,65	0,40	7,00	0,30	25,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2009	2,78	0,75	0,55	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2010	2,68	0,65	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	2,68	0,65	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	2,68	0,65	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	2,68	0,65	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	2,68	0,65	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

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
2002	0,53	0,85	0,65	7,00	0,33	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2003	0,55	1,10	0,55	7,00	0,33	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2004	0,61	1,40	0,60	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2005	0,66	0,85	0,77	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2006	0,54	1,05	0,40	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2007	0,69	0,95	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2008	0,59	0,95	0,60	7,00	0,35	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2009	1,02	0,95	0,60	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2010	0,79	0,85	0,60	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	0,80	0,85	0,60	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	0,80	0,85	0,60	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	0,80	0,85	0,60	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	0,80	0,85	0,60	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

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
2002	0,77	0,99	0,59	7,00	0,32	20,00	0,18	45,00	0,12	90,00
2003	0,78	0,90	0,50	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2004	0,64	0,50	0,55	7,00	0,43	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2005	0,83	1,05	0,63	7,00	0,27	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2006	0,77	0,95	0,50	7,00	0,32	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2007	0,76	0,65	0,45	7,00	0,35	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2008	1,10	1,35	0,47	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2009	1,27	0,65	0,50	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2010	1,16	0,95	0,55	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	1,17	0,95	0,55	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	1,17	0,95	0,55	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	1,17	0,95	0,55	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	1,17	0,95	0,55	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

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
2002	1,69	0,30	0,35	7,00	0,30	20,00	0,23	45,00	0,12	90,00
2003	1,28	0,50	0,35	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2004	1,49	1,25	0,60	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2005	1,27	0,70	0,45	7,00	0,28	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2006	1,11	1,65	0,60	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2007	1,05	0,65	0,50	7,00	0,45	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2008	0,75	0,55	0,30	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2009	1,19	0,65	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2010	0,43	0,70	0,40	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	0,79	0,70	0,40	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	0,79	0,70	0,40	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	0,79	0,70	0,40	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	0,79	0,70	0,40	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

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
2002	0,80	0,60	0,25	7,00	0,20	20,00	0,12	45,00	0,05	90,00
2003	1,72	0,65	0,35	7,00	0,12	20,00	0,05	45,00	0,05	90,00
2004	0,04	0,95	0,55	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2005	0,07	0,65	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2006	1,28	0,95	0,60	7,00	0,40	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2007	0,88	0,75	0,40	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2008	0,76	1,25	0,50	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2009	1,07	0,85	0,50	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2010	1,16	0,95	0,45	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	1,00	0,95	0,45	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	1,00	0,95	0,45	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	1,00	0,95	0,45	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	1,00	0,95	0,45	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Étanche - Colorado, Mannville

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2002	0,78	1,15	0,37	7,00	0,18	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2003	0,70	0,55	0,30	7,00	0,40	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2004	0,68	0,85	0,40	7,00	0,18	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2005	0,69	0,90	0,50	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2006	0,77	0,85	0,50	7,00	0,28	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2007	0,74	0,95	0,45	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2008	0,69	0,95	0,55	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2009	1,39	0,95	0,60	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2010	1,29	1,05	0,45	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	1,13	1,05	0,45	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	1,13	1,05	0,45	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	1,13	1,05	0,45	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	1,13	1,05	0,45	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Étanche - Trias

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2002	1,06	0,65	0,45	7,00	0,30	20,00	0,14	45,00	0,05	90,00
2003	1,09	0,75	0,60	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,05	90,00
2004	1,02	0,95	0,60	7,00	0,27	20,00	0,14	45,00	0,05	90,00
2005	1,01	1,05	0,47	7,00	0,25	20,00	0,14	45,00	0,05	90,00
2006	0,69	0,95	0,45	7,00	0,20	20,00	0,14	45,00	0,05	90,00
2007	0,72	0,60	0,50	7,00	0,30	20,00	0,14	45,00	0,05	90,00
2008	0,99	1,35	0,65	7,00	0,30	25,00	0,14	45,00	0,05	90,00
2009	1,28	1,05	0,60	7,00	0,30	20,00	0,14	45,00	0,05	90,00
2010	1,98	1,05	0,55	7,00	0,30	20,00	0,14	45,00	0,05	90,00
2011	2,18	1,05	0,55	7,00	0,30	20,00	0,14	45,00	0,05	90,00
2012	2,40	1,05	0,55	7,00	0,30	20,00	0,14	45,00	0,05	90,00
2013	2,64	1,05	0,55	7,00	0,30	20,00	0,14	45,00	0,05	90,00
2014	2,90	1,05	0,55	7,00	0,30	20,00	0,14	45,00	0,05	90,00

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
2002	0,76	1,05	0,40	7,00	0,18	20,00	0,12	45,00	0,05	90,00
2003	0,71	1,15	0,48	7,00	0,23	20,00	0,14	45,00	0,05	90,00
2004	0,50	0,40	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,05	90,00
2005	0,48	0,65	0,40	7,00	0,20	20,00	0,14	45,00	0,05	90,00
2006	0,32	0,55	0,25	7,00	0,14	20,00	0,10	45,00	0,05	90,00
2007	0,49	1,45	0,40	7,00	0,18	20,00	0,12	45,00	0,05	90,00
2008	0,56	0,65	0,40	7,00	0,20	20,00	0,14	45,00	0,05	90,00
2009	0,59	0,85	0,40	7,00	0,20	20,00	0,14	45,00	0,05	90,00
2010	0,45	0,65	0,40	7,00	0,20	20,00	0,14	45,00	0,05	90,00
2011	0,54	0,65	0,40	7,00	0,20	20,00	0,14	45,00	0,05	90,00
2012	0,54	0,65	0,40	7,00	0,20	20,00	0,14	45,00	0,05	90,00
2013	0,54	0,65	0,40	7,00	0,20	20,00	0,14	45,00	0,05	90,00
2014	0,54	0,65	0,40	7,00	0,20	20,00	0,14	45,00	0,05	90,00

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
2002	0,99	1,10	0,40	7,00	0,18	20,00	0,14	45,00	0,08	90,00
2003	0,57	1,20	0,30	7,00	0,18	20,00	0,12	45,00	0,08	90,00
2004	0,50	0,65	0,40	7,00	0,22	20,00	0,10	45,00	0,08	90,00
2005	0,51	1,15	0,40	7,00	0,28	20,00	0,12	45,00	0,08	90,00
2006	0,68	1,15	0,40	7,00	0,18	20,00	0,14	45,00	0,08	90,00
2007	0,87	1,15	0,50	7,00	0,30	20,00	0,18	45,00	0,08	90,00
2008	0,57	1,35	0,55	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,08	90,00
2009	0,24	0,65	0,40	7,00	0,20	20,00	0,14	45,00	0,08	90,00
2010	0,53	0,75	0,45	7,00	0,20	20,00	0,14	45,00	0,08	90,00
2011	0,53	0,75	0,45	7,00	0,20	20,00	0,14	45,00	0,08	90,00
2012	0,53	0,75	0,45	7,00	0,20	20,00	0,14	45,00	0,08	90,00
2013	0,53	0,75	0,45	7,00	0,20	20,00	0,14	45,00	0,08	90,00
2014	0,53	0,75	0,45	7,00	0,20	20,00	0,14	45,00	0,08	90,00

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
2002	0,32	0,20	0,18	7,00	0,14	20,00	0,10	45,00	0,05	90,00
2003	0,68	0,95	0,60	7,00	0,25	20,00	0,12	45,00	0,05	90,00
2004	1,12	1,65	0,55	7,00	0,25	20,00	0,14	45,00	0,05	90,00
2005	0,46	0,65	0,55	7,00	0,35	20,00	0,20	45,00	0,05	90,00
2006	0,54	0,85	0,50	7,00	0,32	20,00	0,18	45,00	0,05	90,00
2007	0,38	0,65	0,40	7,00	0,20	20,00	0,12	45,00	0,05	90,00
2008	0,89	0,65	0,40	7,00	0,20	20,00	0,12	45,00	0,05	90,00
2009	0,69	0,75	0,45	7,00	0,20	20,00	0,12	45,00	0,05	90,00
2010	1,44	0,85	0,50	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,05	90,00
2011	1,44	0,85	0,50	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,05	90,00
2012	1,44	0,85	0,50	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,05	90,00
2013	1,44	0,85	0,50	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,05	90,00
2014	1,44	0,85	0,50	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,05	90,00

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
2002	2,31	0,60	0,30	7,00	0,20	20,00	0,14	45,00	0,05	90,00
2003	2,12	0,95	0,40	7,00	0,25	20,00	0,15	45,00	0,05	90,00
2004	1,59	0,65	0,50	7,00	0,30	20,00	0,14	45,00	0,05	90,00
2005	1,21	0,65	0,42	7,00	0,33	20,00	0,14	45,00	0,05	90,00
2006	1,36	0,65	0,37	7,00	0,20	20,00	0,14	45,00	0,05	90,00
2007	0,73	0,65	0,50	7,00	0,35	20,00	0,18	45,00	0,05	90,00
2008	0,90	0,80	0,45	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,05	90,00
2009	1,78	0,65	0,40	7,00	0,20	20,00	0,12	45,00	0,05	90,00
2010	2,33	0,65	0,40	7,00	0,20	20,00	0,12	45,00	0,05	90,00
2011	2,57	0,65	0,40	7,00	0,20	20,00	0,12	45,00	0,05	90,00
2012	2,83	0,65	0,40	7,00	0,20	20,00	0,12	45,00	0,05	90,00
2013	3,11	0,65	0,40	7,00	0,20	20,00	0,12	45,00	0,05	90,00
2014	3,42	0,65	0,40	7,00	0,20	20,00	0,12	45,00	0,05	90,00

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
2002	4,58	0,85	0,50	7,00	0,25	20,00	0,12	45,00	0,12	90,00
2003	2,90	0,85	0,70	7,00	0,25	20,00	0,18	45,00	0,12	90,00
2004	4,14	0,45	0,22	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2005	4,57	1,65	0,85	7,00	0,35	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2006	0,26	0,65	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2007	8,92	0,30	0,20	7,00	0,18	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2008	1,58	0,65	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2009	4,61	0,65	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2010	3,09	0,65	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	3,09	0,65	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	3,09	0,65	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	3,09	0,65	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	3,09	0,65	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

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

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2002	1,09	1,05	0,25	7,00	0,16	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2003	0,67	0,65	0,40	7,00	0,25	20,00	0,14	45,00	0,12	90,00
2004	0,87	0,85	0,40	7,00	0,20	20,00	0,14	45,00	0,12	90,00
2005	0,64	0,90	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2006	0,60	0,95	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2007	0,60	1,05	0,45	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2008	0,68	0,95	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2009	0,81	0,75	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2010	1,04	0,95	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	1,27	0,95	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	1,58	0,95	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	1,95	0,95	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	2,41	0,95	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Étanche - Colorado

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2002	1,70	0,65	0,40	7,00	0,50	20,00	0,14	45,00	0,10	90,00
2003	1,16	0,65	0,40	7,00	0,30	20,00	0,14	45,00	0,10	90,00
2004	0,98	0,65	0,40	7,00	0,35	20,00	0,16	45,00	0,10	90,00
2005	0,59	0,60	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,10	90,00
2006	0,48	0,50	0,33	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,10	90,00
2007	0,89	0,65	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,10	90,00
2008	1,30	0,65	0,40	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,10	90,00
2009	1,07	1,15	0,45	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,10	90,00
2010	0,96	0,65	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,10	90,00
2011	0,89	0,65	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,10	90,00
2012	0,76	0,65	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,10	90,00
2013	0,66	0,65	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,10	90,00
2014	0,56	0,65	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,10	90,00

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

Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2002	1,27	0,85	0,40	7,00	0,32	20,00	0,18	45,00	0,10	90,00
2003	1,09	0,65	0,50	7,00	0,32	20,00	0,14	45,00	0,10	90,00
2004	0,74	0,60	0,45	7,00	0,27	20,00	0,14	45,00	0,10	90,00
2005	0,60	0,60	0,45	7,00	0,28	20,00	0,14	45,00	0,10	90,00
2006	0,63	0,65	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,10	90,00
2007	0,76	0,65	0,40	7,00	0,33	20,00	0,16	45,00	0,10	90,00
2008	1,10	0,90	0,45	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,10	90,00
2009	1,04	0,65	0,50	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,10	90,00
2010	1,14	0,65	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,10	90,00
2011	1,14	0,65	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,10	90,00
2012	1,14	0,65	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,10	90,00
2013	1,14	0,65	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,10	90,00
2014	1,14	0,65	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,10	90,00

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Étanche - Trias										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2002	1,04	0,50	0,30	7,00	0,10	20,00	0,10	45,00	0,05	90,00
2003	1,64	0,60	0,30	7,00	0,20	20,00	0,12	45,00	0,05	90,00
2004	3,35	1,25	0,40	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,05	90,00
2005	1,05	1,25	0,40	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,05	90,00
2006	0,72	1,05	0,37	7,00	0,22	20,00	0,14	45,00	0,05	90,00
2007	0,45	1,05	0,65	7,00	0,35	20,00	0,14	45,00	0,05	90,00
2008	1,52	1,65	0,60	7,00	0,35	20,00	0,16	45,00	0,05	90,00
2009	1,47	1,25	0,55	7,00	0,25	20,00	0,14	45,00	0,05	90,00
2010	2,44	1,25	0,55	7,00	0,25	20,00	0,14	45,00	0,05	90,00
2011	2,69	1,25	0,55	7,00	0,25	20,00	0,14	45,00	0,05	90,00
2012	2,96	1,25	0,55	7,00	0,25	20,00	0,14	45,00	0,05	90,00
2013	3,25	1,25	0,55	7,00	0,25	20,00	0,14	45,00	0,05	90,00
2014	3,58	1,25	0,55	7,00	0,25	20,00	0,14	45,00	0,05	90,00

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
2002	0,31	0,23	0,27	7,00	0,23	20,00	0,20	45,00	0,16	90,00
2003	0,29	0,40	0,30	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,16	90,00
2004	0,24	0,18	0,32	7,00	0,27	20,00	0,20	45,00	0,16	90,00
2005	0,25	0,65	0,45	7,00	0,27	20,00	0,16	45,00	0,16	90,00
2006	0,20	0,65	0,40	7,00	0,27	20,00	0,23	45,00	0,16	90,00
2007	0,23	0,65	0,40	7,00	0,32	20,00	0,20	45,00	0,16	90,00
2008	0,22	0,65	0,45	7,00	0,40	20,00	0,20	45,00	0,16	90,00
2009	0,19	0,75	0,45	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,16	90,00
2010	0,20	0,65	0,35	7,00	0,25	20,00	0,20	45,00	0,16	90,00
2011	0,20	0,65	0,35	7,00	0,25	20,00	0,20	45,00	0,16	90,00
2012	0,20	0,65	0,35	7,00	0,25	20,00	0,20	45,00	0,16	90,00
2013	0,20	0,65	0,35	7,00	0,25	20,00	0,20	45,00	0,16	90,00
2014	0,20	0,65	0,35	7,00	0,25	20,00	0,20	45,00	0,16	90,00

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
2002	0,56	0,20	0,25	7,00	0,33	20,00	0,50	45,00	0,20	90,00
2003	0,94	0,25	0,50	7,00	0,48	20,00	0,32	45,00	0,20	90,00
2004	0,44	0,65	0,40	7,00	0,30	20,00	0,33	45,00	0,20	90,00
2005	0,41	0,65	0,50	7,00	0,33	20,00	0,25	45,00	0,20	90,00
2006	0,29	0,95	0,50	7,00	0,40	20,00	0,30	45,00	0,20	90,00
2007	0,32	0,65	0,30	7,00	0,16	20,00	0,14	45,00	0,12	90,00
2008	0,26	0,75	0,50	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2009	0,25	0,75	0,55	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2010	0,24	0,75	0,45	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2011	0,23	0,75	0,45	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2012	0,22	0,75	0,45	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2013	0,22	0,75	0,45	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2014	0,21	0,75	0,45	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00

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
2002	0,45	0,85	0,50	7,00	0,90	20,00	0,30	45,00	0,18	90,00
2003	0,47	0,30	0,40	7,00	0,50	20,00	0,30	45,00	0,18	90,00
2004	0,76	0,65	0,65	7,00	0,55	20,00	0,30	45,00	0,18	90,00
2005	0,65	0,65	0,47	7,00	0,42	20,00	0,30	45,00	0,18	90,00
2006	0,47	0,65	0,40	7,00	0,75	20,00	0,30	45,00	0,18	90,00
2007	0,61	0,35	0,55	7,00	0,80	20,00	0,30	45,00	0,18	90,00
2008	0,41	0,65	0,65	7,00	0,70	20,00	0,30	45,00	0,18	90,00
2009	0,46	0,65	0,60	7,00	0,70	20,00	0,30	45,00	0,18	90,00
2010	0,61	0,70	0,60	7,00	0,70	20,00	0,30	45,00	0,18	90,00
2011	0,61	0,70	0,60	7,00	0,70	20,00	0,30	45,00	0,18	90,00
2012	0,61	0,70	0,60	7,00	0,70	20,00	0,30	45,00	0,18	90,00
2013	0,61	0,70	0,60	7,00	0,70	20,00	0,30	45,00	0,18	90,00
2014	0,61	0,70	0,60	7,00	0,70	20,00	0,30	45,00	0,18	90,00

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
2002	1,12	1,25	0,57	7,00	0,40	20,00	0,32	45,00	0,12	90,00
2003	0,82	0,65	0,75	7,00	0,45	20,00	0,25	45,00	0,12	90,00
2004	0,63	0,30	0,50	7,00	0,53	20,00	0,30	45,00	0,12	90,00
2005	0,73	0,95	0,95	7,00	0,38	20,00	0,30	45,00	0,12	90,00
2006	0,63	0,95	0,60	7,00	0,40	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2007	0,76	1,25	0,70	7,00	0,50	20,00	0,25	45,00	0,12	90,00
2008	0,51	1,25	0,30	7,00	0,40	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2009	0,67	1,25	0,60	7,00	0,40	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2010	0,51	1,25	0,60	7,00	0,40	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2011	0,56	1,25	0,60	7,00	0,40	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2012	0,56	1,25	0,60	7,00	0,40	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2013	0,56	1,25	0,60	7,00	0,40	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2014	0,56	1,25	0,60	7,00	0,40	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00

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
2002	2,15	1,65	0,85	7,00	0,40	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2003	1,35	0,65	0,65	7,00	0,40	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2004	0,63	0,40	0,30	7,00	0,35	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2005	0,48	1,25	0,50	7,00	0,30	20,00	0,22	45,00	0,16	90,00
2006	0,88	0,65	0,50	7,00	0,45	20,00	0,25	45,00	0,16	90,00
2007	0,76	1,45	0,80	7,00	0,40	20,00	0,20	45,00	0,16	90,00
2008	0,68	0,55	0,75	7,00	0,40	20,00	0,25	45,00	0,16	90,00
2009	0,94	1,35	0,55	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,16	90,00
2010	0,65	1,35	0,50	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,16	90,00
2011	0,76	1,35	0,50	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,16	90,00
2012	0,76	1,35	0,50	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,16	90,00
2013	0,76	1,35	0,50	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,16	90,00
2014	0,76	1,35	0,50	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,16	90,00

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
2002	1,25	1,25	0,75	7,00	0,25	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2003	0,54	1,25	0,40	7,00	0,20	20,00	0,12	45,00	0,12	90,00
2004	1,08	0,95	0,60	7,00	0,32	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2005	0,62	1,25	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2006	0,71	0,65	0,40	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2007	1,09	1,75	0,60	7,00	0,35	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2008	1,07	0,45	0,35	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2009	1,97	0,65	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2010	2,07	0,85	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	2,17	0,85	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	2,28	0,85	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	2,40	0,85	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	2,52	0,85	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

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
2002	3,41	1,25	1,00	7,00	0,55	20,00	0,25	45,00	0,12	90,00
2003	1,34	0,55	0,50	7,00	0,40	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2004	0,76	0,25	0,35	7,00	0,27	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2005	0,77	0,20	0,65	7,00	0,28	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2006	0,71	1,05	0,55	7,00	0,27	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2007	0,64	1,25	0,75	7,00	0,27	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2008	1,12	0,60	0,70	7,00	0,45	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2009	1,27	0,75	0,85	7,00	0,45	20,00	0,25	45,00	0,12	90,00
2010	0,56	0,85	0,65	7,00	0,35	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2011	0,98	0,85	0,65	7,00	0,35	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2012	0,98	0,85	0,65	7,00	0,35	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2013	0,98	0,85	0,65	7,00	0,35	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2014	0,98	0,85	0,65	7,00	0,35	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00

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
2002	5,35	0,25	0,20	7,00	0,40	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2003	2,97	0,65	1,55	7,00	0,55	20,00	0,25	45,00	0,12	90,00
2004	1,61	0,65	0,55	7,00	0,40	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2005	3,29	0,20	0,70	7,00	0,80	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2006	0,68	1,25	0,75	7,00	0,35	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2007	2,21	2,95	1,25	7,00	0,65	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2008	0,66	1,25	0,85	7,00	0,45	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2009	0,41	1,25	0,65	7,00	0,35	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2010	1,06	1,25	0,65	7,00	0,35	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2011	1,06	1,25	0,65	7,00	0,35	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2012	1,06	1,25	0,65	7,00	0,35	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2013	1,06	1,25	0,65	7,00	0,35	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2014	1,06	1,25	0,65	7,00	0,35	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Étanche - Trias										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2002	1,43	1,50	0,70	7,00	0,50	20,00	0,25	45,00	0,12	90,00
2003	0,37	1,05	0,40	7,00	0,28	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2004	1,81	1,30	0,53	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2005	0,96	1,50	0,50	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2006	0,48	1,25	0,80	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2007	0,76	1,85	0,60	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2008	0,84	0,60	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2009	0,68	0,65	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2010	1,81	0,65	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	1,81	0,65	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	1,81	0,65	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	1,81	0,65	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	1,81	0,65	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Étanche - Trias inférieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2002	1,08	0,65	0,40	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2003	0,81	0,98	0,52	7,00	0,25	20,00	0,14	45,00	0,12	90,00
2004	0,77	1,15	0,50	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2005	0,65	0,95	0,75	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2006	0,74	1,35	0,50	7,00	0,35	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2007	0,58	0,65	0,50	7,00	0,35	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2008	1,05	0,70	0,60	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2009	1,40	0,65	0,40	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2010	1,58	0,70	0,50	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	1,66	0,70	0,50	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	1,74	0,70	0,50	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	1,83	0,70	0,50	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	1,92	0,70	0,50	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

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
2002	0,19	0,65	0,50	7,00	0,16	20,00	0,18	45,00	0,12	90,00
2003	0,13	0,70	0,40	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2004	0,11	0,30	0,25	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2005	0,09	0,20	0,30	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2006	0,13	0,30	0,20	7,00	0,23	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2007	0,19	0,65	0,40	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2008	0,25	0,30	0,25	7,00	0,16	20,00	0,14	45,00	0,12	90,00
2009	0,32	0,40	0,25	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2010	0,31	0,50	0,35	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	0,31	0,50	0,35	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	0,31	0,50	0,35	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	0,31	0,50	0,35	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	0,31	0,50	0,35	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

Groupe de ressources - Gaz - Nord-ouest de l'Alberta - Classique - Mississippien										
Année de raccorderment	Production initiale par raccorderment Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2002	0,52	0,55	0,30	7,00	0,27	20,00	0,22	45,00	0,12	90,00
2003	0,25	0,65	0,25	7,00	0,16	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2004	0,43	0,65	0,50	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2005	0,22	0,55	0,30	7,00	0,27	20,00	0,18	45,00	0,12	90,00
2006	0,13	0,65	0,20	7,00	0,18	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2007	0,28	0,75	0,55	7,00	0,35	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2008	0,28	0,60	0,30	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2009	0,14	0,35	0,25	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2010	0,22	0,60	0,30	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	0,22	0,60	0,30	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	0,22	0,60	0,30	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	0,22	0,60	0,30	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	0,22	0,60	0,30	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

Groupe de ressources - Gaz - Nord-ouest de l'Alberta - Classique - Dévonien supérieur										
Année de raccorderment	Production initiale par raccorderment Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2002	1,65	1,25	0,90	7,00	0,30	20,00	0,25	45,00	0,12	90,00
2003	1,59	0,65	0,55	7,00	0,58	20,00	0,25	45,00	0,12	90,00
2004	0,93	1,05	0,40	7,00	0,35	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2005	0,69	1,25	0,80	7,00	0,55	20,00	0,25	45,00	0,12	90,00
2006	0,87	1,95	0,60	7,00	0,55	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2007	0,29	0,65	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2008	0,73	1,85	0,70	7,00	0,40	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2009	2,41	1,75	0,75	7,00	0,40	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2010	0,64	1,25	0,60	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2011	0,80	1,25	0,60	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2012	0,80	1,25	0,60	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2013	0,80	1,25	0,60	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2014	0,80	1,25	0,60	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00

Groupe de ressources - Gaz - Nord-ouest de l'Alberta - Classique - Dévonien moyen										
Année de raccorderment	Production initiale par raccorderment Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2002	1,14	1,45	1,25	7,00	0,65	20,00	0,40	45,00	0,18	90,00
2003	1,07	0,85	0,95	7,00	0,70	20,00	0,40	45,00	0,18	90,00
2004	0,86	0,95	0,80	7,00	0,60	20,00	0,45	45,00	0,18	90,00
2005	0,96	1,00	0,95	7,00	0,70	20,00	0,45	45,00	0,18	90,00
2006	0,75	2,25	1,25	7,00	0,50	20,00	0,25	45,00	0,18	90,00
2007	0,71	1,65	1,35	7,00	0,90	20,00	0,30	45,00	0,18	90,00
2008	1,01	1,45	1,05	7,00	0,60	20,00	0,40	45,00	0,18	90,00
2009	1,17	1,45	1,05	7,00	0,65	20,00	0,20	45,00	0,18	90,00
2010	0,57	1,45	1,05	7,00	0,65	20,00	0,35	45,00	0,18	90,00
2011	0,71	1,45	1,05	7,00	0,65	20,00	0,35	45,00	0,18	90,00
2012	0,71	1,45	1,05	7,00	0,65	20,00	0,35	45,00	0,18	90,00
2013	0,71	1,45	1,05	7,00	0,65	20,00	0,35	45,00	0,18	90,00
2014	0,71	1,45	1,05	7,00	0,65	20,00	0,35	45,00	0,18	90,00

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (C.B.) - Classique - Colorado										
Année de raccorderment	Production initiale par raccorderment Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux 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	5,50	1,95	1,45	10,00	0,60	25,00	0,25	45,00	0,12	90,00
2004	5,65	0,45	0,85	7,00	0,35	15,00	0,45	45,00	0,12	90,00
2005	4,25	0,80	0,65	7,00	0,20	18,00	0,25	35,00	0,12	500,00
2006	0,28	1,45	0,65	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2007	0,15	0,70	0,45	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2008	0,43	0,50	0,35	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2009	0,55	0,50	0,30	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2010	0,13	0,50	0,30	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	0,13	0,50	0,30	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	0,13	0,50	0,30	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	0,13	0,50	0,30	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	0,13	0,50	0,30	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (C.B.) - Classique - Trias inférieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2005	2,45	0,15	0,25	20,00	0,18	30,00	0,60	45,00	0,25	80,00
2006	0,85	0,45	0,32	8,00	0,75	30,00	0,22	45,00	0,12	500,00
2007	1,95	0,15	0,35	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	500,00
2008	2,04	0,10	0,65	10,00	0,30	25,00	0,16	60,00	0,12	90,00
2009	2,27	0,65	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2010	2,49	0,50	0,40	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	2,76	0,50	0,40	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	3,06	0,50	0,40	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	3,38	0,50	0,40	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	3,75	0,50	0,40	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (C.B.) - Étanche - Colorado										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2002	1,54	0,95	0,45	7,00	0,45	20,00	0,05	45,00	0,05	90,00
2003	0,73	0,65	0,40	7,00	0,20	20,00	0,12	45,00	0,05	90,00
2004	0,51	1,35	0,40	7,00	0,20	20,00	0,12	45,00	0,05	90,00
2005	0,09	0,65	0,40	7,00	0,16	20,00	0,08	45,00	0,05	90,00
2006	1,56	1,35	0,95	7,00	0,35	20,00	0,12	45,00	0,05	90,00
2007	1,49	1,95	1,05	7,00	0,35	20,00	0,12	45,00	0,05	90,00
2008	0,96	2,25	1,25	7,00	0,35	20,00	0,12	45,00	0,05	90,00
2009	1,84	2,25	1,25	7,00	0,35	20,00	0,12	45,00	0,05	90,00
2010	1,43	1,65	0,65	7,00	0,35	20,00	0,12	45,00	0,05	90,00
2011	1,43	1,65	0,65	7,00	0,35	20,00	0,12	45,00	0,05	90,00
2012	1,43	1,65	0,65	7,00	0,35	20,00	0,12	45,00	0,05	90,00
2013	1,43	1,65	0,65	7,00	0,35	20,00	0,12	45,00	0,05	90,00
2014	1,43	1,65	0,65	7,00	0,35	20,00	0,12	45,00	0,05	90,00

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (C.B.) - Étanche - Manville										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2002	1,06	1,85	0,90	7,00	0,45	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2003	1,77	0,85	0,40	7,00	0,30	20,00	0,28	45,00	0,12	90,00
2004	2,32	0,99	0,60	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2005	1,77	1,25	0,40	7,00	0,25	20,00	0,30	45,00	0,12	90,00
2006	1,73	1,05	0,40	7,00	0,33	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2007	1,13	1,45	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2008	2,78	1,10	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2009	1,61	0,65	0,50	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2010	2,35	0,85	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	2,35	0,85	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	2,35	0,85	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	2,35	0,85	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	2,35	0,85	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (C.B.) - 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
2006	1,40	1,85	0,63	7,00	0,25	20,00	0,14	45,00	0,12	90,00
2007	1,53	1,45	0,65	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2008	2,24	1,25	0,65	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2009	1,86	0,65	0,50	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2010	4,00	1,05	0,60	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	4,00	1,05	0,60	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	4,00	1,05	0,60	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	4,00	1,05	0,60	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	4,00	1,05	0,60	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

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
2002	0,63	0,95	0,35	7,00	0,20	20,00	0,23	45,00	0,18	90,00
2003	0,59	0,85	0,40	7,00	0,23	20,00	0,24	45,00	0,18	90,00
2004	0,43	0,60	0,40	7,00	0,24	20,00	0,23	45,00	0,18	90,00
2005	0,29	0,55	0,40	7,00	0,24	20,00	0,22	45,00	0,18	90,00
2006	0,29	0,85	0,35	7,00	0,25	20,00	0,22	45,00	0,18	90,00
2007	0,30	0,65	0,48	7,00	0,27	20,00	0,22	45,00	0,18	90,00
2008	0,37	0,95	0,45	7,00	0,27	20,00	0,22	45,00	0,18	90,00
2009	0,23	0,95	0,45	7,00	0,30	20,00	0,25	45,00	0,18	90,00
2010	0,21	0,85	0,45	7,00	0,30	20,00	0,25	45,00	0,18	90,00
2011	0,19	0,85	0,45	7,00	0,30	20,00	0,25	45,00	0,18	90,00
2012	0,17	0,85	0,45	7,00	0,30	20,00	0,25	45,00	0,18	90,00
2013	0,15	0,85	0,45	7,00	0,30	20,00	0,25	45,00	0,18	90,00
2014	0,14	0,85	0,45	7,00	0,30	20,00	0,25	45,00	0,18	90,00

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
2002	0,90	0,85	0,45	7,00	0,25	20,00	0,18	45,00	0,12	90,00
2003	0,73	1,15	0,40	7,00	0,28	20,00	0,18	45,00	0,12	90,00
2004	0,70	0,85	0,48	7,00	0,35	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2005	0,60	0,95	0,50	7,00	0,31	20,00	0,18	45,00	0,12	90,00
2006	0,51	0,95	0,50	7,00	0,22	20,00	0,18	45,00	0,12	90,00
2007	0,60	1,05	0,40	7,00	0,28	20,00	0,18	45,00	0,12	90,00
2008	0,69	1,25	0,40	7,00	0,28	20,00	0,18	45,00	0,12	90,00
2009	0,61	1,35	0,55	7,00	0,30	20,00	0,18	45,00	0,12	90,00
2010	0,52	1,05	0,50	7,00	0,30	20,00	0,18	45,00	0,12	90,00
2011	0,50	1,05	0,50	7,00	0,30	20,00	0,18	45,00	0,12	90,00
2012	0,47	1,05	0,50	7,00	0,30	20,00	0,18	45,00	0,12	90,00
2013	0,45	1,05	0,50	7,00	0,30	20,00	0,18	45,00	0,12	90,00
2014	0,43	1,05	0,50	7,00	0,30	20,00	0,18	45,00	0,12	90,00

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
2002	1,65	0,18	0,85	7,00	0,18	20,00	0,16	45,00	0,12	500,00
2003	0,26	0,05	0,12	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2004	1,50	0,10	0,32	12,00	0,40	50,00	0,20	70,00	0,12	500,00
2005	1,50	1,00	0,25	10,00	0,15	20,00	0,12	45,00	0,12	500,00
2006	0,51	0,10	0,45	7,00	0,60	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2007	3,20	0,15	0,20	7,00	0,15	20,00	0,12	45,00	0,15	500,00
2008	2,10	0,65	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2009	1,66	2,05	0,95	7,00	0,40	20,00	0,18	45,00	0,12	90,00
2010	2,37	1,05	0,45	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	2,37	1,05	0,45	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	2,37	1,05	0,45	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	2,37	1,05	0,45	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	2,37	1,05	0,45	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

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
2002	11,06	0,65	1,30	7,00	0,65	20,00	0,30	45,00	0,20	90,00
2003	6,66	0,40	0,30	7,00	0,26	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2004	1,14	0,75	0,35	7,00	0,20	20,00	0,12	45,00	0,10	90,00
2005	1,46	0,65	0,65	7,00	0,32	20,00	0,25	45,00	0,12	90,00
2006	0,82	0,75	0,45	7,00	0,30	20,00	0,18	45,00	0,12	90,00
2007	1,37	0,55	0,27	7,00	0,18	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2008	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2009	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2010	1,23	0,75	0,40	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	1,23	0,75	0,40	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	1,23	0,75	0,40	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	1,23	0,75	0,40	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	1,23	0,75	0,40	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

Groupe de ressources - Gaz - Fort St. John - 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
2006	0,70	0,65	0,57	7,00	0,27	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2007	1,09	0,65	0,50	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2008	1,21	0,65	0,40	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2009	1,50	0,30	0,25	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2010	4,00	0,65	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	4,00	0,65	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	4,00	0,65	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	4,00	0,65	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	4,00	0,65	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

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
2002	1,12	0,45	0,20	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2003	0,57	1,35	0,40	7,00	0,22	20,00	0,12	40,00	0,05	500,00
2004	0,18	0,55	0,10	5,00	0,05	20,00	0,05	500,00	0,05	90,00
2005	1,00	0,35	0,25	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2006	0,23	0,40	0,30	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2007	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2008	0,41	0,65	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2009	0,17	0,95	0,35	4,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	500,00
2010	0,29	0,65	0,35	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	0,29	0,65	0,35	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	0,29	0,65	0,35	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	0,29	0,65	0,35	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	0,29	0,65	0,35	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

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
2002	2,07	0,30	0,25	7,00	0,40	20,00	0,32	45,00	0,16	90,00
2003	1,18	0,40	0,45	7,00	0,38	20,00	0,18	45,00	0,12	90,00
2004	2,08	0,40	0,50	7,00	0,48	20,00	0,18	45,00	0,12	90,00
2005	0,99	0,45	0,30	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2006	0,42	0,95	0,55	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2007	0,24	0,20	0,12	7,00	0,10	20,00	0,08	45,00	0,05	90,00
2008	0,40	0,95	0,40	7,00	0,18	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2009	0,77	0,20	0,18	7,00	0,16	20,00	0,14	45,00	0,12	90,00
2010	0,20	0,65	0,40	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	0,34	0,65	0,40	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	0,34	0,65	0,40	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	0,34	0,65	0,40	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	0,34	0,65	0,40	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

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
2002	4,79	0,95	0,85	7,00	0,60	20,00	0,25	45,00	0,12	90,00
2003	2,86	0,95	0,40	7,00	0,25	20,00	0,18	45,00	0,12	90,00
2004	0,71	0,95	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2005	2,11	0,30	0,20	7,00	0,12	20,00	0,25	45,00	0,12	90,00
2006	0,93	0,65	0,20	7,00	0,08	20,00	0,05	45,00	0,05	90,00
2007	0,04	0,65	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2008	0,50	0,75	0,40	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2009	0,06	0,65	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2010	0,38	0,75	0,40	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	0,38	0,75	0,40	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	0,38	0,75	0,40	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	0,38	0,75	0,40	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	0,38	0,75	0,40	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de la C.-B. - Étanche - Dévonien supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2002	1,23	0,95	0,55	7,00	0,20	20,00	0,14	45,00	0,12	90,00
2003	1,18	1,05	0,40	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2004	1,11	1,15	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2005	0,98	1,15	0,45	7,00	0,23	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2006	0,62	1,15	0,45	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2007	0,66	1,45	0,55	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2008	0,99	1,45	0,50	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2009	0,59	1,15	0,40	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2010	0,96	1,05	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	0,96	1,05	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	0,96	1,05	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	0,96	1,05	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	0,96	1,05	0,45	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de la C.-B. - Schiste - 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
2006	1,40	1,65	0,75	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2007	1,52	1,75	0,62	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2008	1,37	1,55	0,65	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2009	4,00	0,85	0,40	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2010	6,00	1,25	0,60	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	8,00	1,25	0,60	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	8,00	1,25	0,60	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	8,00	1,25	0,60	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	8,00	1,25	0,60	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

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	0,96	0,20	0,12	7,00	0,20	20,00	0,30	45,00	0,12	90,00
2005	2,29	0,55	0,40	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2006	2,59	0,65	0,60	7,00	0,40	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2007	1,11	0,35	0,50	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2008	1,64	1,45	0,60	7,00	0,27	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2009	1,47	0,75	0,55	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2010	2,46	0,65	0,40	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	2,40	0,65	0,40	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	3,78	0,65	0,40	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	3,97	0,65	0,40	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	4,16	0,65	0,40	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

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
2002	3,79	0,65	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2003	12,70	0,45	0,25	7,00	0,20	20,00	0,14	45,00	0,12	90,00
2004	8,61	0,40	0,23	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2005	5,95	0,30	0,22	7,00	0,10	20,00	0,08	45,00	0,05	90,00
2006	9,30	0,30	0,14	7,00	0,12	20,00	0,10	45,00	0,10	90,00
2007	3,42	0,30	0,40	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2008	3,45	0,60	0,30	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2009	4,91	0,40	0,30	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2010	1,18	0,50	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	3,18	0,50	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	3,18	0,50	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	3,18	0,50	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	3,18	0,50	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

Groupe de ressources - Gaz - Piémonts de la C.-B. - Étanche - Trias										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2002	1,05	0,20	0,10	7,00	0,08	20,00	0,05	45,00	0,05	90,00
2003	3,34	0,95	0,50	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2004	2,29	0,20	0,42	7,00	0,65	20,00	0,25	45,00	0,12	90,00
2005	0,95	1,45	0,60	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2006	0,58	0,37	0,30	7,00	0,35	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2007	0,52	0,75	0,40	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2008	1,48	0,75	0,40	7,00	0,25	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2009	1,13	0,85	0,45	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2010	2,61	0,85	0,45	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2011	2,74	0,85	0,45	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2012	2,88	0,85	0,45	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2013	3,02	0,85	0,45	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2014	3,18	0,85	0,45	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00

Groupe de ressources - Gaz - Piémonts de la C.-B. - 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
2002	1,41	0,25	0,20	7,00	0,10	20,00	0,08	45,00	0,05	90,00
2003	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2004	3,09	0,45	0,25	7,00	0,12	20,00	0,08	45,00	0,05	90,00
2005	1,70	0,65	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2006	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2007	8,48	0,65	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2008	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2009	0,14	0,65	0,40	7,00	0,22	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2010	2,07	0,65	0,40	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2011	1,10	0,65	0,40	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2012	1,10	0,65	0,40	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2013	1,10	0,65	0,40	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2014	1,10	0,65	0,40	7,00	0,20	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00

Groupe de ressources - Gaz - Sud-ouest de la Saskatchewan - Étanche - Colorado supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2002	0,06	0,55	0,30	7,00	0,22	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2003	0,08	0,55	0,30	7,00	0,22	20,00	0,22	45,00	0,12	90,00
2004	0,07	0,75	0,27	7,00	0,23	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2005	0,09	0,75	0,42	7,00	0,28	20,00	0,24	45,00	0,12	90,00
2006	0,09	0,95	0,42	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2007	0,07	0,95	0,40	7,00	0,24	20,00	0,18	45,00	0,12	90,00
2008	0,07	0,90	0,50	7,00	0,25	20,00	0,18	45,00	0,12	90,00
2009	0,08	0,85	0,55	7,00	0,25	20,00	0,18	45,00	0,12	90,00
2010	0,05	0,85	0,50	7,00	0,25	20,00	0,18	45,00	0,12	90,00
2011	0,05	0,85	0,50	7,00	0,25	20,00	0,18	45,00	0,12	90,00
2012	0,05	0,85	0,50	7,00	0,25	20,00	0,18	45,00	0,12	90,00
2013	0,05	0,85	0,50	7,00	0,25	20,00	0,18	45,00	0,12	90,00
2014	0,05	0,85	0,50	7,00	0,25	20,00	0,18	45,00	0,12	90,00

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
2002	0,11	0,75	0,40	7,00	0,30	20,00	0,35	45,00	0,12	90,00
2003	0,11	0,95	0,60	7,00	0,25	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2004	0,12	1,35	0,50	7,00	0,23	20,00	0,14	45,00	0,12	90,00
2005	0,10	1,15	0,47	7,00	0,30	20,00	0,14	45,00	0,12	90,00
2006	0,11	1,15	0,50	7,00	0,30	20,00	0,16	45,00	0,12	90,00
2007	0,10	0,95	0,50	7,00	0,35	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2008	0,08	1,25	0,50	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2009	0,10	1,35	0,60	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2010	0,11	1,25	0,60	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2011	0,12	1,25	0,60	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2012	0,13	1,25	0,60	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2013	0,13	1,25	0,60	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2014	0,14	1,25	0,60	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00

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
2002	0,29	0,45	0,45	7,00	0,45	20,00	0,28	45,00	0,12	90,00
2003	0,27	0,95	0,60	7,00	0,44	20,00	0,30	45,00	0,12	90,00
2004	0,28	0,65	0,70	7,00	0,55	20,00	0,30	45,00	0,12	90,00
2005	0,24	0,70	0,80	7,00	0,50	20,00	0,40	45,00	0,12	90,00
2006	0,19	0,80	0,52	7,00	0,42	20,00	0,30	45,00	0,12	90,00
2007	0,21	0,67	0,52	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2008	0,16	0,65	0,60	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2009	0,27	0,70	0,55	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2010	0,13	0,70	0,50	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2011	0,18	0,70	0,50	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2012	0,18	0,70	0,50	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2013	0,18	0,70	0,50	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00
2014	0,18	0,70	0,50	7,00	0,30	20,00	0,20	45,00	0,12	90,00

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 - Zone sud des piémonts	04 - AB - Est	05 - AB - Centre	06 - AB - Centre-ouest	07 - Zone centrale des piémonts	08 - Koyahob	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
2002	1 129	9 136	1 899	549	4 480	3 333	5 332	5 793	1 350	11 171	11	5 709	931	620	1 174	1 216	0	9 124	812	2 872	0
2003	2 443	17 005	2 917	448	5 289	5 009	6 660	5 991	2 231	14 227	37	4 191	1 097	2 563	2 315	4 147	0	8 514	1 108	3 627	0
2004	5 394	15 743	2 008	565	4 859	5 987	7 634	6 773	2 152	19 193	38	5 711	834	6 008	4 668	7 276	0	1 398	4 070	319	1
2005	10 834	13 983	3 134	448	6 660	9 650	9 289	5 226	2 462	22 080	48	5 010	658	6 021	2 589	4 031	0	9 965	1 892	2 644	30
2006	10 410	12 288	2 011	669	8 445	6 825	10 031	6 053	2 854	23 506	49	5 018	697	10 191	4 672	5 551	0	2 145	3 218	109	0
2007	12 547	9 835	1 269	648	4 314	3 330	6 440	3 721	2 500	14 918	1 055	1 892	449	3 046	3 550	1 988	0	2 805	6 130	619	15
2008	5 552	7 791	1 506	80	2 422	3 965	8 004	4 341	2 981	15 410	747	2 902	523	4 427	5 770	1 805	432	2 816	6 832	1 806	8
2009	4 821	2 665	316	19	449	885	3 154	1 904	2 296	8 615	202	1 478	175	2 542	3 765	796	402	1 479	797	106	0
2010	3 182	2 619	406	24	576	1 135	3 995	2 299	5 658	12 321	159	2 646	225	3 677	6 375	854	2 100	1 117	2 416	440	0

Fraction projetée du total des jours de forage ciblant du gaz selon la région																					
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 - Koyahob	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
2002	0,0169	0,1371	0,0285	0,0082	0,0672	0,0500	0,0800	0,0869	0,0203	0,1676	0,0002	0,0857	0,0140	0,0093	0,0176	0,0182	0,0000	0,1369	0,0122	0,0431	0,0000
2003	0,0272	0,1893	0,0325	0,0050	0,0589	0,0558	0,0741	0,0667	0,0248	0,1584	0,0004	0,0467	0,0122	0,0285	0,0258	0,0462	0,0000	0,0948	0,0123	0,0404	0,0000
2004	0,0536	0,1564	0,0200	0,0056	0,0483	0,0595	0,0759	0,0673	0,0214	0,1907	0,0004	0,0567	0,0083	0,0597	0,0464	0,0723	0,0000	0,0139	0,0404	0,0032	0,0000
2005	0,0929	0,1199	0,0269	0,0038	0,0571	0,0827	0,0796	0,0448	0,0211	0,1893	0,0004	0,0429	0,0056	0,0516	0,0222	0,0346	0,0000	0,0854	0,0162	0,0227	0,0003
2006	0,0907	0,1071	0,0175	0,0058	0,0736	0,0595	0,0874	0,0528	0,0249	0,2049	0,0004	0,0437	0,0061	0,0888	0,0407	0,0484	0,0000	0,0187	0,0280	0,0009	0,0000
2007	0,1548	0,1213	0,0156	0,0080	0,0532	0,0411	0,0794	0,0459	0,0308	0,1840	0,0130	0,0233	0,0055	0,0376	0,0438	0,0245	0,0000	0,0346	0,0756	0,0076	0,0002
2008	0,0693	0,0972	0,0188	0,0010	0,0302	0,0495	0,0999	0,0542	0,0372	0,1923	0,0093	0,0362	0,0065	0,0553	0,0720	0,0225	0,0054	0,0352	0,0853	0,0225	0,0001
2009	0,1308	0,0723	0,0086	0,0005	0,0122	0,0240	0,0855	0,0516	0,0623	0,2337	0,0055	0,0401	0,0048	0,0690	0,1021	0,0216	0,0109	0,0401	0,0216	0,0029	0,0000
2010	0,0609	0,0501	0,0078	0,0005	0,0110	0,0217	0,0765	0,0440	0,1083	0,2359	0,0030	0,0507	0,0043	0,0704	0,1221	0,0164	0,0402	0,0214	0,0463	0,0084	0,0000

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 - Zone sud des piémonts	04 - AB - Est	05 - AB - Centre	06 - AB - Centre-ouest	07 - Zone centrale des piémonts	08 - Koyahob	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
2011	3 625	2 419	354	40	576	1 182	4 489	1 003	3 619	11 092	150	728	125	2 939	6 745	1 154	2 100	1 337	2 411	410	0
2012	2 016	1 530	343	35	301	758	4 890	638	2 709	8 569	122	1 076	122	2 532	8 490	840	1 200	1 051	1 085	234	0
2013	376	384	352	37	136	426	5 162	262	2 774	8 649	107	969	149	1 585	8 019	533	1 082	1 191	453	67	0
2014	159	123	500	23	72	263	4 682	108	2 499	8 205	65	979	92	1 484	7 827	422	1 190	1 465	291	36	0

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 - Zone sud des piémonts	04 - AB - Est	05 - AB - Centre	06 - AB - Centre-ouest	07 - Zone centrale des piémonts	08 - Koyahob	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
2011	0,0780	0,0520	0,0076	0,0009	0,0124	0,0254	0,0965	0,0216	0,0778	0,2386	0,0032	0,0156	0,0027	0,0632	0,1451	0,0248	0,0452	0,0288	0,0519	0,0088	0,0000
2012	0,0523	0,0397	0,0089	0,0009	0,0078	0,0197	0,1269	0,0166	0,0703	0,2223	0,0032	0,0279	0,0032	0,0657	0,2203	0,0218	0,0311	0,0273	0,0282	0,0061	0,0000
2013	0,0115	0,0118	0,0108	0,0011	0,0042	0,0130	0,1578	0,0080	0,0848	0,2644	0,0033	0,0296	0,0046	0,0484	0,2451	0,0163	0,0331	0,0364	0,0139	0,0020	0,0000
2014	0,0052	0,0040	0,0164	0,0008	0,0023	0,0086	0,1536	0,0035	0,0820	0,2692	0,0021	0,0321	0,0030	0,0487	0,2568	0,0138	0,0390	0,0481	0,0095	0,0012	0,0000

Nombre projeté de jours de forage ciblant du gaz selon la région - Prix plus élevés																					
Année	00-AB-MH	01-AB-Sud	02-AB-Sud-ouest	03-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
2011	2 016	1 530	343	35	301	758	4 890	638	2 709	8 569	122	1 076	122	2 532	8 490	840	2 250	1 051	1 085	234	0
2012	1 730	384	652	37	136	476	5 612	262	3 124	9 149	107	719	124	1 360	8 694	483	2 326	1 241	403	67	0
2013	1 465	123	500	23	72	263	4 682	108	2 699	8 305	65	819	82	1 359	8 177	372	2 490	1 515	241	36	0
2014	1 540	854	889	15	32	242	4 579	32	3 527	7 938	43	1 094	224	1 533	7 964	184	2 689	1 709	217	122	0

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-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
2011	0,0509	0,0386	0,0087	0,0009	0,0076	0,0191	0,1235	0,0161	0,0684	0,2164	0,0031	0,0272	0,0031	0,0639	0,2144	0,0212	0,0568	0,0265	0,0274	0,0059	0,0000
2012	0,0466	0,0104	0,0176	0,0010	0,0037	0,0128	0,1513	0,0071	0,0842	0,2467	0,0029	0,0194	0,0033	0,0367	0,2344	0,0130	0,0627	0,0335	0,0109	0,0018	0,0000
2013	0,0439	0,0037	0,0150	0,0007	0,0021	0,0079	0,1402	0,0032	0,0808	0,2487	0,0019	0,0245	0,0024	0,0407	0,2449	0,0111	0,0746	0,0454	0,0072	0,0011	0,0000
2014	0,0435	0,0241	0,0251	0,0004	0,0009	0,0068	0,1292	0,0009	0,0996	0,2241	0,0012	0,0309	0,0063	0,0433	0,2248	0,0052	0,0759	0,0482	0,0061	0,0034	0,0000

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-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
2011	2 016	1 530	343	35	301	758	4 890	638	2 709	8 569	122	1 076	122	2 532	8 490	840	1 200	1 051	1 085	234	0
2012	0	80	31	0	0	133	2 729	0	2 046	5 527	0	208	0	921	6 002	280	496	668	0	0	0
2013	0	27	17	0	0	125	1 038	0	561	5 323	0	193	1	1 002	6 323	259	600	564	0	0	0
2014	0	9	7	0	0	118	480	0	225	4 683	0	179	0	1 001	6 261	158	564	423	0	0	0

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
2011	0,0523	0,0397	0,0089	0,0009	0,0078	0,0197	0,1269	0,0166	0,0703	0,2223	0,0032	0,0279	0,0032	0,0657	0,2203	0,0218	0,0311	0,0273	0,0282	0,0061	0,0000
2012	0,0000	0,0042	0,0016	0,0000	0,0000	0,0070	0,1427	0,0000	0,1070	0,2891	0,0000	0,0109	0,0000	0,0482	0,3139	0,0147	0,0259	0,0349	0,0000	0,0000	0,0000
2013	0,0000	0,0017	0,0011	0,0000	0,0000	0,0078	0,0648	0,0000	0,0350	0,3321	0,0000	0,0120	0,0000	0,0625	0,3944	0,0161	0,0374	0,0352	0,0000	0,0000	0,0000
2014	0,0000	0,0006	0,0005	0,0000	0,0000	0,0083	0,0340	0,0000	0,0159	0,3319	0,0000	0,0127	0,0000	0,0710	0,4438	0,0112	0,0400	0,0300	0,0000	0,0000	0,0000

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 ressources			Ratio de raccordements	Nombre annuel projeté de raccordements pour le groupe de ressources		
	2012	2013	2014		2012	2013	2014
Raccordements pour le gaz							
00 - AB - MH	91	36	23	1,383	126	49	31
01 - AB - Sud	183	45	20	1,174	214	50	22
Réservoirs étanches	156	25	9	1,200	188	30	11
02 - AB - Sud-ouest	82	117	103	1,162	96	139	122
Réservoirs étanches	3	1	1	1,031	3	1	1
03 - Zone sud des piémonts	1	0	0	1,038	1	0	0
04 - AB- Est	47	24	11	1,077	50	26	12
Réservoirs étanches	13	7	4	0,963	13	7	3
05 - AB - Centre	80	47	32	1,071	86	49	33
Réservoirs étanches	28	21	19	1,018	28	22	20
06 - AB - Centre-ouest	514	459	388	1,013	521	465	395
Réservoirs étanches	113	108	91	0,860	97	93	78
07 - Zone centrale des piémonts	5	2	1	1,139	6	2	1
Réservoirs étanches	1	0	0	0,859	1	0	0
08 - Kaybob	129	116	105	0,994	128	116	105
Montney	26	24	22	1,000	26	24	22
Autre - Réservoirs étanches	67	63	60	1,022	68	65	61
09 - AB - Deep Basin	332	305	275	1,027	341	310	275
Montney	19	18	17	0,802	16	14	13
Autre - Réservoirs étanches	291	275	256	0,990	288	271	252
10 - AB - Nord-est	36	22	15	0,840	30	18	12
11 - Peace River	92	86	43	0,844	78	71	37
Tight Portion	15	19	22	0,910	13	18	20
12 - AB - Nord-ouest	26	16	5	0,743	19	12	4
13 - BC Deep Basin	43	40	26	1,033	45	42	28
Montney	6	6	4	1,000	6	6	4
Autre - Réservoirs étanches	13	10	4	0,942	12	10	4
14 - Fort St, John	277	263	238	1,049	290	270	241
Montney	178	174	159	1,000	178	174	159
15 - Nord-est BC	69	67	56	1,000	69	67	56
Schiste de Horn River	39	43	43	1,000	39	43	43
Réservoirs étanches	24	20	11	1,000	24	20	11
16 - BC - Piémonts	22	27	23	0,933	21	25	22
Réservoirs étanches	7	9	9	0,672	4	6	9
17 - Sud-ouest SK	121	77	16	1,024	124	79	17
Réservoirs étanches	121	77	16	1,024	124	79	17
18 - Ouest SK	9	5	3	1,108	10	6	4
19 - SK - Est	0	0	0	N/A	0	0	0
Somme partielle : Gaz - Classique (non étanche)	955	825	624	1,052	1 005	871	666
Somme partielle : Gaz - Réservoirs étanches	1 074	850	694	1	1 084	834	676
Montney - Réservoirs étanches	229	222	202	1	226	219	198
Somme partielle : Gaz - MH	91	36	23	1,383	126	49	31
Somme partielle : Gaz - Schiste	39	43	43	1,000	39	43	43
Raccordements pour le gaz - MH							
AB - Formation principale HSC	91	36	23	1,383	126	49	31
AB - Mannville	0	0	0		0	0	0
AB - Autre MH	0	0	0		0	0	0
Somme partielle : Gaz - MH	91	36	23	1,383	126	49	31
Total : Gaz	2 159	1 755	1 384	1,044	2 255	1 798	1 416

Scénario de prix plus élevés							
Groupes de ressources	Nombre annuel projeté de puits ciblant le groupe de ressources			Ratio de raccords	Nombre annuel projeté de raccords pour le groupe de ressources		
	2012	2013	2014		2012	2013	2014
Raccords pour le gaz							
00 - AB - MH	91	36	91	1,383	126	49	126
01 - AB - Sud	183	45	214	1,174	214	50	219
Réservoirs étanches	156	25	9	1,200	188	30	11
02 - AB - Sud-ouest	152	117	193	1,184	180	139	230
Réservoirs étanches	3	1	9	1,031	3	1	9
03 - Zone sud des piémonts	1	0	0	1,038	1	0	0
04 - AB - Est	47	24	11	1,077	50	26	12
Réservoirs étanches	13	7	4	0,963	13	7	3
05 - AB - Centre	87	47	38	1,066	93	49	40
Réservoirs étanches	34	21	26	1,017	35	22	26
06 - AB - Centre-ouest	553	459	464	1,015	562	465	474
Réservoirs étanches	122	108	91	0,861	105	93	78
07 - Zone centrale des piémonts	5	2	1	1,139	6	2	1
Réservoirs étanches	1	0	0	0,859	1	0	0
08 - Kaybob	145	125	176	0,994	144	125	175
Montney	37	33	53	1,000	37	33	53
Autre - Réservoirs étanches	78	72	91	1,019	79	74	92
09 - AB - Deep Basin	348	308	284	1,019	354	312	282
Montney	29	21	26	0,802	24	17	21
Autre - Réservoirs étanches	307	279	265	0,983	301	274	259
10 - AB - Nord-est	36	22	15	0,840	30	18	12
11 - Peace River	75	74	101	0,852	64	61	82
Tight Portion	15	19	22	0,910	13	18	20
12 - AB - Nord-ouest	20	14	33	0,787	16	10	23
13 - BC Deep Basin	36	36	43	1,053	38	38	44
Montney	5	6	10	1,000	5	6	10
Autre - Réservoirs étanches	6	7	16	0,948	6	7	15
14 - Fort St. John	297	273	260	1,046	311	281	263
Montney	200	188	184	1,000	200	188	184
15 - Nord-est BC	82	80	84	1,000	82	80	84
Schiste de Horn River	54	58	73	1,000	54	58	73
Réservoirs étanches	24	20	11	1,000	24	20	11
16 - BC - Piémonts	23	29	32	0,940	22	27	30
Réservoirs étanches	9	12	14	0,504	4	9	12
17 - Sud-ouest SK	107	64	58	1,024	110	66	59
Réservoirs étanches	107	64	58	1,024	110	66	59
18 - Ouest SK	9	5	18	1,108	10	6	20
19 - SK - Est	0	0	0	N/A	0	0	0
Somme partielle : Gaz - Classique (non étanche)	1 015	795	1 081	1,074	1 090	846	1 127
Somme partielle : Gaz - Réservoirs étanches	1 138	872	873	1	1 143	854	852
Montney - Réservoirs étanches	271	248	273	1	265	243	267
Somme partielle : Gaz - MH	91	36	91	1,383	126	49	126
Somme partielle : Gaz - Schiste	54	58	73	1,000	54	58	73
Raccords pour le gaz - MH							
AB - Formation principale HSC	91	36	91	1,383	126	49	126
AB - Mannville	0	0	0		0	0	0
AB - Autre MH	0	0	0		0	0	0
Somme partielle : Gaz - MH	91	36	91	1,383	126	49	126
Total : Gaz	2 297	1 761	2 118	1,050	2 413	1 807	2 178

Scénario de prix plus bas							
Groupes de ressources	Nombre annuel projeté de puits ciblant le groupe de ressources			Ratio de raccords	Nombre annuel projeté de raccords pour le groupe de ressources		
	2011	2012	2013		2011	2012	2013
Raccords pour le gaz							
00 - AB - MH	0	0	0		0	0	0
01 - AB - Sud	19	7	2	1,020	20	7	2
Réservoirs étanches	0	0	0		0	0	0
02 - AB - Sud-ouest	7	4	2	1,206	9	5	2
Réservoirs étanches	0	0	0	1,056	0	0	0
03 - Zone sud des piémonts	0	0	0		0	0	0
04 - AB - Est	0	0	0	0,677	0	0	0
Réservoirs étanches	0	0	0		0	0	0
05 - AB - Centre	18	17	16	1,013	18	17	16
Réservoirs étanches	18	17	16	1,013	18	17	16
06 - AB - Centre-ouest	275	107	58	1,010	278	110	60
Réservoirs étanches	65	11	1	0,860	56	10	1
07 - Zone centrale des piémonts	0	0	0	1,312	0	0	0
Réservoirs étanches	0	0	0		0	0	0
08 - Kaybob	94	26	11	1,004	94	26	11
Montney	25	6	3	1,000	25	6	3
Autre - Réservoirs étanches	64	18	8	1,022	65	19	8
09 - AB - Deep Basin	197	189	173	0,987	195	186	170
Montney	14	13	12	0,802	11	10	10
Autre - Réservoirs étanches	191	184	172	0,986	189	181	170
10 - AB - Nord-est	0	0	0	0,840	0	0	0
11 - Peace River	16	13	10	0,822	13	11	9
Tight Portion	6	7	8	0,911	5	6	7
12 - AB - Nord-ouest	0	0	0	0,277	0	0	0
13 - BC Deep Basin	23	26	26	1,061	25	27	27
Montney	0	0	0		0	0	0
Autre - Réservoirs étanches	3	7	7	0,936	3	6	7
14 - Fort St. John	190	200	198	0,986	187	197	195
Montney	144	151	147	1,000	144	151	147
15 - Nord-est BC	36	38	31	1,000	36	38	31
Schiste de Horn River	18	22	21	1,000	18	22	21
Réservoirs étanches	18	17	10	1,000	18	17	10
16 - BC - Piémonts	12	10	8	0,897	11	9	7
Réservoirs étanches	2	2	3	2,686	4	2	2
17 - Sud-ouest SK	0	0	0		0	0	0
Réservoirs étanches	0	0	0		0	0	0
18 - Ouest SK	0	0	0		0	0	0
19 - SK - Est	0	0	0	N/A	0	0	0
Somme partielle : Gaz - Classique (non étanche)	321	186	128	1,033	332	190	130
Somme partielle : Gaz - Réservoirs étanches	548	430	385	1	534	423	379
Montney - Réservoirs étanches	183	170	163	1	180	167	161
Somme partielle : Gaz - MH	0	0	0		0	0	0
Somme partielle : Gaz - Schiste	18	22	21	1,000	18	22	21
Raccords pour le gaz - MH							
AB - Formation principale HSC	0	0	0		0	0	0
AB - Mannville	0	0	0		0	0	0
AB - Autre MH	0	0	0		0	0	0
Somme partielle : Gaz - MH	0	0	0		0	0	0
Total : Gaz	887	637	533	0,997	884	634	530

ANNEXE C

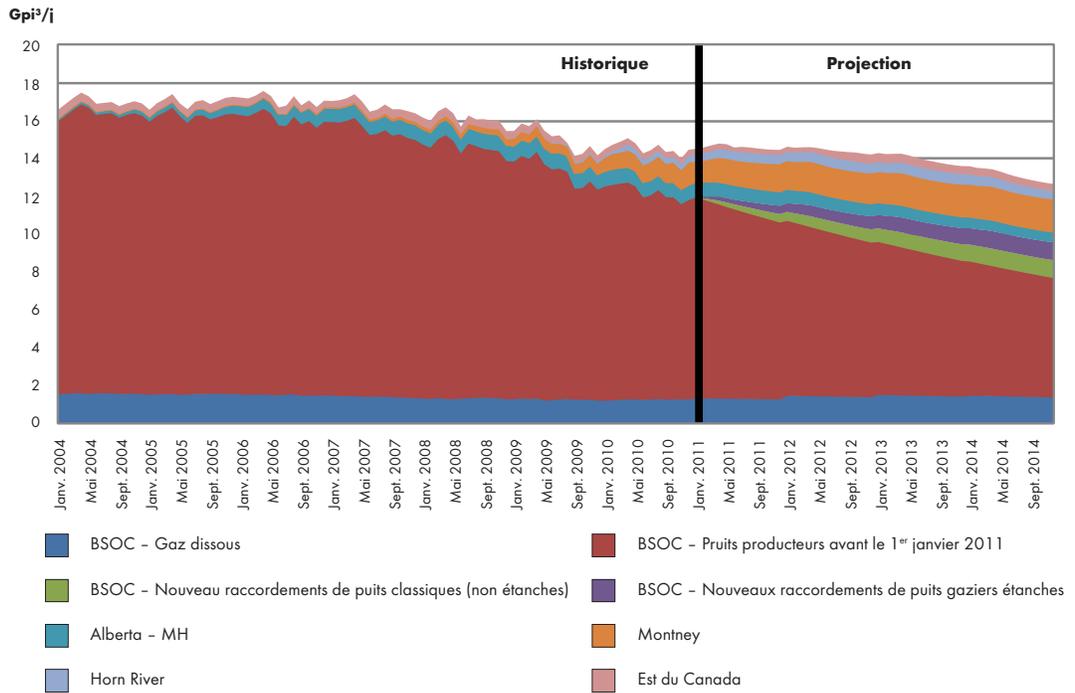
Détails de productibilité selon le scénario

C.1 - Productibilité de gaz au Canada par région/ressource - Scénario de prix médians										
Région/ressource	Données historiques				Projection					
	2010		2011 *		2012		2013		2014	
	Mm³/j	Mpi³/j	Mm³/j	Mpi³/j	Mm³/j	Mpi³/j	Mm³/j	Mpi³/j	Mm³/j	Mpi³/j
00 - AB - MH	23,0	812	22,0	777	20,4	721	18,6	655	16,9	597
Horseshoe Canyon	17,9	633	16,9	598	15,6	550	14,1	498	12,8	451
Mannville	3,0	107	2,9	104	2,9	101	2,6	92	2,4	85
Autre	2,0	72	2,1	75	2,0	70	1,8	65	1,7	61
01 - AB - Sud	38,4	1 355	36,1	1 274	31,7	1 121	27,2	959	23,1	815
Réservoirs étanches	25,1	885	23,9	843	20,8	735	17,7	626	15,1	532
02 - AB - Sud-ouest	8,0	283	7,4	262	7,2	254	7,4	262	7,7	271
Réservoirs étanches	2,3	82	2,2	76	1,9	66	1,6	56	1,3	47
03 - Zone sud des piémonts	4,6	163	4,7	166	4,1	145	3,6	126	3,1	109
04 - AB - Est	18,8	662	17,1	603	16,5	582	16,0	563	15,1	534
Réservoirs étanches	0,4	15	0,4	14	0,3	12	0,3	11	0,3	9
05 - AB - Centre	22,3	787	20,4	721	19,1	675	17,8	629	16,1	568
Réservoirs étanches	1,9	68	1,8	63	1,8	62	1,7	59	1,5	55
06 - AB - Centre-ouest	44,6	1 574	43,9	1 549	45,1	1 593	44,6	1 574	42,9	1 516
Réservoirs étanches	15,0	528	14,7	519	14,0	496	13,2	465	12,2	429
07 - Zone centrale des piémonts	23,0	814	21,2	747	18,6	655	16,1	569	13,9	492
Réservoirs étanches	1,3	45	1,2	41	1,1	37	0,9	32	0,8	27
08 - Kaybob	23,0	813	21,7	767	21,5	758	20,5	725	19,2	679
Montney	2,9	104	3,1	108	3,5	124	3,9	136	4,1	144
Autre - Réservoirs étanches	7,4	261	6,7	238	6,3	221	5,8	205	5,3	188
09 - AB - Deep Basin	59,0	2 082	57,0	2 014	58,2	2 053	58,0	2 047	57,0	2 012
Montney	2,5	88	3,0	105	4,0	140	5,2	183	6,4	226
Autre - Réservoirs étanches	46,6	1 646	45,0	1 587	45,0	1 589	44,1	1 558	42,7	1 507
10 - AB - Nord-est	12,0	423	10,4	366	9,4	333	8,6	304	7,9	279
11 - Peace River	20,0	705	19,7	695	18,9	667	17,9	633	16,5	582
Réservoirs étanches	6,2	219	6,3	221	5,6	196	5,1	180	4,8	168
12 - AB - Nord-ouest	10,6	374	9,2	326	8,3	293	7,2	254	6,0	211
Réservoirs étanches	0,0	1	0,0	1	0,0	1	0,0	1	0,0	1
13 - BC - Deep Basin	16,0	564	19,1	675	19,1	675	18,3	645	17,3	609
Montney	1,9	69	2,2	79	2,5	90	2,2	79	2,0	72
Autre - Réservoirs étanches	11,1	392	13,0	460	11,9	419	10,6	373	9,2	326
14 - Fort St. John	34,0	1 199	45,8	1 618	52,4	1 851	55,4	1 955	56,6	1 998
Montney	18,1	640	27,7	976	35,8	1 263	40,2	1 418	42,7	1 508
15 - Nord-est BC	15,9	563	19,8	698	21,1	746	21,5	761	19,2	677
Schiste de Horn River	8,7	306	14,0	495	15,7	555	16,6	587	14,8	522
Réservoirs étanches	5,7	200	4,3	153	4,1	145	3,8	133	3,4	118
16 - BC - Piémonts	16,0	566	17,2	607	15,5	546	14,0	492	12,6	444
Réservoirs étanches	3,4	119	4,9	174	4,3	152	3,8	133	3,3	117
17 - Sud-ouest SK	8,1	285	6,8	239	6,0	211	5,2	184	4,5	159
Réservoirs étanches	7,5	264	6,3	221	5,5	194	4,7	166	4,0	142
18 - Ouest SK	4,1	146	3,8	134	3,5	123	3,1	111	2,8	101
19 - SK - Est	2,0	71	2,1	74	2,4	85	2,5	88	2,5	90
22 - Yukon et T.N.-O.	0,6	20	0,5	17	0,4	15	0,4	13	0,3	11
Total - Classique (non étanche, non dissous)	176,4	6 228	165,6	5 844	153,7	5 427	141,5	4 995	129,1	4 558
Total - Réservoirs étanches	159,3	5 624	166,5	5 877	168,3	5 942	164,6	5 812	159,1	5 617
Montney	25,5	901	35,9	1269	45,8	1617	51,4	1816	55,2	1950
Total - Gaz dissous	36,6	1292	37,9	1337	41,3	1459	42,5	1499	41,4	1460
Total - MH	23,0	812	22,0	777	20,4	721	18,6	655	16,9	597
Total - Schiste	8,7	306	14,0	495	15,7	555	16,6	587	14,8	522
Total - BSOC	404,0	14 262	405,9	14 330	399,6	14 105	383,8	13 548	361,3	12 754
Canada atlantique	8,9	313	7,6	269	9,9	350	12,6	444	11,1	392
Ailleurs au Canada	0,5	16	0,5	16	0,4	15	0,4	14	0,4	14
Total Canada	413,3	14 592	414,0	14 615	409,9	14 469	396,8	14 006	372,8	13 160

*Tenant compte de la production réelle de janvier à août en 2011.

FIGURE C1

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

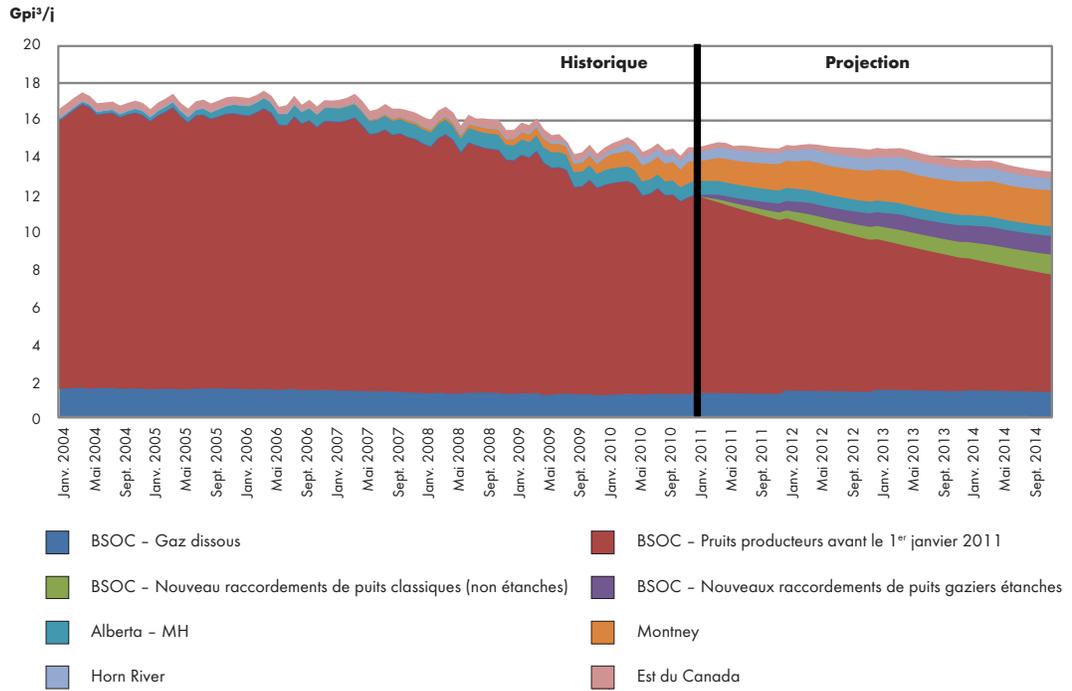


C.2 - Productibilité de gaz au Canada par région/ressource - Scénario de prix plus élevés										
Région/ressource	Données historiques				Projection					
	2010		2011 *		2012		2013		2014	
	Mm³/j	Mpi³/j	Mm³/j	Mpi³/j	Mm³/j	Mpi³/j	Mm³/j	Mpi³/j	Mm³/j	Mpi³/j
00 - AB - MH	23,0	812	22,0	777	20,4	721	18,6	655	17,0	598
Horseshoe Canyon	17,9	633	16,9	598	15,6	550	14,1	498	12,8	452
Mannville	3,0	107	2,9	104	2,9	101	2,6	92	2,4	85
Autre	2,0	72	2,1	75	2,0	70	1,8	65	1,7	61
01 - AB - Sud	38,4	1 355	36,1	1274	31,7	1 121	27,2	959	23,4	827
Réservoirs étanches	25,1	885	23,9	843	20,8	735	17,7	626	15,1	532
02 - AB - Sud-ouest	8,0	283	7,4	262	7,8	274	8,2	290	9,0	317
Réservoirs étanches	2,3	82	2,2	76	1,9	66	1,6	56	1,4	48
03 - Zone sud des piémonts	4,6	163	4,7	166	4,1	145	3,6	126	3,1	109
04 - AB - Est	18,8	662	17,1	603	16,5	582	16,0	563	15,1	534
Réservoirs étanches	0,4	15	0,4	14	0,3	12	0,3	11	0,3	9
05 - AB - Centre	22,3	787	20,4	721	19,2	676	17,8	630	16,2	570
Réservoirs étanches	1,9	68	1,8	63	1,8	63	1,7	60	1,6	57
06 - AB - Centre-ouest	44,6	1 574	43,9	1549	45,4	1 603	45,0	1 588	43,5	1 535
Réservoirs étanches	15,0	528	14,7	519	14,1	498	13,3	468	12,2	431
07 - Zone centrale des piémonts	23,0	814	21,2	747	18,6	655	16,1	569	13,9	492
Réservoirs étanches	1,3	45	1,2	41	1,1	37	0,9	32	0,8	27
08 - Kaybob	23,0	813	21,7	767	21,8	769	21,1	746	20,9	737
Montney	2,9	104	3,1	108	3,7	132	4,4	155	5,4	191
Autre - Réservoirs étanches	7,4	261	6,7	238	6,3	221	5,8	205	5,3	188
09 - AB - Deep Basin	59,0	2 082	57,0	2014	58,6	2 070	59,0	2 081	58,5	2 066
Montney	2,5	88	3,0	105	4,4	154	6,0	213	7,8	277
Autre - Réservoirs étanches	46,6	1 646	45,0	1587	45,1	1 592	44,2	1 561	42,8	1 510
10 - AB - Nord-est	12,0	423	10,4	366	9,4	333	8,6	304	7,9	279
11 - Peace River	20,0	705	19,7	695	18,6	658	17,4	614	16,7	589
Réservoirs étanches	6,2	219	6,3	221	5,6	196	5,1	180	4,8	168
12 - AB - Nord-ouest	10,6	374	9,2	326	8,3	292	7,2	253	6,1	216
Réservoirs étanches	0,0	1	0,0	1	0,0	1	0,0	1	0,0	1
13 - BC - Deep Basin	16,0	564	19,1	675	18,9	667	17,8	629	17,4	613
Montney	1,9	69	2,2	79	2,5	88	2,1	75	2,2	77
Autre - Réservoirs étanches	11,1	392	13,0	460	11,7	413	10,2	359	9,2	324
14 - Fort St. John	34,0	1 199	45,8	1618	53,4	1 886	57,4	2 026	59,5	2 102
Montney	18,1	640	27,7	976	36,8	1 298	42,2	1 488	45,7	1 612
15 - Nord-est BC	15,9	563	19,8	698	22,3	788	23,9	844	21,8	771
Schiste de Horn River	8,7	306	14,0	495	16,9	597	19,0	671	17,5	617
Réservoirs étanches	5,7	200	4,3	153	4,1	145	3,8	133	3,4	118
16 - BC - Piémonts	16,0	566	17,2	607	15,5	546	13,9	492	12,7	449
Réservoirs étanches	3,4	119	4,9	174	4,3	152	3,8	135	3,4	121
17 - Sud-ouest SK	8,1	285	6,8	239	6,0	211	5,2	183	4,5	159
Réservoirs étanches	7,5	264	6,3	221	5,5	194	4,7	166	4,0	142
18 - Ouest SK	4,1	146	3,8	134	3,5	123	3,1	111	2,9	101
19 - SK - Est	2,0	71	2,1	74	2,4	85	2,5	88	2,5	90
22 - Yukon et T.N.-O.	0,6	20	0,5	17	0,4	15	0,4	13	0,3	11
Total - Classique (non étanche, non dissous)	176,4	6 228	165,6	5844	154,2	5 445	142,1	5 015	131,9	4 657
Total - Réservoirs étanches	159,3	5 624	166,5	5877	169,9	5 997	167,8	5 925	165,2	5 833
Montney	25,5	901	35,9	1269	47,4	1672	54,7	1932	61,1	2156
Total - Gaz dissous	36,6	1292	37,9	1337	41,3	1459	42,5	1499	41,4	1460
Total - MH	23,0	812	22,0	777	20,4	721	18,6	655	17,0	598
Total - Schiste	8,7	306	14,0	495	16,9	597	19,0	671	17,5	617
Total - BSOC	404,0	14 262	405,9	14330	402,8	14 220	389,9	13 765	373,0	13 167
Canada atlantique	8,9	313	7,6	269	9,9	350	12,6	444	11,1	392
Ailleurs au Canada	0,5	16	0,5	16	0,4	15	0,4	14	0,4	14
Total - Canada	413,3	14 592	414,0	14615	413,1	14 585	402,9	14 224	384,5	13 572

*Tenant compte de la production réelle de janvier à août en 2011.

FIGURE C 2

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

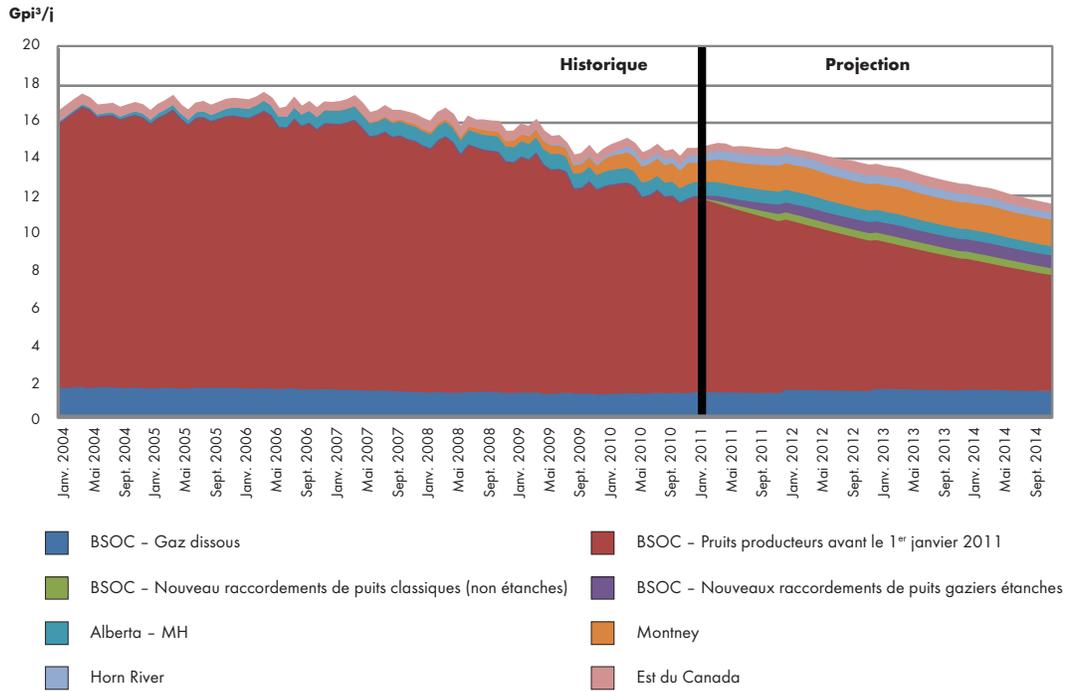


C.3 - Productivité de gaz au Canada par région/ressource - Scénario de prix plus bas										
Région/ressource	Données historiques				Projection					
	2010		2011 *		2012		2013		2014	
	Mm³/j	Mpi³/j	Mm³/j	Mpi³/j	Mm³/j	Mpi³/j	Mm³/j	Mpi³/j	Mm³/j	Mpi³/j
00 - AB - MH	23,0	812	22,0	777	20,4	719	18,4	651	16,8	593
Horseshoe Canyon	17,9	633	16,9	598	15,5	548	14,0	494	12,6	446
Mannville	3,0	107	2,9	104	2,9	101	2,6	92	2,4	85
Autre	2,0	72	2,1	75	2,0	70	1,8	65	1,7	61
01 - AB - Sud	38,4	1 355	36,1	1 274	31,6	1 115	26,8	948	22,8	805
Réservoirs étanches	25,1	885	23,9	843	20,7	729	17,5	617	14,9	525
02 - AB - Sud-ouest	8,0	283	7,4	262	6,7	236	5,8	204	5,0	176
Réservoirs étanches	2,3	82	2,2	76	1,9	66	1,6	55	1,3	47
03 - Zone sud des piémonts	4,6	163	4,7	166	4,1	144	3,5	124	3,0	108
04 - AB - Est	18,8	662	17,1	603	16,4	579	15,8	557	15,0	528
Réservoirs étanches	0,4	15	0,4	14	0,3	12	0,3	10	0,2	9
05 - AB - Centre	22,3	787	20,4	721	19,0	671	17,6	620	15,9	560
Réservoirs étanches	1,9	68	1,8	63	1,7	60	1,6	56	1,5	52
06 - AB - Centre-ouest	44,6	1 574	43,9	1 549	43,7	1 544	40,6	1 433	36,7	1 296
Réservoirs étanches	15,0	528	14,7	519	13,6	481	11,8	416	9,9	350
07 - Zone centrale des piémonts	23,0	814	21,2	747	18,4	651	15,9	562	13,8	486
Réservoirs étanches	1,3	45	1,2	41	1,0	36	0,8	30	0,7	25
08 - Kaybob	23,0	813	21,7	767	21,1	747	19,0	670	16,3	575
Montney	2,9	104	3,1	108	3,5	123	3,4	120	3,0	106
Autre - Réservoirs étanches	7,4	261	6,7	238	6,2	220	5,5	194	4,7	165
09 - AB - Deep Basin	59,0	2 082	57,0	2 014	56,1	1 981	53,3	1 882	50,6	1 787
Montney	2,5	88	3,0	105	3,8	133	4,6	161	5,4	191
Autre - Réservoirs étanches	46,6	1 646	45,0	1 587	43,6	1 539	40,9	1 443	38,4	1 354
10 - AB - Nord-est	12,0	423	10,4	366	9,4	330	8,5	299	7,7	274
11 - Peace River	20,0	705	19,7	695	18,1	639	16,1	568	14,4	508
Réservoirs étanches	6,2	219	6,3	221	5,4	192	4,8	168	4,2	148
12 - AB - Nord-ouest	10,6	374	9,2	326	8,2	289	7,0	246	5,7	202
Réservoirs étanches	0,0	1	0,0	1	0,0	1	0,0	1	0,0	1
13 - BC - Deep Basin	16,0	564	19,1	675	18,5	652	16,8	594	15,9	561
Montney	1,9	69	2,2	79	2,3	81	1,7	59	1,4	49
Autre - Réservoirs étanches	11,1	392	13,0	460	11,6	410	10,0	355	8,8	312
14 - Fort St. John	34,0	1 199	45,8	1 618	50,8	1 793	52,0	1 834	52,8	1 863
Montney	18,1	640	27,7	976	34,2	1 209	37,0	1 305	39,3	1 386
15 - Nord-est BC	15,9	563	19,8	698	19,3	681	17,8	630	15,6	549
Schiste de Horn River	8,7	306	14,0	495	14,0	494	13,1	462	11,4	401
Réservoirs étanches	5,7	200	4,3	153	4,0	142	3,6	128	3,2	114
16 - BC - Piémonts	16,0	566	17,2	607	15,2	538	13,3	468	11,5	407
Réservoirs étanches	3,4	119	4,9	174	4,2	150	3,6	128	3,1	110
17 - Sud-ouest SK	8,1	285	6,8	239	5,9	210	5,1	180	4,4	155
Réservoirs étanches	7,5	264	6,3	221	5,4	192	4,6	162	3,9	138
18 - Ouest SK	4,1	146	3,8	134	3,5	122	3,1	110	2,8	100
19 - SK - Est	2,0	71	2,1	74	2,4	85	2,5	88	2,5	90
22 - Yukon et T.N.-O.	0,6	20	0,5	17	0,4	15	0,4	13	0,3	11
Total - Classique (non étanche, non dissous)	176,4	6 228	165,6	5 845	149,9	5 293	132,0	4 659	116,1	4 098
Total - Réservoirs étanches	159,3	5 624	166,5	5 876	163,6	5 775	153,2	5 409	143,9	5 080
Montney	25,5	901	35,9	1269	43,8	1545	46,6	1646	49,0	1731
Total - Gaz dissous	36,6	1292	37,9	1337	41,3	1459	42,5	1499	41,4	1460
Total - MH	23,0	812	22,0	777	20,4	719	18,4	651	16,8	593
Total - Schiste	8,7	306	14,0	495	14,0	494	13,1	462	11,4	401
Total - BSOC	404,0	14 262	405,9	14 330	389,2	13 740	359,2	12 681	329,5	11 632
Canada atlantique	8,9	313	7,6	269	9,9	350	12,6	444	11,1	392
Ailleurs au Canada	0,5	16	0,5	16	0,4	15	0,4	14	0,4	14
Total - Canada	413,3	14 592	414,0	14 615	399,6	14 105	372,2	13 139	341,0	12 038

*Tenant compte de la production réelle de janvier à août en 2011.

FIGURE C3

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

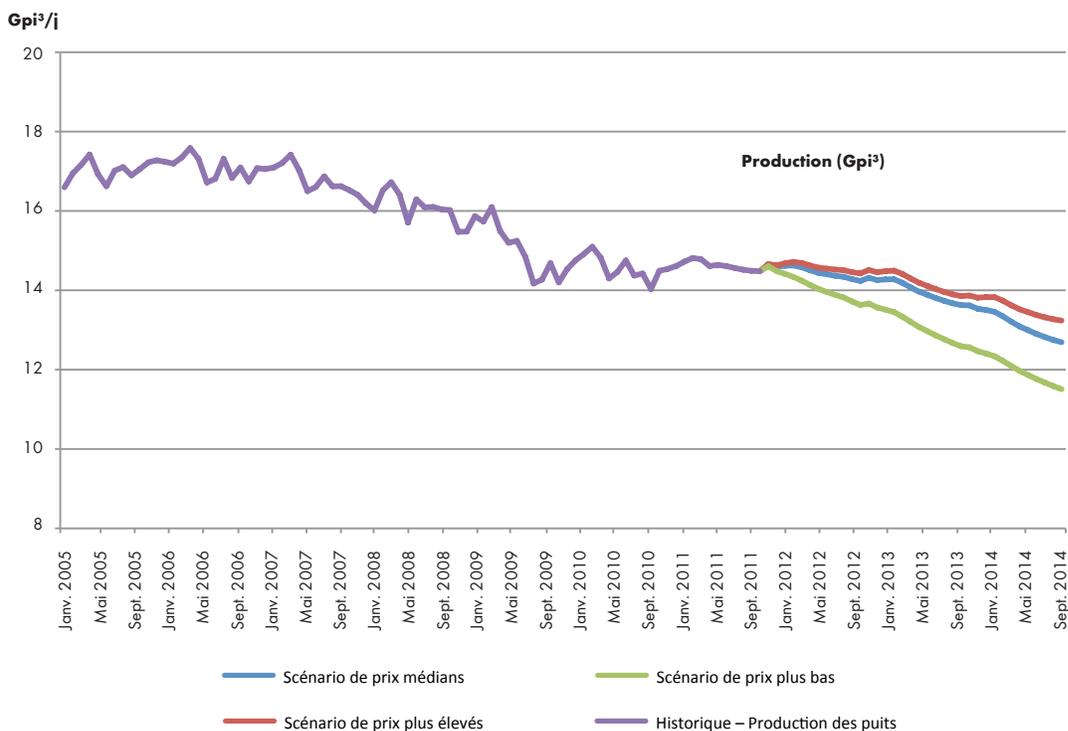


ANNEXE D

Productibilité totale au Canada - comparaison des scénarios

FIGURE D 1

Productibilité totale au Canada – comparaison des scénarios



ANNEXE E

Productibilité et demande moyennes par année au Canada

	2011		2012		2013		2014	
	Mm³/j	Gpi³/j	Mm³/j	Gpi³/j	Mm³/j	Gpi³/j	Mm³/j	Gpi³/j
Productibilité au Canada - Scénario de prix médians	414,0	14,6	409,9	14,5	396,8	14,0	372,8	13,2
Demande totale - Canada	252,1	8,9	260,6	9,2	266,3	9,4	277,6	9,8
Demande dans l'Ouest canadien	147,3	5,2	153,0	5,4	155,8	5,5	164,3	5,8
Demande dans l'Est du Canada	104,8	3,7	107,6	3,8	110,5	3,9	113,3	4,0

