

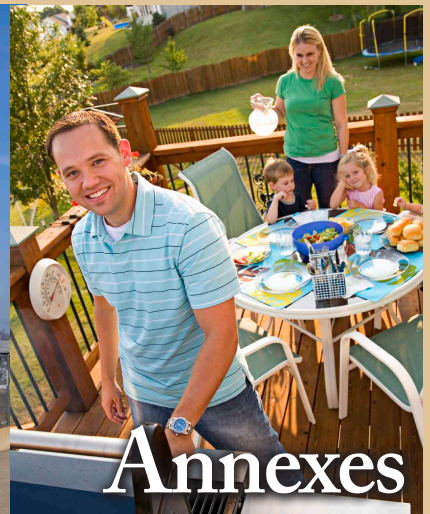


Office national
de l'énergie

National Energy
Board

Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada

2011-2013



ÉVALUATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE MAI 2011

Canada



Office national
de l'énergie

National Energy
Board

Productibilité à court terme de gaz naturel au Canada

2011 - 2013

gaz

Annexes

ÉVALUATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE MAI 2011

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 2011

N° de cat. NE2-1/2011F-PDF
ISSN 1910779X

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 2011

Cat. No. NE2-1/2011E-PDF
ISSN 1910-7773

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

Annexe A		1
A1	Méthodologie (description détaillée)	1
A2	Paramètres de productibilité - résultats	13
A3	Paramètres de diminution selon les regroupements de raccords gaziers existants	17
A4	Paramètres de diminution selon les regroupements de raccords gaziers futurs	40
Annexe B		68
B1	Facteurs d'affectation du nombre de jours de forage ciblant du gaz selon la région	68
B2	Projections détaillées de forages ciblant du gaz et de raccords gaziers selon le scénario	70
Annexe C		73
	Détails de productibilité selon le scénario	73
Annexe D		79
	Productibilité totale au Canada - comparaison des scénarios	79
Annexe E		79
	Productibilité et demande moyennes par année au Canada	79

ANNEXE A

A1 Méthodologie (description détaillée)

La productibilité de gaz naturel au Canada durant la période de projection sera principalement attribuable à l'offre de gaz classique provenant du BSOC, à laquelle se grefferont les contributions en provenance du Canada atlantique, de l'Ontario et des Territoires du Nord-Ouest, la production de méthane de houille (MH) en Alberta et celle tirée du gaz de schiste en Colombie Britannique. Dans le présent rapport, ce sont les tendances sur le plan des caractéristiques de production de puits et les attentes à l'égard de la mise en valeur des ressources qui servent à établir les paramètres de productibilité future du gaz naturel dans le BSOC. Une approche différente est utilisée pour les autres régions du Canada où la production provient d'un petit nombre de puits.

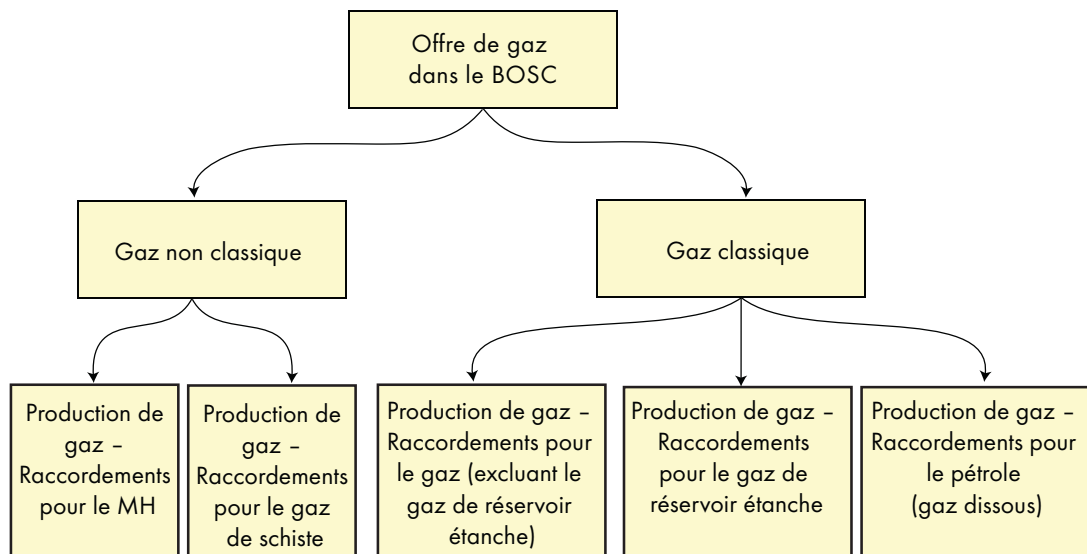
A1.1 Offre de gaz dans le BSOC

Le gaz produit a été séparé en deux grandes catégories (figure A1.1) pour les besoins d'évaluation de la productibilité de gaz dans le BSOC.

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. Encore une fois dans ce rapport, le gaz des réservoirs étanches est intégré au gaz classique en l'absence de critères

FIGURE A1.1

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



clairs et largement acceptés qui permettraient de distinguer les raccordements pour ce gaz. La méthode utilisée afin de déterminer la productibilité de gaz liée aux raccordements pour le pétrole (gaz dissous) est décrite dans la section 1.2 de la présente annexe.

A1.1.1 Raccordements à partir de puits de gaz

Qu'il s'agisse des raccordements pour le gaz classique (y compris le gaz de réservoir étanche) ou pour le MH, la méthode d'évaluation de la productibilité est essentiellement la même. L'analyse de diminution de la production fondée sur les données de production historiques a été utilisée 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 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 ont aussi été regroupés par zone. Dans la présente analyse, la productibilité de gaz provenant de la formation de Montney s'entend de l'ensemble du gaz de

FIGURE A1.2

Carte des zones du BSOC



réservoir étanche d'origine triasique, étant donné l'accroissement rapide de la productibilité et de la part qu'elle occupe au cours des cinq dernières années, la formation de Montney (et celle de Doig) ayant en effet été des facteurs dominants de la productibilité du gaz du Trias. Bien que d'autres formations de cette ère (Baldonnel, Charlie Lake, Boundary et Halfway) n'aient pas les mêmes caractéristiques géologiques que les deux autres, leur productibilité a considérablement diminué récemment.

Dans chaque secteur et zone petroCUBE, les raccordements pour le gaz ont également été regroupés selon l'année de raccordement; tous les raccordements antérieurs à 1998 font partie d'un seul groupe, tandis qu'ils forment des groupes séparés pour chaque année de 1998 à 2009.

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 entièrement 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 2003, et des groupes séparés pour chaque année de 2003 à 2009 inclusivement. Un seul groupe a été constitué en ce qui a trait aux raccordements pour le MH Mannville antérieurs à 2005, 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 2010, 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**, une analyse de diminution de la production à partir des données historiques a été réalisée 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 cette analyse de diminution de la production est décrite ci-après. Les paramètres de productibilité des groupes et les paramètres de productibilité des raccordements moyens découlant de cette analyse se trouvent respectivement aux annexes A.3 et A.4. 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, un jeu de données historiques sur la production commercialisable a été créé; pour les cas où 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 chiffre 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 30,4375 pour obtenir le taux de production du raccordement moyen du groupe par mois de production normalisé (certaines données de production n'ont pas pu être utilisées pour calculer le taux de production du raccordement moyen parce que les raccordements ont été mis en exploitation à différents moments au cours de l'année);
- production, pour chaque groupe, à l'aide du jeu de données obtenu, de schémas du taux de production commercialisable quotidienne par rapport à la production commercialisable cumulative.

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

- **Analyse de diminution de la production des raccordements antérieurs à 1998**

Pour chaque zone d'étude, le schéma du taux de production des groupes de raccordements pour le gaz entrés en production avant 1998 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 1998 a donné un taux de production commercialisable courant, un taux de diminution stable de la production future et, pour la zone d'étude, une diminution ultime pouvant s'appliquer aux groupes de raccordements d'années ultérieures.

- **Évaluation des années de raccordement de 1998 à 2009 inclusivement**

Chaque année de raccordement de 1998 à 2009 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 donnent le profil de production du raccordement moyen sur la durée de sa vie productive :

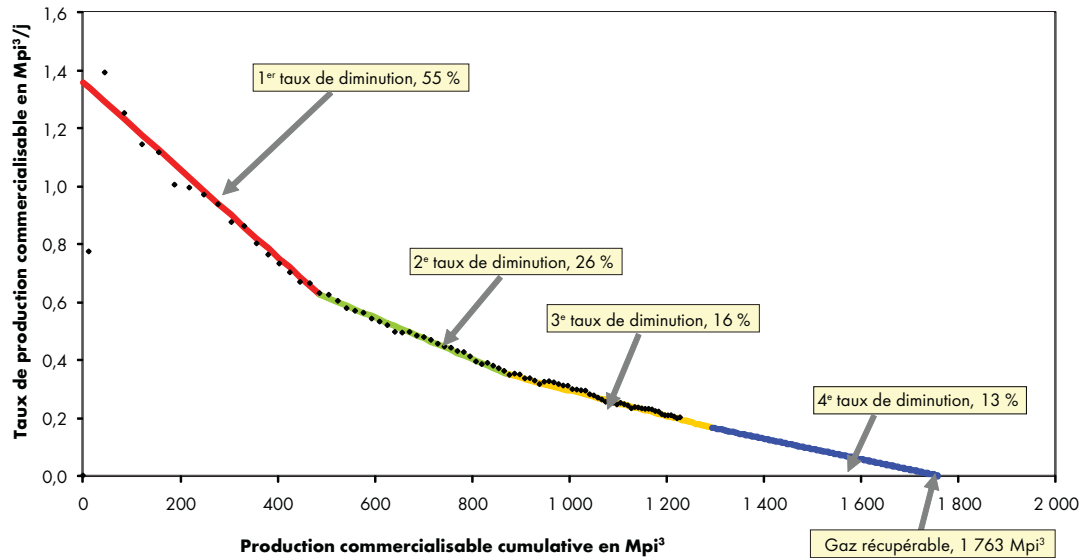
- taux de production initial,
- premier taux de diminution,
- deuxième taux de diminution,
- nombre de mois avant le deuxième taux de diminution - habituellement autour de 18,
- troisième taux de diminution,
- nombre de mois avant le troisième taux de diminution - habituellement autour de 45,
- quatrième taux de diminution,
- nombre de mois avant le quatrième taux de diminution - habituellement autour de 100.

La figure A1.3 donne un exemple des schémas utilisés pour évaluer le rendement des raccordements moyens et les différents taux de diminution servant à illustrer les données de production.

Pour ce qui est des années de raccordement antérieures, les données disponibles étaient habituellement suffisantes pour établir tous ces paramètres. Pour les années de raccordement plus récentes, la durée sur laquelle portent les données historiques devient 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 A1.2, il y avait suffisamment de données pour déterminer les paramètres qui définissent les trois premières périodes de diminution du raccordement, tandis que les paramètres définissant la quatrième période de diminution sont hypothétiques et s'appuient sur l'analyse d'années de raccordement antérieures.

FIGURE A1.3

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



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

Il a été 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 1998, 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 que les paramètres de rendement du raccordement moyen sont établis, on évalue les paramètres de rendement des groupes.

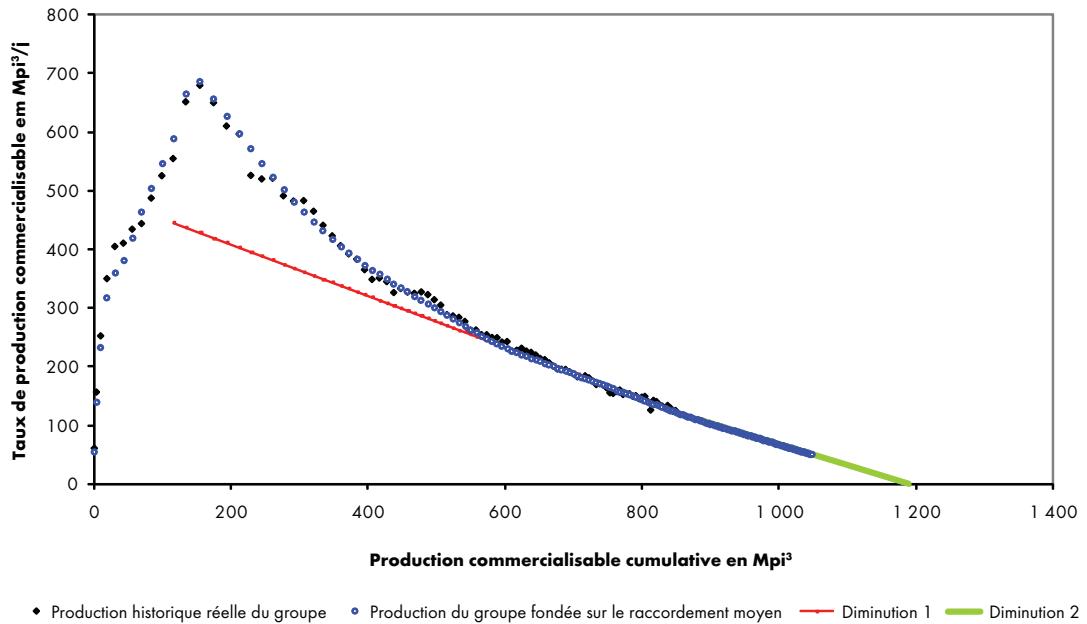
Tout d'abord, les paramètres de rendement des raccordements moyens sont combinés au calendrier des raccordements connus pour calculer le rendement prévu du groupe, en intégrant les données de rendement réelles du groupe. Si les données calculées à partir du rendement du raccordement moyen ne s'apparient pas convenablement avec les données de production historiques réelles du groupe, les paramètres du raccordement moyen peuvent être revus jusqu'à obtention d'un bon appariement des données calculées de production du groupe (à partir des données sur le raccordement moyen) avec les données de production réelles du groupe. Un exemple de ce type de schémas est présenté à la figure A1.4.

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

- taux de production en décembre 2009,
- premier taux de diminution,
- deuxième taux de diminution (le cas échéant),
- nombre de mois avant le deuxième taux de diminution (le cas échéant),

FIGURE A1.4

Exemple de schéma d'analyse de diminution de la production du groupe



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

- 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 (2000, 2001, 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 1998. 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 (2008, 2009, etc.) les données historiques réelles de la production du groupe ne constituaient pas un bon fondement pour établir une projection de la productibilité future. En pareils cas, le rendement prévu calculé à partir des données de raccordement moyen est essentiel à l'établissement des taux de diminution actuels et futurs applicables à l'année de raccordement.

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

Analyse de diminution de la production de MH

La méthode d'analyse de diminution de la production décrite ci-dessus est également utilisée 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 l'entière durée de production des raccordements pour le MH sont quand même estimés dans la présente ÉMÉ grâce aux consultations avec des représentants de l'industrie et sur le fondement de 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 sont très récents dans le BSOC, la mise en valeur commerciale n'ayant commencé qu'en 2005. 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 production 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 commencera. Un jeu de paramètres légèrement différent est donc utilisé pour établir le rendement du raccordement moyen pour le MH Mannville, le premier taux de production étant remplacé par le « nombre de mois avant la production de pointe » et le « taux de production de pointe ».

A1.1.1.3 Méthodologie relative aux raccordements futurs

Pour les **raccordements futurs**, la productibilité est projetée en fonction du nombre de raccordements futurs et des caractéristiques prévues du rendement moyen de ces raccordements. Les projections sur le forage servent à estimer le nombre de raccordements futurs pour le gaz. 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.

A1.1.1.3.1 Rendement des raccordements futurs

Le rendement des raccordements futurs de chaque groupe est obtenu par extrapolation des 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.

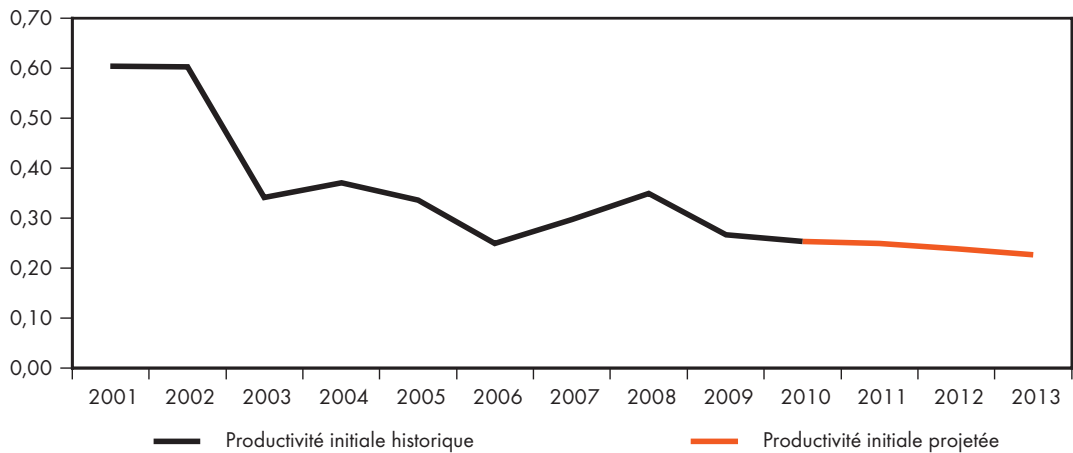
Dans presque tous les regroupements, la productivité initiale du raccordement moyen pour le gaz classique tend à diminuer à chacune des années de raccordement. Cette tendance est évidente à la figure A1.5, qui présente le taux de production initiale des raccordements pour le gaz classique de Mannville du sud de l'Alberta. Le taux de production initiale des raccordements futurs pour le gaz est estimé par extrapolation de la tendance notée dans chaque groupe de ressources. Les annexes A3 et A4 traitent des valeurs historiques et projetées de productivité initiale du raccordement moyen pour tous les groupes de ressources gazières.

Les principaux paramètres de diminution ayant une incidence sur la productibilité à court terme sont le premier taux de diminution, le deuxième taux de diminution et le nombre de mois avant le deuxième taux de diminution. La figure A1.6 présente les valeurs historiques et projetées de ces principaux paramètres de diminution en ce qui a trait aux raccordements moyens pour le gaz classique des années 2001 à 2013 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

FIGURE A1.5

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

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



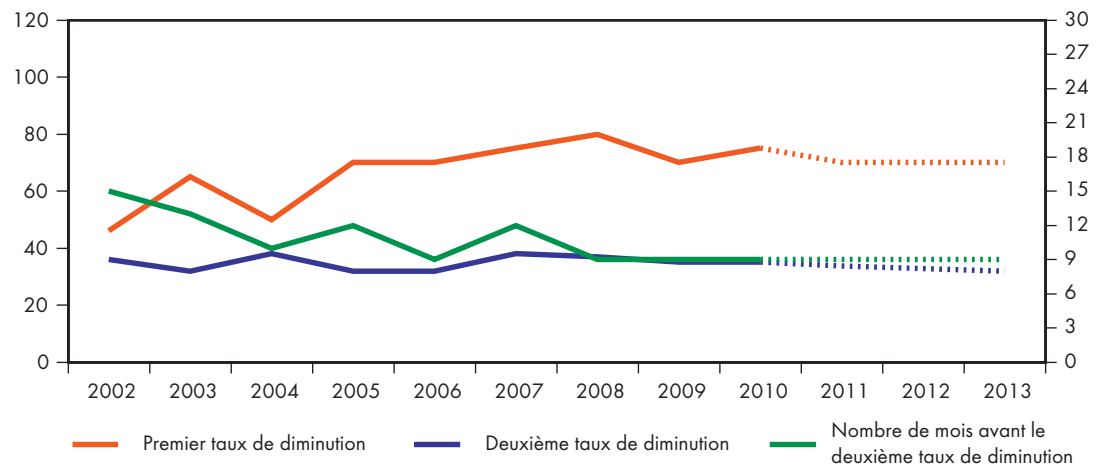
Source : Analyse par l'Office des données de production de puits de Divestco

FIGURE A1.6

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

Taux de diminution, pourcent

Nombre de mois avant la deuxième diminution



dans les principaux paramètres de diminution des années de raccordement antérieures servent à établir ces mêmes paramètres pour les années futures.

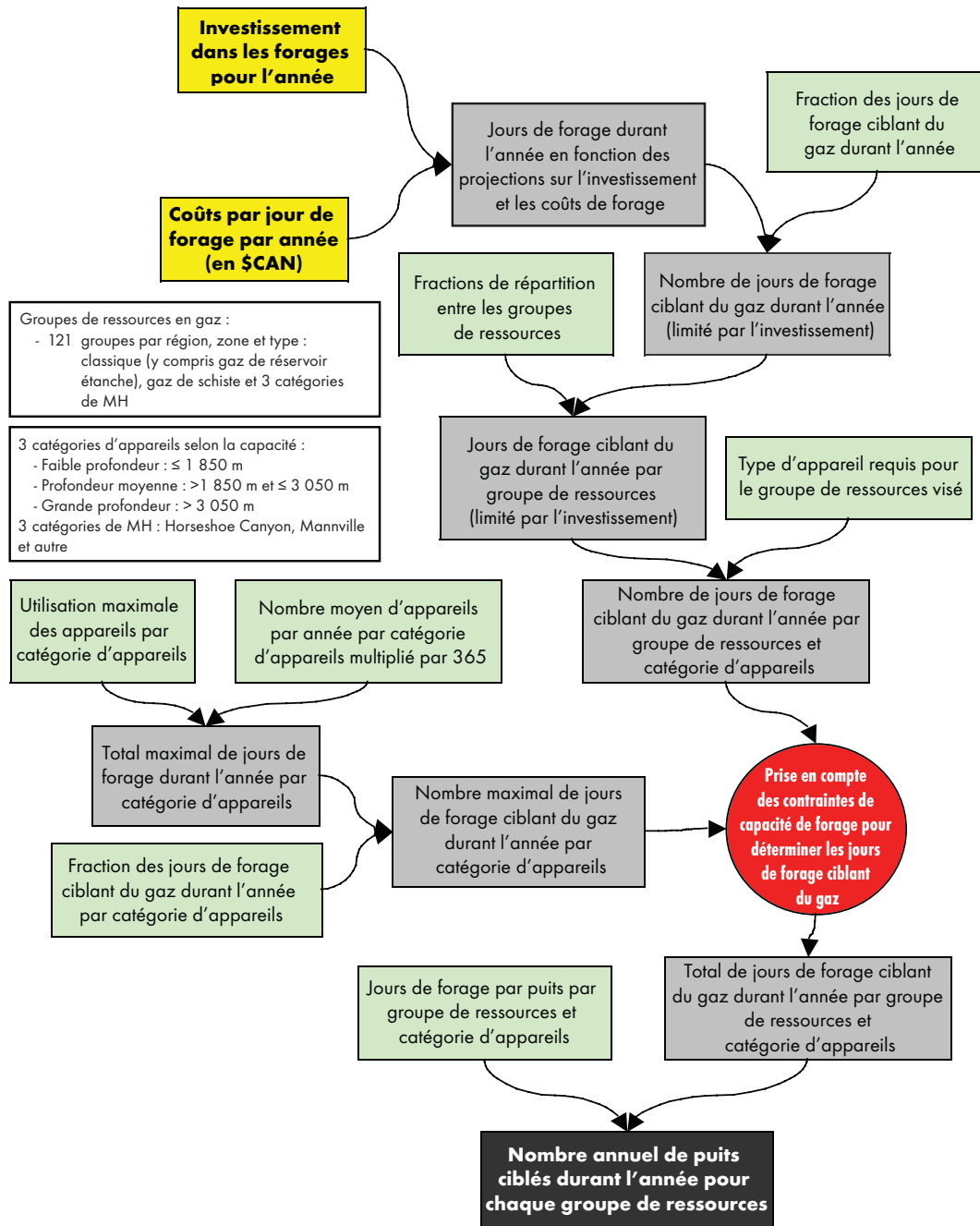
A1.1.1.3.2 Nombre de raccordements futurs

Le nombre de raccordements futurs a été projeté à partir 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. Ces intrants (sur fond

FIGURE A1.7

Graphique illustrant la méthode de projection des forages



jaune) sont modifiés de façon à produire différents scénarios d'activités de forage dans le BSOC. Les autres intrants requis sont illustrés sur fond vert. Les valeurs projetées pour ces autres intrants sont estimées à partir d'une analyse de données historiques.

Les activités de forage projetées fournissent le nombre de jours de forage ciblant du gaz pour chaque groupe de ressources. Les jours de forage ciblant du gaz sont répartis entre les groupes de ressources en fonction de fractions déterminées par l'Office. Les fractions font l'objet de projections à partir des tendances historiques et de l'opinion de l'Office sur le potentiel de mise en valeur des groupes. Elles

témoignent des tendances historiques, d'un effort plus concentré sur le forage de puits de gaz du côté ouest du bassin, plus profond, 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 moins coûteux à produire. L'annexe B1 contient des tableaux précisant les données historiques (jours de forage et fractions) et les projections en fonction des fractions.

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

Pour chacun de ces groupes, un « ratio de raccordements » (soit le rapport des raccordements annuels au nombre annuel de puits ciblant un groupe donné) est estimé en fonction des données historiques. Le nombre annuel de puits forés a ensuite été multiplié par le ratio de raccordements afin d'obtenir le nombre de raccordements annuels pour chaque groupe de ressources. Les ratios de raccordements des divers groupes de ressources sont présentés à l'annexe B.2. Dans le modèle de productibilité, pour chaque groupe de ressources, le nombre annuel de raccordements est réparti selon les mois de l'année conformément au calendrier de raccordements historiques.

A1.1.2 Gaz dissous

Le gaz dissous est produit à partir des puits de pétrole en même temps que le pétrole brut et représente environ 8 % 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 régions situées à proximité de la limite territoriale constituée par le 60^e parallèle Nord. Ces deux régions du sud des territoires sont celles de Kotaneelee et de Cameron Hills. Les champs d'Ikhil et de Norman Wells, beaucoup plus au nord, produisent de petites quantités de gaz utilisées localement et dont les sources ne sont pas raccordées au réseau pipelinier nord américain. 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 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 dès mai 2007. Les paramètres utilisés dans l'analyse sur la compression sont fondés sur des échanges de vues avec des représentants de l'industrie. La productibilité découlant de la mise en valeur du champ Deep Panuke doit commencer à être prise en compte en novembre 2011.

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 tiennent compte du rendement des puits existants, dont certains sont exploités depuis 2003 pour répondre à la demande industrielle locale.

Les essais des zones d'intérêt pour le MH et le gaz de schiste sur la terre ferme se poursuivent. Il est trop tôt pour établir des estimations valables de la productibilité du MH et du gaz de schiste sur la terre ferme.

A1.3 Production d'autres sources canadiennes

La productibilité de gaz provenant du BSOC et du Canada atlantique, qui fait l'objet des sections précédentes de la présente annexe, représente 99,9 % de la production canadienne totale; le reste provient de l'Ontario. La productibilité de l'Ontario est projetée par extrapolation des volumes de production signalés par le passé. L'exploitation des zones de schiste du Québec font actuellement l'objet de consultations publiques et d'examen réglementaires. Par conséquent, les présentes ne contiennent aucune donnée de productibilité de gaz naturel pour cette province.

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.

La productibilité de gaz naturel au Canada équivaut à la quantité de gaz disponible après traitement sur le terrain. Par conséquent, 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, est inclus dans 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 de l'Ouest et celle de l'Est comprennent chacune le gaz servant de combustible de compression. Les projections de l'Office relatives à la demande de l'Ouest et à celle de l'Est 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). Des conditions météorologiques moyennes ont été supposées dans les projections de demande, en raison de la variabilité considérable de la demande de gaz réelle causée par l'incidence du temps sur les besoins des grandes surfaces à chauffer 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), puits de gaz de schiste et puits de MH. Les raccordements sont regroupés en fonction de la région géographique, la zone de production et l'année de raccordement, les critères s'appliquant cependant différemment selon le groupe de raccordements.

En ce qui concerne les raccordements de puits de gaz existants (en production avant le 1^{er} janvier 2010) et tous les raccordements de puits de pétrole (gaz dissous), l'analyse de diminution de la production a été réalisée afin d'établir des paramètres de productibilité future pour chaque groupe. La section A2.1.1 ci-après présente plus de renseignements sur les paramètres obtenus par l'analyse de diminution de la production.

En ce qui a trait aux raccordements futurs pour le gaz (en production à partir du 1^{er} janvier 2010), le nombre de raccordements futurs prévus ainsi que le rendement attendu est estimé en termes de production à titre de fondements des projections sur la productibilité. La section A2.1.2 qui suit traite des paramètres utilisés aux fins de projection de productibilité des raccordements futurs pour le gaz.

A2.1.1 Production - Raccordements de puits de gaz existants

La productibilité future des raccordements existants des groupes de ressources, incluant le gaz classique (y compris le gaz des réservoirs étanches), le gaz de schiste, le MH et tout le gaz dissous, a été déterminée 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 différents 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 date de décembre 2009, 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 a été 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.

La productibilité future des groupes du BSOC précités a été projetée en supposant qu'aucun raccordement pour le gaz ne serait ajouté après 2009. 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 21 % en 2010, de 16 % en 2011, de 13 % en 2012 et de 11 % en 2013. 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 reliés 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. Le principal degré d'incertitude dans ce deuxième cas est le nombre de forages de puits de gaz qui seront réalisés. Trois scénarios 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. Les 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 de réservoir étanche) ont été regroupés en fonction de la zone, de la formation et des années de raccordement de 1998 à 2009. Ces 12 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.

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

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

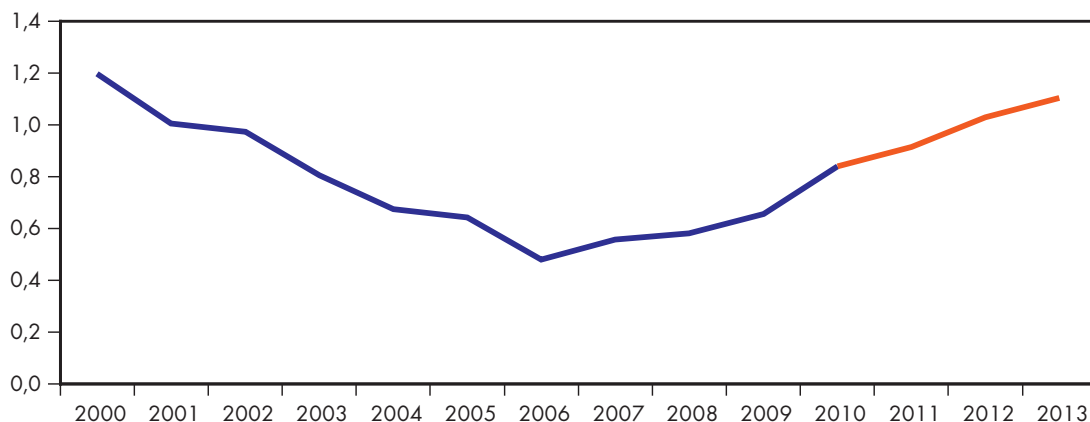
La tendance de productibilité initiale de la moyenne des raccordements de puits de gaz dans le BSOC est représentée à la figure A.2.1. Après avoir chuté de manière prononcée au cours de la période 2000-2006, la tendance s'inverse en 2007 et 2010 alors que les taux de productivité initiaux plus élevés des puits forés dans les réservoirs étanches et de gaz de schiste commencent à représenter une part plus importante du nombre de puits foré sur une année. Cette tendance se poursuit jusqu'en 2013.

Le tableau A2.1 illustre les taux de production initiaux du raccordement gazier moyen au fil du temps selon la région. Le lecteur trouvera la liste complète aux annexes A.3 et A.4.

FIGURE A 2 . 1

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

Mpi³/j



Note : La période 2011-2013 correspond au scénario de prix médians

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

Area	2004	2005	2006	2007	2008	2009
00 - MH AB	0,060	0,070	0,100	0,101	0,095	0,063
01 - Sud AB	0,162	0,136	0,111	0,103	0,115	0,103
02 - Sud-ouest AB	0,313	0,244	0,247	0,241	0,218	0,175
03 - Piémonts sud	1,309	1,252	1,181	0,342	0,088	0,683
04 - Est AB	0,093	0,090	0,072	0,071	0,079	0,098
05 - Centre AB	0,306	0,203	0,179	0,199	0,178	0,175
06 - Centre-ouest AB	0,404	0,427	0,354	0,396	0,502	0,453
07 - Piémonts centre	1,526	1,955	1,184	1,601	1,659	1,506
08 - Kaybob	0,593	0,584	0,636	0,552	0,549	0,860
09 - Deep Basin AB	1,008	0,680	0,489	0,819	0,729	0,892
10 - Nord-est AB	0,182	0,177	0,142	0,161	0,159	0,149
11 - Peace River	0,662	0,662	0,494	0,640	0,489	0,610
12 - Nord-ouest AB	0,419	0,377	0,315	0,281	0,378	0,729
13 - Deep Basin BC	1,882	1,481	0,747	0,966	1,469	1,407
14 - Fort St. John	0,759	1,065	0,559	1,053	0,942	1,851
15 - Nord-est BC	1,133	0,825	0,641	0,624	0,652	0,567
16 - Piémonts BC	2,593	1,894	1,949	1,138	1,778	1,625
17 - Sud-ouest SK	0,057	0,067	0,062	0,055	0,054	0,062
18 - Ouest SK	0,150	0,137	0,117	0,125	0,089	0,155
Total BSOC	0,674	0,642	0,479	0,556	0,580	0,656

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

Les paramètres de rendement des raccordements moyens projetés pour les années de raccordement 2010-2013 sont les mêmes, quel que soit le scénario analysé dans le présent rapport. Les différences d'un scénario à l'autre sont le résultat des divers niveaux d'intensité des activités de forage utilisés pour l'estimation, tel qu'il est expliqué plus en détail à la section 1.2.2 de la présente annexe.

A2.1.2.2 Nombre de raccordements futurs pour le gaz

Le nombre projeté de raccordements pour l'année et le rendement de production projeté des raccordements moyens futurs servent à estimer la productibilité associée aux raccordements futurs pour le gaz. Afin de déterminer le nombre de raccordements futurs pour le gaz, 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 élevés et prix bas) reflètent la variété de conditions éventuelles sur le marché durant la période de projection. La figure A.2.2 indique le nombre prévu de puits ciblant du gaz pour tous les groupes de ressources dans chaque scénario.

Des tableaux de projections détaillées concernant les puits ciblant du gaz par année, les ratios de raccordements et les raccordements par année pour chacun des groupes de ressources et chaque scénario sont présentés à l'annexe B.2.

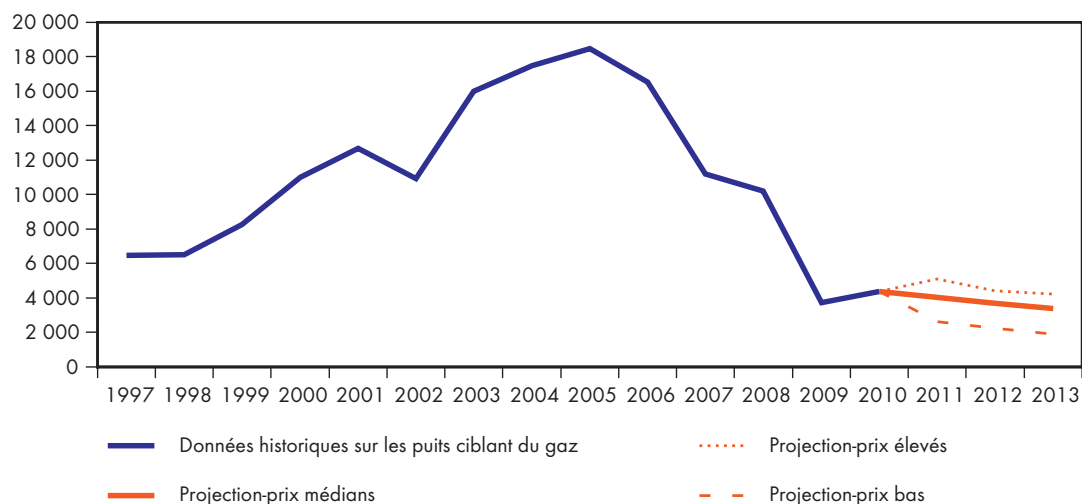
A2.2 Canada atlantique et Ontario

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. Aucun nouveau puits intercalaire pendant la période 2011-2013 n'est envisagé pour les champs producteurs à l'heure actuelle.

FIGURE A 2 . 2

Scénarios de forage ciblant du gaz dans le BSOC

Puits ciblant du gaz par année



La production commercialisable découlant de la mise en valeur du champ Deep Panuke devrait se manifester en novembre 2011.

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.

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 Ontario, la productibilité continue de diminuer.

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 AB	02	Classique	Tert;Crsup;Colsup
Sud AB	02	Classique	Col
Sud AB	02	Classique	Mnvlmoy;Mnvlinf
Sud AB	02	Classique	Jur;Miss
Sud AB	02	Classique	Dévsup
Sud AB	02	Étanche	Colsup
Sud AB	02	Étanche	Col
Sud 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

Région	Numéro	Ressources	Groupe
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	Tr
Nord-est AB	10	Classique	Mnvl;Dévsup
Peace River	11	Classique	Colsup
Peace River	11	Classique	Col;Mnvlvsup
Peace River	11	Classique	Mnvlmoy;Mnvlinf
Peace River	11	Classique	Trsup
Peace River	11	Classique	Trinf
Peace River	11	Classique	Miss
Peace River	11	Classique	Dévsup;Dévmoy
Peace River	11	Étanche	Colsup
Peace River	11	Étanche	Mnvlmoy;Mnvlinf
Peace River	11	Étanche	Trsup
Peace River	11	Étanche	Trinf
Peace River	11	Étanche	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
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

Région	Numéro	Ressources	Groupe
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
Piémonts BC	16	Classique	Col;Mnvl
Piémonts BC	16	Classique	Tr;Perm;Miss
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 raccorde-ment	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - Comm. en Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2004	119,35	0,1	0,14	12	0,2	25
2005	248,6	0,19	0,18	10	0,16	20
2006	336,17	0,21	0,18	10	0,15	20
2007	248,5	0,53	0,2	6	0,16	20
2008	189,73	0,44	0,2	6	0,16	20
2009	160,95	0	0	0	0	0

Groupe de ressources - Gaz - MH Alberta - Mannville						
Année de raccorde-ment	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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	61,17	0,25	0,18	40	0,13	80
2006	256,83	0,25	0,18	40	0,13	80
2007	222,58	0,25	0,2	40	0,13	80
2008	183,3	0,25	0,2	40	0,13	80
2009	130,93	0,25	0,2	40	0,13	80

Groupe de ressources - Gaz - MH Alberta - Autre						
Année de raccorde-ment	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - Comm. en Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2004	11,84	0,25	0,2	40	0,13	80
2005	24,65	0,25	0,2	40	0,13	80
2006	33,34	0,25	0,2	40	0,13	80
2007	24,64	0,25	0,2	40	0,13	80
2008	18,81	0,25	0,2	40	0,13	80
2009	17,07	0,25	0,2	40	0,13	80

Groupe de ressources - Gaz - Sud de l'Alberta - Classique - Tertiaire, Crétacé supérieur, Colorado supérieur						
Année de raccorde-ment	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	46,69	0,15	0,05	10	0,05	80
2002	34,44	0,25	0,1	18	0,05	80
2003	14,22	0,18	0,05	40	0,05	80
2004	29,32	0,25	0,05	40	0,05	80
2005	22,77	0,2	0,09	40	0,05	80
2006	27,49	0,25	0,1	40	0,1	80
2007	29,8	0,15	0,13	40	0,13	80
2008	29,86	0,2	0,13	40	0,13	80
2009	8,25	0,2	0,3	10	0,1	30

Groupe de ressources - Gaz - Sud de l'Alberta - Classique - Colorado						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	26,11	0,15	0,13	40	0,13	80
2002	19,02	0,15	0,13	20	0,13	80
2003	19,42	0,15	0,13	40	0,13	80
2004	20,01	0,18	0,13	40	0,13	80
2005	18,44	0,2	0,18	40	0,13	80
2006	14,12	0,2	0,18	40	0,13	80
2007	21,1	0,22	0,18	20	0,13	80
2008	11,83	0,55	0,25	10	0,13	30
2009	6,91	0,25	0,18	40	0,13	80

Groupe de ressources - Gaz - Sud-ouest de l'Alberta - Classique - Mannville						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	141,03	0,9	0,6	12	0,35	20
2002	3,92	0,7	0,65	15	0,4	25
2003	31,34	0,2	0,7	7	0,4	12
2004	94,02	0,62	0,8	7	0,42	11
2005	68,95	0,6	0,61	7	0,35	18
2006	26,64	0,65	0,6	7	0,2	26
2007	9,79	0,62	0,52	10	1,9	25
2008	138,1	0,35	0,15	10	0,1	80
2009	52,37	0,3	0,13	25	0,1	80

Groupe de ressources - Gaz - Sud-ouest de l'Alberta - Étanche - Colorado supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	610,34	0,8	0,2	9	0,21	22
2002	12,92	0,8	0,4	7	0,18	20
2003	35,9	0,65	0,38	7	0,22	16
2004	35,9	0,65	0,45	7	0,17	20
2005	28,72	0,9	0,25	7	0,25	20
2006	35,9	0,9	0,38	7	0,25	18
2007	68,21	0,8	0,4	7	0,22	18
2008	586,37	0,35	0,15	30	0,1	80
2009	399,65	0,75	0,15	20	0,1	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 2009 - 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
2001	99,47	0,75	0,32	9	0,3	21
2002	6,9	0,83	0,52	10	0,3	18
2003	6,09	0,9	0,4	7	0,22	20
2004	101,5	0,99	0,95	5	0,3	15
2005	113,68	1,2	0,4	8	0,35	20
2006	2,44	0,8	0,42	11	0,26	20
2007	4,06	1,3	0,8	7	0,22	12
2008	75,82	0,55	0,15	20	0,13	80
2009	14,4	0,38	0,15	30	0,13	80

Groupe de ressources - Gaz - Sud-ouest de l'Alberta - Classique - Colorado						
Année de raccorde-ment	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	45,68	0,9	0,75	15	0,4	22
2002	0,01	1,2	0,4	7	0,35	20
2003	29,71	0,42	0,4	17	0,35	30
2004	0,15	0,5	0,95	15	0,85	21
2005	2,23	0,8	0,6	10	0,2	20
2006	7,8	1	0,9	7	0,7	16
2007	4,61	1,8	0,95	7	0,9	20
2008	8,23	0,65	0,15	15	0,1	60
2009	5,08	0,65	0,15	15	0,13	80

Groupe de ressources - Gaz - Sud-ouest de l'Alberta - Classique - Mannville moyen, Mannville inférieur						
Année de raccorde-ment	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	39,34	0,65	0,39	7	0,58	18
2002	23,14	1,2	0,3	7	0,45	30
2003	0	0,01	0,92	16	0,05	22
2004	1,02	0,65	0,6	7	0,4	22
2005	2,78	1,15	0,48	9	0,4	22
2006	14,81	0,98	0,4	12	0,9	30
2007	11,34	0,6	0,42	7	0,9	17
2008	44,83	0,25	0,14	25	0,1	80
2009	16,9	0,35	0,1	35	0,1	80

Groupe de ressources - Gaz - Sud-ouest de l'Alberta - Classique - Jurassique, Mississippien						
Année de raccorde-ment	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	41,73	0,95	0,2	12	0,15	25
2002	2,89	0,65	0,95	7	0,22	12
2003	0,81	0,4	0,41	7	0,25	20
2004	0,33	0,3	0,35	7	0,22	20
2005	0,49	0,65	0,6	7	0,21	20
2006	2,04	1,2	1,5	7	0,28	15
2007	1,22	1,15	0,3	10	1,2	25
2008	14,51	0,25	0,16	25	0,13	80
2009	2,05	0,38	0,15	25	0,13	80

Groupe de ressources - Gaz - Sud-ouest de l'Alberta - Classique - Dévonien supérieur						
Année de raccorde-ment	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	28,16	1,4	0,4	7	0,2	20
2002	9,2	2,3	0,45	4	0,15	28
2003	57,05	0,65	0,6	7	0,1	17
2004	10,67	0,65	0,2	7	0,15	20
2005	0,97	0,18	0,2	10	0,15	16
2006	0,97	0,18	0,2	10	0,15	16
2007	6,44	0,67	0,7	7	0,25	20
2008	1,02	0,35	0,15	20	0,13	80
2009	0	0,35	0,15	20	0,13	80

Groupe de ressources - Gaz - Sud-ouest de l'Alberta - Étanche - Colorado supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	0,71	0,65	0,9	7	0,45	20
2002	0,21	0,65	0,4	7	0,7	30
2003	0,14	0,85	0,98	7	0,12	20
2004	0,57	0,85	0,58	7	0,75	20
2005	45	2,5	0,8	4	0,4	10
2006	6,29	1,3	0,5	7	0,2	16
2007	0,86	1,3	0,85	7	0,48	13
2008	1,19	0,37	0,13	30	0,13	80
2009	0,58	0,27	0,16	30	0,13	80

Groupe de ressources - Gaz - Sud-ouest de l'Alberta - Étanche - Colorado						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	17,34	1,3	0,78	5	1,2	8
2002	6,19	1,6	0,4	7	0,22	20
2003	0,74	0,65	0,23	7	0,26	20
2004	2,48	0,9	0,7	7	0,5	14
2005	7,68	1,2	1	7	0,25	16
2006	0,59	2,4	0,6	6	0,5	20
2007	1,24	0,3	1	15	1,5	22
2008	0,29	0,75	0,14	10	0,1	60
2009	2,94	0,25	0,18	30	0,13	80

Groupe de ressources - Gaz - Sud-ouest de l'Alberta - Étanche - Mannville inférieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	11,14	1,1	0,34	6	0,3	20
2002	0,71	0,8	0,22	7	0,23	20
2003	0,22	0,3	0,2	7	0,14	20
2004	23,02	0,18	0,2	17	0,4	25
2005	23,02	1,6	0,37	6	0,4	17
2006	3,71	0,75	0,35	7	0,58	18
2007	2,97	0,65	0,6	7	0,4	17
2008	30,26	0,3	0,18	30	0,13	80
2009	15,86	0,3	0,12	20	0,1	80

Groupe de ressources - Gaz - Sud des piémonts - Classique - Mississippien, Dévonien supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	34,88	0,65	0,5	7	0,22	22
2002	37,85	0,05	0,08	40	0,15	60
2003	16,76	0,65	0,55	7	0,22	20
2004	3,71	0,2	0,32	12	0,4	28
2005	28,95	0,55	0,4	7	0,28	20
2006	96,49	0,4	0,9	7	0,5	20
2007	48,61	0,25	0,15	7	0,12	20
2008	19,37	0,15	0,12	20	0,1	80
2009	29,03	0,4	0,15	20	0,1	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 2009 - 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
2001	10,75	0,65	0,55	7	0,16	35
2002	5,72	1,08	0,47	10	0,36	25
2003	0,52	0,95	0,47	10	0,3	28
2004	1,04	1,25	0,38	7	0,28	30
2005	13,82	0,8	0,3	10	0,28	21
2006	71,75	1,4	0,5	5	0,68	11
2007	2,43	0,65	0,64	7	0,15	15
2008	22,53	0,3	0,22	18	0,11	40
2009	4,57	0,45	0,21	20	0,1	40

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

Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	297,53	0,8	0,71	7	0,29	19
2002	22,31	0,8	0,4	7	0,34	20
2003	602,49	0,75	0,68	7	0,35	14
2004	286,37	0,85	0,65	7	0,52	13
2005	691,75	0,8	0,7	7	0,3	15
2006	37,19	0,8	0,44	7	0,44	20
2007	48,35	0,87	0,35	14	1,8	24
2008	213,24	0,27	0,15	25	0,1	80
2009	94,39	0,45	0,17	20	0,1	42

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

Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	38,55	1,2	0,3	5	0,21	20
2002	0,36	1,1	0,25	6	0,22	22
2003	0,42	0,65	0,58	7	0,2	18
2004	0,77	0,95	0,45	7	0,13	20
2005	1,19	0,8	0,45	7	1,1	14
2006	1,19	1	0,2	6	0,38	18
2007	1,78	1,5	0,6	6	0,13	15
2008	0,61	0,29	0,19	20	0,12	40
2009	2,98	0,55	0,15	20	0,1	40

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

Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	9,74	0,86	0,75	7	0,25	16
2002	6,3	1,4	0,35	6	0,22	20
2003	9,17	0,68	0,52	11	0,3	20
2004	11,46	0,8	0,42	7	0,22	20
2005	19,48	1,15	0,5	6	0,35	15
2006	13,75	0,8	0,4	9	0,26	18
2007	18,34	0,65	0,42	7	2,6	26
2008	186,74	0,28	0,12	25	0,1	60
2009	83,66	0,55	0,35	20	0,1	40

Groupe de ressources - Gaz - Centre de l'Alberta - Classique - Colorado						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	76,06	0,9	0,75	7	0,34	20
2002	56,36	1,6	1,4	5	0,9	8
2003	61,12	0,6	0,52	7	0,28	20
2004	4,75	1,15	0,69	7	0,22	19
2005	17,66	1	0,1	13	0,26	20
2006	47,53	0,69	1	7	0,15	13
2007	10,87	0,9	0,8	7	0,33	14
2008	11,99	0,35	0,12	25	0,1	50
2009	6,17	0,35	0,15	35	0,13	80

Groupe de ressources - Gaz - Centre de l'Alberta - Classique - Mannville						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	566,82	1,2	0,7	4	0,58	12
2002	30,37	0,68	0,42	7	0,42	18
2003	50,61	0,74	0,7	9	0,38	18
2004	30,37	0,85	0,5	7	0,39	20
2005	30,37	0,67	0,62	7	0,51	20
2006	70,85	0,55	0,55	7	0,46	20
2007	48,58	0,64	0,65	7	2,2	27
2008	251,04	0,3	0,15	28	0,1	45
2009	142,74	0,35	0,22	25	0,1	45

Groupe de ressources - Gaz - Centre de l'Alberta - Classique - Mississippien, Dévonien supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	23,78	0,25	0,18	40	0,13	80
2002	22,34	0,8	0,67	7	0,2	19
2003	136,94	0,85	0,4	7	0,08	20
2004	12,25	0,5	0,3	7	0,7	28
2005	5,41	0,93	0,82	7	0,15	18
2006	59,1	1,9	0,45	7	0,28	20
2007	25,95	1,1	0,55	7	0,3	17
2008	28,24	0,3	0,2	27	0,1	45
2009	9,6	0,3	0,17	30	0,1	60

Groupe de ressources - Gaz - Centre de l'Alberta - Étanche - Colorado						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	0,84	0,65	0,4	7	0,1	20
2002	15,01	1,4	0,25	6	0,27	13
2003	2,4	0,58	0,33	7	0,29	20
2004	10,21	1,2	0,52	7	0,19	19
2005	6	0,95	0,38	7	0,15	20
2006	5,4	0,55	0,14	7	0,36	20
2007	4,8	0,9	0,82	7	0,5	20
2008	10,89	0,3	0,15	25	0,1	45
2009	13,16	0,4	0,25	20	0,1	42

Groupe de ressources - Gaz - Centre de l'Alberta - Étanche - Mannville						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	24	0,18	0,45	16	0,2	20
2002	3,84	0,8	0,9	15	0,45	37
2003	11,52	0,55	0,34	7	0,4	18
2004	47,05	1,1	0,9	7	0,6	15
2005	2,3	0,37	0,61	7	0,3	15
2006	8,16	1,2	0,31	8	0,35	20
2007	5,04	0,8	0,12	6	0,75	19
2008	9,73	0,4	0,15	30	0,1	50
2009	10,63	0,59	0,28	17	0,1	40

Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Classique - Tertiaire						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	7,98	0,25	0,18	40	0,13	80
2002	36,3	0,62	0,3	6	0,18	21
2003	5,19	0,7	0,32	7	0,28	18
2004	13,56	0,58	0,49	8	0,38	20
2005	53,4	0,25	0,18	40	0,13	80
2006	11,17	0,69	0,41	8	0,36	20
2007	48,67	0,65	0,4	7	1	25
2008	56,54	0,39	0,2	25	0,1	45
2009	29,04	0,37	0,28	25	0,11	45

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 2009 - 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
2001	22,94	0,65	0,9	7	0,25	16
2002	45,88	0,85	0,35	12	0,25	20
2003	5,74	0,65	0,4	7	0,22	20
2004	5,74	0,65	0,48	7	0,35	20
2005	13	0,69	0,6	9	0,2	20
2006	12,24	0,8	0,4	8	0,28	21
2007	7,65	0,5	0,35	10	0,85	21
2008	52,79	0,25	0,15	30	0,12	45
2009	46,9	0,2	0,15	40	0,13	60

Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Classique - Mannville						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	6,49	0,3	0,25	7	0,2	24
2002	4,38	0,65	0,26	7	0,1	20
2003	2,19	0,8	0,65	15	0,9	20
2004	5,6	1,1	0,4	6	0,52	19
2005	6,09	0,6	0,68	7	0,36	20
2006	2,68	3,5	0,4	4	0,22	20
2007	2,52	2	0,3	7	1,3	22
2008	26,51	0,35	0,17	25	0,13	45
2009	0,42	0,45	0,25	20	0,1	40

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

Année de raccorde-ment	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	12,98	0,65	0,35	10	0,3	22
2002	24,79	0,65	0,45	7	0,35	22
2003	35,41	0,8	0,35	7	0,22	20
2004	8,85	0,65	0,45	7	0,22	20
2005	59,02	0,45	0,8	9	0,25	17
2006	118,03	1,3	0,4	7	0,1	28
2007	59,02	1,1	0,4	8	0,22	19
2008	130,78	0,37	0,2	25	0,1	45
2009	94,5	0,3	0,2	25	0,1	45

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

Année de raccorde-ment	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	55,46	0,4	0,35	7	0,89	28
2002	521,02	0,45	0,65	8	0,52	20
2003	9,24	0,55	0,3	9	0,45	25
2004	21,01	0,89	0,35	10	0,11	30
2005	16,81	0,15	0,35	7	0,58	26
2006	31,93	0,68	0,62	7	0,32	20
2007	151,26	0,35	0,13	15	1,25	24
2008	56,05	0,57	0,2	25	0,11	44
2009	56,88	0,4	0,17	20	0,1	45

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

Année de raccorde-ment	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	10,49	0,25	0,2	7	0,33	60
2002	11,01	0,45	0,25	7	2,5	35
2003	55,6	0,2	0,08	7	0,22	25
2004	94,41	0,1	0,12	16	0,12	30
2005	19,93	0,35	0,1	10	1	48
2006	3,67	0,45	0,62	7	0,58	20
2007	20,98	0,15	0,26	7	0,55	22
2008	2,23	0,75	0,25	20	0,1	40
2009	15,83	0,65	0,3	25	0,1	45

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

Année de raccorde-ment	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	0,78	0,2	0,35	7	1,3	32
2002	7,82	2	0,4	7	0,22	20
2003	14,91	1,1	0,42	7	0,35	20
2004	21,12	0,1	0,2	20	0,18	30
2005	1,67	1	0,62	7	0,25	15
2006	13,04	0,65	0,35	7	0,25	20
2007	2,61	0,45	0,55	7	0,35	16
2008	29,78	0,3	0,16	30	0,1	45
2009	2,43	0,35	0,25	25	0,11	45

Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Étanche - Mannville						
Année de raccorde-ment	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	15,1	0,75	0,5	7	0,2	20
2002	105,68	0,75	0,45	7	0,23	20
2003	30,19	0,55	0,44	7	0,3	20
2004	30,19	0,63	0,3	7	0,25	20
2005	63,4	0,55	0,4	7	0,25	20
2006	33,97	0,75	0,6	7	0,22	15
2007	83,03	0,85	0,58	7	0,13	13
2008	359,48	0,45	0,27	20	0,1	45
2009	257,93	0,48	0,3	30	0,1	45

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Classique - Colorado supérieur						
Année de raccorde-ment	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	40,62	0,4	0,2	12	0,15	45
2002	30,56	0,85	0,1	11	0,3	20
2003	17,41	0,65	0,4	7	0,22	25
2004	41,58	0,5	0,3	7	0,22	20
2005	18,57	0,25	0,3	10	0,2	36
2006	34,81	0,65	0,45	7	0,2	18
2007	14,31	1,3	0,3	8	0,6	25
2008	41,05	0,23	0,17	20	0,1	45
2009	6,93	0,45	0,25	25	0,1	45

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Classique - Colorado, Mannville						
Année de raccorde-ment	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	29,12	0,55	0,4	7	0,32	20
2002	68,42	0,6	0,73	8	0,32	14
2003	33,75	0,8	0,44	7	0,27	15
2004	69,65	0,3	0,49	7	0,18	26
2005	43,92	0,4	0,32	7	0,21	20
2006	18,49	0,27	0,59	17	0,22	28
2007	22,19	1,1	0,9	7	0,32	15
2008	74,52	0,45	0,2	25	0,1	45
2009	33,68	0,37	0,25	25	0,1	45

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Classique - Jurassique, Trias, Permien						
Année de raccorde-ment	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	33,52	0,27	0,25	32	0,22	43
2002	18,12	0,2	0,2	23	0,1	45
2003	30,8	0,35	0,45	7	0,08	26
2004	43,03	0,25	0,3	7	0,28	20
2005	12,68	0,3	1,2	6	0,5	14
2006	50,73	0,45	0,35	7	0,5	20
2007	36,23	0,75	0,55	7	0,22	20
2008	36,24	0,45	0,23	24	0,1	45
2009	51,91	0,2	0,18	30	0,12	45

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Classique - Mississippien						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	16,4	0,65	0,35	7	0,15	20
2002	188,63	0,25	0,45	7	0,15	16
2003	118,92	0,5	0,2	7	0,12	20
2004	135,32	0,65	0,2	7	0,12	40
2005	39,78	0,65	0,18	9	0,18	50
2006	78,73	0,55	0,22	7	0,38	22
2007	36,09	0,49	0,3	18	0,7	25
2008	82,95	0,3	0,2	25	0,1	45
2009	45,59	0,3	0,25	25	0,1	45

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Classique - Dévonien supérieur, Dévonien moyen						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	16,07	0,28	0,15	20	0,5	40
2002	126,55	0,05	0,3	28	0,1	50
2003	40,18	0,15	0,6	14	0,12	19
2004	28,12	0,25	0,22	20	0,1	45
2005	70,31	0,2	0,15	20	0,7	45
2006	15,07	0,25	0,3	7	0,22	20
2007	40,68	0,25	1,8	7	0,3	20
2008	5,78	0,39	0,18	22	0,1	45
2009	2,81	0,35	0,2	20	0,1	40

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Étanche - Colorado						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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	3,51	0,25	0,18	40	0,13	80
2003	1,58	1,2	0,95	7	0,55	20
2004	2,74	0,15	0,7	40	0,15	45
2005	5,76	0,7	0,18	25	1	52
2006	0,5	0,9	0,1	5	0,22	20
2007	12,1	1,2	0,4	9	0,9	30
2008	0,85	0,2	0,15	25	0,1	45
2009	2,37	0,38	0,25	25	0,1	40

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Étanche - Mannville						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	0,96	0,65	0,4	7	0,22	20
2002	11,25	1,2	0,8	7	0,6	500
2003	2,16	0,25	0,18	40	0,13	80
2004	2,59	1,2	0,65	7	0,35	20
2005	10,4	1,5	0,85	7	0,55	20
2006	14,06	1,8	0,45	7	0,2	20
2007	0,9	0,27	0,19	25	0,1	45
2008	0	0	0	0	0	0

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Étanche - Jurassique						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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	4,98	0,85	0,75	7	0,22	20
2007	31,83	0,8	0,6	7	0,4	20
2008	31,34	0,3	0,2	25	0,1	45
2009	8,31	0,3	0,2	31	0,1	45

Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Classique - Colorado						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	24,78	1,2	0,55	6	0,5	20
2002	9,09	0,95	0,57	7	0,35	20
2003	28,91	1,9	1,2	7	0,45	15
2004	24,78	1,6	0,8	7	0,2	20
2005	28,91	0,95	0,85	7	0,25	20
2006	28,91	0,25	0,18	40	0,13	80
2007	8,26	0,25	0,18	40	0,13	80
2008	9,33	0,3	0,2	20	0,1	40
2009	7,42	0,35	0,25	25	0,1	45

Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Classique - Mannville, Jurassique						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	25,07	0,7	0,6	7	0,28	20
2002	19,73	0,25	0,18	40	0,13	80
2003	65,76	0,9	0,32	11	0,25	38
2004	51,37	0,75	0,4	7	0,15	45
2005	104,8	1,05	0,85	7	0,25	17
2006	115,07	0,95	0,53	7	0,45	25
2007	105,59	0,27	0,75	11	0,7	25
2008	52,25	0,3	0,2	25	0,1	45
2009	84,82	0,3	0,22	25	0,1	45

Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Classique - Trias						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	32,6	0,65	0,4	7	0,35	20
2002	34,02	0,45	0,38	7	0,22	40
2003	24,44	0,5	0,62	7	0,18	20
2004	30,33	1,1	0,62	8	0,22	20
2005	53,87	0,65	0,5	7	0,22	20
2006	62,37	1,3	0,75	7	0,3	14
2007	59,54	0,6	0,2	19	0,45	25
2008	12,29	0,22	0,18	20	0,1	45
2009	12,46	0,23	0,2	25	0,11	45

Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Classique - Dévonien supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	4,33	0,7	1	7	0,25	20
2002	7,48	0,5	0,3	20	0,22	30
2003	15,75	0,3	0,8	7	0,12	13
2004	15,75	0,3	0,8	7	0,12	13
2005	0,8	1,6	0,4	12	0,22	20
2006	5,12	0,25	0,18	40	0,13	80
2007	13,78	0,75	0,38	7	0,22	20
2008	6,72	0,35	0,18	25	0,1	45

Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Étanche - Colorado, Mannville						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	106,94	1,05	0,75	7	0,2	15
2002	48,38	1,2	0,4	7	0,22	20
2003	53,38	0,26	0,45	10	0,16	40
2004	73,93	0,7	0,4	7	0,22	20
2005	109,49	0,95	0,6	7	0,35	18
2006	211,33	0,95	0,55	7	0,22	20
2007	99,3	1,1	0,3	10	0,75	22
2008	93,81	0,35	0,25	25	0,1	45
2009	92,23	0,43	0,3	25	0,1	45

Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Étanche - Colorado, Trias						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	5,42	0,2	0,15	20	0,1	40
2002	7,76	0,25	0,15	20	0,1	45
2003	8,59	0,2	0,15	15	0,1	40
2004	10,49	0,25	0,15	25	0,1	45
2005	17,75	0,25	0,15	25	0,1	45
2006	23,31	0,25	0,15	25	0,11	45
2007	29	0,25	0,15	25	0,1	45
2008	23,91	0,25	0,18	40	0,13	80
2009	38,72	0,4	0,32	25	0,1	45

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Classique - Crétacé supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	14,64	0,95	0,6	7	0,3	20
2002	13,18	1,05	0,55	7	0,18	16
2003	27,82	1	0,65	7	0,17	20
2004	26,35	0,45	0,65	10	0,25	20
2005	18,67	0,65	0,4	7	0,24	20
2006	13,36	0,55	0,4	7	0,15	16
2007	10,07	1,3	0,25	10	0,3	18
2008	7,4	0,28	0,18	25	0,1	45
2009	8,27	0,22	0,17	25	0,1	45

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Classique - Colorado supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	63,32	1,05	0,3	6	0,22	20
2002	32,16	1,15	0,4	6	0,22	20
2003	25,58	1,15	0,45	6	0,22	20
2004	42,29	1,25	0,42	7	0,22	20
2005	31,91	0,95	0,4	7	0,28	20
2006	81,04	0,97	0,4	6	0,3	20
2007	63,32	1,25	0,3	7	0,22	20
2008	12,57	1,25	0,4	6	0,22	20
2009	6,15	1,25	0,4	7	0,22	20

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Classique - Mannville, Jurassique						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	2,01	0,9	0,6	7	0,14	20
2002	2,31	0,35	0,07	20	0,25	85
2003	6,7	1,3	0,2	10	0,25	72
2004	18,48	1,2	0,65	7	0,22	15
2005	26,57	1,6	0,9	7	0,58	12
2006	25,06	0,87	0,5	7	0,26	22
2007	32,34	0,8	0,4	12	0,25	30
2008	15,75	0,28	0,17	25	0,1	45
2009	3,42	0,5	0,25	25	0,15	45

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Classique - Trias						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	14,96	0,2	0,22	10	0,23	20
2002	26,23	0,35	0,4	7	0,22	20
2003	26,23	0,85	0,4	7	0,22	20
2004	40,11	0,8	0,5	7	0,28	20
2005	45,36	0,65	0,5	10	0,25	22
2006	34,87	0,55	0,35	7	0,65	27
2007	32,4	0,6	0,75	7	0,25	20
2008	5,95	0,4	0,2	25	0,1	45
2009	7,4	0,35	0,25	20	0,1	40

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Classique - Dévonien supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	17,47	0,85	0,65	7	0,3	20
2002	22,91	0,8	0,35	15	0,18	20
2003	9,89	0,7	0,75	7	0,23	15
2004	36,26	0,65	0,18	7	0,2	20
2005	7,75	0,85	0,75	12	0,5	27
2006	0	0,25	0,18	40	0,13	80
2007	44,99	0,12	0,18	500	0,13	80
2008	0	0,25	0,15	252	0,1	45
2009	7,25	0,28	0,16	20	0,1	45

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Étanche - Colorado supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	63,69	0,85	0,4	7	0,22	20
2002	62,09	1,3	0,2	7	0,18	20
2003	48,07	0,65	0,4	7	0,22	20
2004	120,17	0,75	0,45	7	0,22	20
2005	176,24	0,85	0,4	9	0,22	20
2006	244,34	0,85	0,4	7	0,22	20
2007	186,26	1,1	0,6	7	0,22	18
2008	56,46	0,32	0,22	25	0,1	45
2009	49,8	0,4	0,25	25	0,1	45

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Étanche - Colorado						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	55,18	0,25	1,2	7	0,28	16
2002	34,38	0,4	0,65	11	0,45	25
2003	49,45	0,65	0,6	7	0,28	20
2004	35,66	0,35	0,5	12	0,4	20
2005	36,08	0,7	0,6	9	0,3	20
2006	40,75	0,62	0,47	7	0,22	20
2007	92,96	1	0,45	7	0,3	20
2008	22,72	0,32	0,17	25	0,11	45
2009	5,65	0,31	0,2	25	0,1	45

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Étanche - Mannville, Jurassique						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	139,34	1,6	0,65	5	0,27	20
2002	141,07	0,6	0,5	7	0,3	25
2003	227,89	0,65	0,58	7	0,26	20
2004	477,48	0,5	0,65	7	0,29	18
2005	629,4	0,65	0,6	7	0,25	20
2006	933,25	0,65	0,5	7	0,22	20
2007	1167,65	0,75	0,5	7	0,22	25
2008	351,75	0,23	0,15	25	0,1	45
2009	267,42	0,35	0,25	25	0,1	45

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Étanche - Trias						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	4,12	0,1	0,05	10	0,05	45
2002	1,76	0,12	0,1	20	0,1	45
2003	2,68	0,15	0,1	25	0,1	45
2004	4,36	0,2	0,15	20	0,1	45
2005	7,86	0,23	0,15	25	0,1	45
2006	5,67	0,25	0,15	25	0,1	45
2007	2,52	0,25	0,17	25	0,1	45
2008	10,08	0,3	0,2	25	0,1	45
2009	24,74	0,3	0,15	25	0,1	45

Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de l'Alberta - Classique - Mannville, Dévonien supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	330,15	0,35	0,25	7	0,15	20
2002	170,77	0,25	0,28	7	0,2	20
2003	235,28	0,45	0,3	7	0,27	20
2004	201,12	0,1	0,38	7	0,24	20
2005	159,38	0,65	0,45	7	0,22	24
2006	221,99	0,65	0,4	7	0,25	20
2007	208,71	0,65	0,43	7	0,22	20
2008	46,15	0,3	0,18	25	0,1	45
2009	29,71	0,3	0,2	25	0,1	45

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Colorado supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	2,76	0,35	2	12	0,08	21
2002	2,24	0,5	0,25	7	0,33	20
2003	12,5	0,35	0,5	8	0,5	20
2004	18,66	0,65	0,4	7	0,32	20
2005	31,15	0,65	0,55	7	0,42	20
2006	12,13	0,85	0,55	7	0,5	20
2007	14,74	0,85	1,2	7	0,15	15
2008	1,03	0,25	0,15	25	0,12	45
2009	0,65	0,3	0,15	25	0,1	45

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Colorado, Mannville supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	14,79	0,95	0,65	7	0,4	20
2002	3,41	1,2	0,7	7	1,2	20
2003	6,83	0,4	0,4	7	0,75	20
2004	17,92	0,65	0,7	7	0,25	18
2005	35,83	0,5	0,4	7	0,45	20
2006	37,82	0,8	0,5	7	0,78	22
2007	48,91	0,37	0,85	15	0,25	30
2008	8,91	0,32	0,15	25	0,11	45
2009	5,21	0,45	0,25	25	0,1	45

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Mannville moyen, Mannville inférieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	35,88	0,95	0,3	7	0,18	20
2002	28,7	1,4	0,65	9	0,35	20
2003	34,8	0,65	1,3	9	0,55	13
2004	36,96	0,05	0,9	10	0,65	20
2005	52,03	1,05	0,95	7	0,4	20
2006	129,17	1,15	0,75	7	0,25	16
2007	147,83	1,55	0,45	9	0,25	30
2008	26,22	0,4	0,2	25	0,1	45
2009	16,59	0,5	0,3	25	0,1	45

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Trias supérieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	17,21	0,25	0,3	7	0,38	25
2002	21,51	1,8	0,85	7	0,25	20
2003	40,45	0,65	1,6	7	0,35	14
2004	22,37	0,55	0,1	17	0,5	35
2005	24,53	1,6	0,5	6	0,55	20
2006	64,54	0,7	0,65	10	0,55	23
2007	35,28	1,65	0,65	7	0,3	20
2008	8,66	0,4	0,2	23	0,11	45
2009	2,19	0,5	0,2	25	0,1	45

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Trias inférieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	26,64	0,45	0,6	7	0,38	20
2002	36,46	0,95	0,5	7	0,25	16
2003	28,33	1,1	0,6	7	0,2	20
2004	31,13	0,7	0,7	7	0,15	29
2005	39,97	1,15	0,6	7	0,25	20
2006	91,15	1,4	0,35	7	0,35	20
2007	105,17	1,05	0,7	5	0,3	20
2008	12,4	0,3	0,2	25	0,1	45
2009	14,06	0,42	0,3	25	0,13	45

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Mississippien						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	71,28	0,35	0,5	10	0,55	20
2002	45,94	1,8	0,2	8	0,85	16
2003	68,11	0,45	0,85	12	0,23	28
2004	92,27	0,25	0,45	8	0,25	20
2005	121,97	0,3	0,95	10	0,28	22
2006	73,66	0,9	0,75	7	0,25	15
2007	71,28	1,75	0,95	7	0,25	15
2008	50,05	0,35	0,2	25	0,12	45
2009	19,17	0,4	0,3	25	0,12	45

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Dévonien supérieur, Dévonien moyen						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	4,14	0,65	0,25	9	0,2	20
2002	25	0,2	0,65	25	0,22	40
2003	2,29	0,75	1,2	7	0,85	30
2004	11,23	0,75	1,2	7	0,85	30
2005	17,39	0,1	0,95	10	0,24	28
2006	13,77	1,43	0,3	9	0,25	20
2007	27,05	3	2,5	7	1,5	30
2008	1,08	0,45	0,25	25	0,1	45
2009	1,45	0,3	0,2	25	0,1	45

Groupe de ressources - Gaz - Nord-ouest de l'Alberta - Classique - Mannville						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	76,31	0,6	0,3	7	0,25	20
2002	58,09	0,75	0,35	7	0,22	20
2003	63,37	0,7	0,3	9	0,18	20
2004	58,09	0,5	0,25	10	0,15	20
2005	52,02	0,05	0,4	7	0,22	20
2006	53,34	0,35	0,18	7	0,13	500
2007	38,55	0,7	0,4	8	0,35	20
2008	22,86	0,18	0,15	25	0,1	45
2009	5,14	0,18	0,17	25	0,1	45

Groupe de ressources - Gaz - Nord-ouest de l'Alberta - Classique - Mississippien						
Année de raccorde-ment	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	33,8	0,4	0,5	7	0,24	20
2002	29,62	0,65	0,55	7	0,27	15
2003	20,56	0,85	0,3	7	0,15	20
2004	27,88	0,68	0,75	7	0,25	20
2005	36,59	0,65	0,4	7	0,22	20
2006	28,93	0,95	0,32	5	0,14	20
2007	21,08	0,95	0,55	7	0,45	20
2008	6,18	0,2	0,17	25	0,11	45
2009	1,45	0,2	0,18	25	0,1	45

Groupe de ressources - Gaz - Nord-ouest de l'Alberta - Classique - Dévonien supérieur						
Année de raccorde-ment	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	83,3	1,05	0,5	7	0,7	20
2002	99,96	1,5	1,1	7	0,32	15
2003	109,96	0,95	0,4	10	0,75	25
2004	119,95	1,1	0,9	4	0,4	10
2005	55,98	1,25	1,1	7	0,7	20
2006	129,95	2,7	0,45	7	0,3	20
2007	38,98	1,8	0,5	7	0,4	20
2008	12,86	0,4	0,22	25	0,1	45
2009	12,61	0,5	0,25	25	0,11	45

Groupe de ressources - Gaz - Nord-ouest de l'Alberta - Classique - Dévonien moyen						
Année de raccorde-ment	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	5,45	1,2	1,15	7	0,65	25
2002	6,26	1,45	1,25	10	0,4	25
2003	15,25	0,75	0,85	7	0,75	20
2004	24,51	0,95	0,7	7	0,58	20
2005	28,05	0,9	0,75	7	0,85	19
2006	18,25	2,7	1,3	7	0,3	20
2007	18,25	1,6	1,3	7	0,3	20
2008	8,27	0,45	0,25	25	0,12	45
2009	8,56	0,35	0,25	25	0,12	45

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (C.B.) - Classique - Colorado						
Année de raccorde-ment	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	15,1	1,85	0,6	10	0,3	20
2002	8,33	0,45	0,6	10	0,3	20
2003	6,25	1,95	1,45	10	0,6	25
2004	61,17	0,45	0,85	7	0,35	15
2005	26,29	0,8	0,65	7	0,2	18
2006	1,18	1,45	0,65	7	0,22	20
2007	0,23	0,25	0,18	40	0,13	80
2008	1,02	0,45	0,25	25	0,12	45
2009	0,98	0,2	0,15	25	0,1	45

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (C.-B.) - Classique - Trias inférieur						
Année de raccorde-ment	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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	0,68	1,3	0,75	20	0,65	30
2004	1,31	3,5	0,75	8	0,75	20
2005	32,97	0,15	0,25	20	0,18	30
2006	11,07	0,45	0,32	8	0,75	30
2007	38,2	0,15	0,35	7	0,22	20
2008	22,19	0,3	0,27	25	0,13	45
2009	63,16	0,2	0,15	25	0,12	45

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (C.-B.) - Étanche - Colorado						
Année de raccorde-ment	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	7,2	1,85	0,3	6	0,2	20
2002	18,42	1,45	0,4	6	0,22	20
2003	19,43	1,25	0,95	7	0,25	15
2004	4,78	1,25	0,4	7	0,25	20
2005	3,14	1,65	0,25	14	0,18	25
2006	12,09	1,4	0,6	7	0,22	22
2007	15,2	0,3	0,25	7	0,22	20
2008	4,52	0,33	0,15	25	0,1	45
2009	1,39	0,45	0,25	25	0,1	45

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (C.-B.) - Étanche - Mannville						
Année de raccorde-ment	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	19,15	0,85	0,7	18	0,3	22
2002	15,11	1,95	0,45	7	0,25	20
2003	40,86	1,25	0,37	7	0,22	20
2004	95,76	1,8	0,5	7	0,27	20
2005	185,14	1,8	0,6	7	0,25	20
2006	323,46	1,95	0,65	7	0,3	20
2007	238,34	1,95	0,85	7	0,3	20
2008	96,66	0,4	0,18	25	0,12	45
2009	71,6	0,2	0,15	25	0,12	45

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (C.-B.) - Étanche - Trias inférieur						
Année de raccorde-ment	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - Comm. en Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2008	18,58	0,42	0,19	25	0,12	45
2009	13,76	0,21	0,16	25	0,12	45

Groupe de ressources - Gaz - Fort St. John - Classique - Mannville						
Année de raccorde-ment	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	64,13	0,55	0,35	7	0,31	20
2002	48,88	1,05	0,4	7	0,21	20
2003	64,62	1	0,4	8	0,22	20
2004	128,26	0,65	0,4	7	0,3	20
2005	140,36	0,45	0,55	7	0,3	17
2006	223,85	0,95	0,45	7	0,22	20
2007	159,96	0,8	0,55	7	0,22	20
2008	55,65	0,24	0,16	25	0,1	45
2009	21,24	0,22	0,17	25	0,12	45

Groupe de ressources - Gaz - Fort St. John - Classique - Trias						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	46,14	0,75	0,35	7	0,25	20
2002	40,29	0,95	0,45	5	0,3	20
2003	44,6	1,15	0,55	7	0,3	20
2004	79,97	0,85	0,42	7	0,25	20
2005	103,81	0,9	0,42	7	0,27	20
2006	138,41	0,7	0,6	9	0,22	20
2007	216,09	0,9	0,5	7	0,22	20
2008	92,35	0,3	0,15	25	0,1	45
2009	184,49	0,25	0,17	25	0,12	45

Groupe de ressources - Gaz - Fort St. John - Classique - Permien, Mississippien						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	1,55	0,15	0,74	7	0,45	25
2002	3,76	0,18	0,85	7	0,18	20
2003	5,49	0,3	0,15	7	0,45	20
2004	4,84	0,1	0,32	12	0,4	55
2005	5,2	1	0,25	10	0,15	20
2006	9,18	0,65	0,5	7	0,3	20
2007	31,81	0,15	0,2	7	0,15	20
2008	7,04	0,25	0,15	25	0,12	45
2009	22,48	0,25	0,18	25	0,1	45

Groupe de ressources - Gaz - Fort St. John - Classique - Dévonien supérieur, Dévonien moyen						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	188,89	0,3	1,05	7	0,75	25
2002	58,12	0,25	1,3	6	0,85	18
2003	104,62	0,6	0,52	7	0,22	25
2004	19,91	0,9	0,25	7	0,15	20
2005	37,78	0,25	0,68	7	0,43	20
2006	13,66	0,9	0,4	7	0,3	20
2007	11,91	0,1	0,9	8	0,4	25
2008	0	0	0	0	0	0
2009	6,13	0,22	0,18	25	0,12	45

Groupe de ressources - Gaz - Fort St. John - Étanche - Trias						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - Comm. en Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2008	146,47	0,22	0,16	25	0,12	45
2009	40,08	0,37	0,22	25	0,12	45

Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de la C.-B. - Classique - Mannville inférieur						
Année de raccordement	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	18,71	0,65	0,35	7	0,22	20
2002	8,59	0,45	0,2	7	0,22	20
2003	8,27	1,35	0,4	7	0,22	20
2004	3,05	0,55	0,1	5	0,05	20
2005	2,13	0,1	0,4	10	0,22	25
2006	3,92	0,45	0,25	7	0,14	20
2007	3,92	0,45	0,25	7	0,14	20
2008	1,52	0,25	0,15	25	0,12	45
2009	0,37	0,95	0,35	4	0,22	20

Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de la C.-B. - Classique - Permien, Mississippien						
Année de raccorde-ment	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	9,78	0,1	0,55	30	0,48	45
2002	33,79	0,25	0,24	7	0,3	22
2003	11,38	0,1	0,65	7	0,5	25
2004	24,9	0,65	0,55	20	0,45	35
2005	30,23	0,45	0,3	10	0,25	30
2006	23,83	1,35	0,6	7	0,3	20
2007	7,2	0,25	0,12	7	0,1	20
2008	1,86	0,2	0,15	25	0,12	45
2009	1,02	0,24	0,22	25	0,12	45

Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de la C.-B. - Classique - Dévonien supérieur, Dévonien moyen						
Année de raccorde-ment	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	100,2	0,13	0,1	30	0,15	45
2002	22,74	0,65	0,55	7	0,47	20
2003	57,81	1,25	0,45	7	0,3	20
2004	123,32	0,65	0,35	7	0,2	20
2005	67,44	0,15	0,35	7	0,18	15
2006	55,11	0,75	0,55	7	0,22	18
2007	21,27	0,2	0,65	7	0,3	20
2008	6,23	0,4	0,15	25	0,12	45
2009	0,4	0,2	0,15	25	0,12	45

Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de la C.-B. - Étanche - Dévonien supérieur						
Année de raccorde-ment	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	86,38	0,95	0,5	7	0,23	15
2002	93,94	1,35	0,5	7	0,25	20
2003	252,03	1,35	0,4	7	0,33	20
2004	286,4	1,35	0,5	7	0,28	20
2005	325,35	1,55	0,5	7	0,25	20
2006	253,18	1,65	0,65	6	0,27	15
2007	350,56	1,95	0,65	6	0,27	20
2008	82,11	0,4	0,2	25	0,14	45
2009	47,75	0,25	0,2	25	0,13	45

Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de la C.-B. - Schiste - Dévonien moyen						
Année de raccorde-ment	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - Comm. en Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2008	6 (PI)	1,16	0,27	13	0,22	25
2009	6 (PI)	1,16	0,27	13	0,22	25

PI - Production initiale par raccorde-ment

Groupe de ressources - Gaz - Piémonts de la C.-B. - Classique - Colorado, Mannville						
Année de raccorde-ment	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - Comm. en Mpi ³ /j	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
2003	4,56	0,5	0,45	15	0,2	20
2004	22,01	0,65	0,4	15	0,37	25
2005	25,93	0,65	0,6	7	0,25	20
2006	30,84	0,65	0,4	9	0,22	25
2007	46,25	0,65	0,5	7	0,25	20
2008	37,52	0,25	0,15	25	0,12	45
2009	31,91	0,25	0,15	25	0,12	45

Groupe de ressources - Gaz - Piémonts de la C.-B. - Classique - Trias, Permien, Mississippien						
Année de raccorde-ment	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	58,91	0,6	0,05	7	0,22	35
2002	21,46	0,05	0,45	5	0,3	25
2003	147,26	0,05	0,45	10	0,2	25
2004	114,45	0,3	0,4	25	0,22	35
2005	80,78	0,3	0,25	7	0,12	20
2006	207,01	0,3	0,22	7	0,12	20
2007	143,06	0,5	0,45	7	0,22	25
2008	129,41	0,2	0,16	25	0,11	45
2009	70,74	0,25	0,2	25	0,12	45

Groupe de ressources - Gaz - Sud-ouest de la Saskatchewan - Étanche - Colorado supérieur						
Année de raccorde-ment	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	78,67	0,62	0,3	7	0,22	20
2002	131,64	0,65	0,26	7	0,2	20
2003	173,07	0,55	0,32	7	0,22	20
2004	163,11	0,8	0,25	7	0,22	20
2005	175,69	0,9	0,4	7	0,27	20
2006	165,21	0,95	0,4	5	0,3	20
2007	178,32	0,95	0,45	7	0,22	20
2008	52,87	0,35	0,18	25	0,12	45
2009	21,71	0,28	0,2	25	0,12	45

Groupe de ressources - Gaz - Ouest de la Saskatchewan - Classique - Colorado						
Année de raccorde-ment	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	7,77	0,8	0,48	7	0,25	20
2002	5,57	1,8	0,4	5	0,35	20
2003	11,82	1	0,55	7	0,22	20
2004	27,23	1,5	0,45	6	0,25	20
2005	36,91	2,5	0,55	5	0,4	18
2006	31,24	0,95	0,7	8	0,25	20
2007	27,59	1	0,55	8	0,22	15
2008	7,5	0,25	0,18	25	0,12	45
2009	4,56	0,35	0,2	25	0,1	45

Groupe de ressources - Gaz - Ouset de la Saskatchewan - Classique - Mannville moyen, Mannville inférieur, Mississippien						
Année de raccorde-ment	Taux de production du groupe au 31 décembre 2009 - 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
2001	28,12	0,85	0,6	7	0,35	20
2002	23,16	0,5	0,35	7	0,45	20
2003	26,47	0,85	0,65	7	0,4	20
2004	41,35	0,75	0,65	7	0,55	20
2005	52,93	0,95	0,65	7	0,5	23
2006	57,35	0,8	0,45	7	0,35	20
2007	42,73	0,7	0,5	8	0,3	20
2008	8,08	0,3	0,18	25	0,12	45
2009	6,62	0,4	0,25	25	0,12	45

A4 Paramètres de diminution selon les regroupements de raccordements gaziers futurs

Groupe de ressources - Gaz - MH Alberta - Mannville										
Année de raccordement	Production de pointe 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	Quatrième taux 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	0,34	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2007	0,38	0,01	0,4	15	0,2	30	0,15	50	0,1	100
2008	0,38	0,01	0,4	15	0,2	30	0,15	50	0,1	100
2009	0,38	0,01	0,4	15	0,2	30	0,15	50	0,1	100
2010	0,38	0,01	0,4	15	0,2	30	0,15	50	0,1	100
2011	0,38	0,01	0,4	15	0,2	30	0,15	50	0,1	100
2012	0,38	0,01	0,4	15	0,2	30	0,15	50	0,1	100
2012	0,38	0,01	0,40	15	0,20	30	0,15	50	0,10	100

Groupe de ressources - Gaz - MH Alberta - Horseshoe Canyon										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2004	0,09	0,1	0,14	12	0,2	25	0,12	45	0,1	90
2005	0,08	0,2	0,18	10	0,16	20	0,12	45	0,1	90
2006	0,09	0,22	0,18	10	0,15	20	0,12	45	0,1	90
2007	0,09	0,55	0,2	6	0,16	20	0,12	45	0,1	90
2008	0,08	0,45	0,2	6	0,16	20	0,12	45	0,1	90
2009	0,08	0,65	0,2	4	0,12	30	0,12	45	0,12	90
2010	0,08	0,55	0,2	5	0,16	20	0,12	45	0	0
2011	0,08	0,55	0,2	5	0,16	20	0,12	45	0	0
2012	0,08	0,55	0,2	5	0,16	20	0,12	45	0	0
2013	0,08	0,55	0,2	5	0,16	20	0,12	45	0	0

Groupe de ressources - Gaz - MH Alberta - Autre										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2004	0,05	0,65	0,4	7	0,1	15	0,05	45	0,05	90
2005	0,04	0,55	0,25	7	0,15	20	0,05	45	0,05	90
2006	0,07	0,65	0,3	7	0,15	20	0,05	45	0,05	90
2007	0,08	0,7	0,3	7	0,15	20	0,05	45	0,05	90
2008	0,06	0,65	0,3	7	0,15	20	0,05	45	0,05	90
2009	0,06	0,65	0,3	7	0,15	20	0,05	45	0,05	90
2010	0,06	0,65	0,3	7	0,15	20	0,05	45	0	0
2011	0,06	0,65	0,3	7	0,15	20	0,05	45	0	0
2012	0,06	0,65	0,3	7	0,15	20	0,05	45	0	0
2013	0,06	0,65	0,3	7	0,15	20	0,05	45	0	0

Groupe de ressources - Gaz - Sud de l'Alberta - Classique - Tertiaire, Crétacé supérieur, Colorado supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	0,1	0,15	0,3	7	0,1	20	0,08	40	0,05	90
2002	0,16	0,55	0,4	7	0,18	20	0,1	45	0,1	90
2003	0,08	0,15	0,14	15	0,12	30	0,1	55	0,1	90
2004	0,14	0,55	0,3	7	0,15	20	0,12	45	0,12	90
2005	0,07	0,25	0,3	7	0,2	20	0,15	45	0,12	90
2006	0,09	0,55	0,3	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2007	0,08	0,4	0,25	7	0,18	20	0,16	45	0,12	90
2008	0,08	0,3	0,35	10	0,25	20	0,3	45	0,12	90
2009	0,08	0,2	0,55	8	0,48	20	0,2	45	0,12	90
2010	0,12	0,75	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,11	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,11	0,6	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,11	0,6	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90

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

Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	0,49	0,45	0,45	7	0,4	20	0,16	45	0,1	90
2002	0,44	0,55	0,45	7	0,25	20	0,18	45	0,12	90
2003	0,24	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2004	0,25	0,65	0,4	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2005	0,19	0,35	0,55	10	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,16	0,65	0,52	7	0,25	30	0,16	50	0,12	90
2007	0,12	0,35	0,5	10	0,3	20	0,14	45	0,12	90
2008	0,1	0,35	0,45	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,13	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,16	0,65	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,15	0,65	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,15	0,65	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,15	0,65	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90

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

Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	0,6	0,9	0,6	12	0,35	20	0,19	45	0,12	98
2002	0,6	0,7	0,65	15	0,4	25	0,2	41	0,12	87
2003	0,34	0,2	0,7	7	0,4	12	0,41	25	0,3	60
2004	0,37	0,62	0,8	7	0,42	11	0,6	18	0,25	24
2005	0,34	0,6	0,61	7	0,35	18	0,95	23	0,25	30
2006	0,25	0,65	0,6	7	0,2	26	1,1	35	0,5	46
2007	0,3	0,62	0,52	10	1,9	25	1,8	30	0,12	35
2008	0,35	0,4	0,3	10	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,27	0,65	0,4	7	0,27	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,25	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,25	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,24	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,23	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90

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

Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	0,09	0,8	0,2	9	0,21	22	0,11	40	0,12	98
2002	0,09	0,8	0,4	7	0,18	20	0,14	44	0,12	86
2003	0,08	0,65	0,38	7	0,22	16	0,18	30	0,12	73
2004	0,09	0,65	0,45	7	0,17	20	0,2	45	0,12	62
2005	0,08	0,9	0,25	7	0,25	20	0,16	50	0,12	70
2006	0,09	0,9	0,38	7	0,25	18	0,16	38	0,12	42
2007	0,08	0,8	0,4	7	0,22	18	1,8	25	0,12	31
2008	0,08	0,8	0,4	7	0,4	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,08	0,75	0,95	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,1	0,95	0,75	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,1	0,83	0,6	7	0,27	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,1	0,83	0,6	7	0,27	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,1	0,83	0,6	7	0,27	20	0,16	45	0,12	90

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

Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	0,26	0,75	0,32	9	0,3	21	0,19	50	0,12	90
2002	0,27	0,83	0,52	10	0,3	18	0,14	42	0,99	83
2003	0,19	0,9	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,99	68
2004	0,21	0,99	0,95	5	0,3	15	0,16	45	0,12	90
2005	0,17	1,2	0,4	8	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,13	0,8	0,42	11	0,26	20	0,16	38	0,12	90
2007	0,15	1,3	0,8	7	0,22	12	0,16	24	5	30
2008	0,15	0,65	0,6	7	0,25	20	0,18	45	0,12	90
2009	0,11	0,2	0,48	7	0,49	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,11	0,8	0,4	7	0,25	20	0,16	42	0,12	65
2011	0,11	0,8	0,4	7	0,25	20	0,16	42	0,12	65
2012	0,11	0,8	0,4	7	0,25	20	0,16	42	0,12	65
2013	0,11	0,8	0,4	7	0,25	20	0,16	42	0,12	65

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

Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	0,46	0,9	0,75	15	0,4	22	0,23	32	0,12	90
2002	0,33	1,2	0,4	7	0,35	20	0,15	45	0,12	84
2003	0,3	0,42	0,4	17	0,35	30	0,4	46	0,12	80
2004	0,2	0,5	0,95	15	0,85	21	0,28	31	0,12	48
2005	0,11	0,8	0,6	10	0,2	20	0,16	40	0,12	50
2006	0,23	1	0,9	7	0,7	16	0,22	21	0,12	35
2007	0,24	1,8	0,95	7	0,9	20	0,8	30	0,12	40
2008	0,28	0,65	0,95	7	0,45	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,3	0,8	0,75	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,07	0,65	0,4	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,11	0,7	0,45	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,16	0,75	0,5	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,22	0,8	0,55	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Sud-ouest de l'Alberta - Classique - Mannville moyen, Mannville inférieur

Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	0,65	0,65	0,39	7	0,58	18	0,23	45	0,1	90
2002	0,77	1,2	0,3	7	0,45	30	0,25	45	0,15	90
2003	0,65	0,01	0,92	16	0,05	22	0,3	25	0,12	90
2004	0,46	0,65	0,6	7	0,4	22	0,05	30	0,12	60
2005	0,66	1,15	0,48	9	0,4	22	0,16	48	0,12	70
2006	0,47	0,98	0,4	12	0,9	30	0,3	45	0,12	90
2007	0,47	0,6	0,42	7	0,9	17	0,16	60	0,12	80
2008	0,43	0,25	0,2	15	0,3	30	0,16	45	0,12	90
2009	0,48	0,45	0,4	7	0,55	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,97	0,75	0,65	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,92	0,65	0,58	7	0,3	25	0,16	45	0,12	90
2012	0,86	0,6	0,51	7	0,3	25	0,16	45	0,12	90
2013	0,81	0,55	0,44	7	0,3	25	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Sud-ouest de l'Alberta - Classique - Jurassique, Mississippien										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	1,15	0,95	0,2	12	0,15	25	0,16	45	0,12	90
2002	0,99	0,65	0,95	7	0,22	12	0,3	45	0,9	90
2003	0,65	0,4	0,41	7	0,25	20	0,08	43	1,5	71
2004	0,34	0,3	0,35	7	0,22	20	0,12	45	1,8	60
2005	0,51	0,65	0,6	7	0,21	20	1,3	51	8	58
2006	0,28	1,2	1,5	7	0,28	15	0,95	45	0,95	90
2007	0,34	1,15	0,3	10	1,2	25	2	32	0,12	90
2008	0,71	0,5	0,35	7	0,22	20	0,19	45	0,12	90
2009	0,13	0,7	0,55	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2010	0	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,11	0,7	0,45	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,11	0,7	0,45	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,11	0,7	0,45	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Sud-ouest de l'Alberta - Classique - Dévonien supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	1,91	1,4	0,4	7	0,2	20	0,15	45	0,1	90
2002	1,69	2,3	0,45	4	0,15	28	0,16	500	0,12	90
2003	2,03	0,65	0,6	7	0,1	17	0,55	25	0,2	32
2004	1,18	0,65	0,2	7	0,15	20	0,1	45	0,12	90
2005	0,1	0,18	0,2	10	0,15	16	0,16	40	0,12	90
2006	0,54	0,67	0,7	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2008	0,26	1,25	0,8	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,27	0,7	0,5	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,27	0,7	0,5	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,27	0,7	0,5	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,27	0,7	0,5	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,27	0,7	0,5	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Sud-ouest de l'Alberta - Étanche - Colorado supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	0,21	0,65	0,9	7	0,45	20	0,18	30	1,6	96
2002	0,18	0,65	0,4	7	0,7	30	0,12	45	3	87
2003	0,15	0,85	0,98	7	0,12	20	0,1	45	3	75
2004	0,16	0,85	0,58	7	0,75	20	0,14	37	3,5	61
2005	0,13	2,5	0,8	4	0,4	10	0,16	45	0,12	90
2006	0,07	1,3	0,5	7	0,2	16	0,38	22	0,12	90
2007	0,14	1,3	0,85	7	0,48	13	2,2	30	0,12	90
2008	0,06	0,99	0,75	7	0,5	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,16	1,45	0,65	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,14	1,2	0,75	7	0,4	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,13	1,2	0,75	7	0,4	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,12	1,2	0,75	7	0,4	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,11	1,2	0,75	7	0,4	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Sud-ouest de l'Alberta - Étanche - Colorado										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	0,31	1,3	0,78	5	1,2	8	0,3	10	0,2	90
2002	0,25	1,6	0,4	7	0,22	20	0,41	32	0,27	41
2003	0,22	0,65	0,23	7	0,26	20	0,12	40	0,75	62
2004	0,34	0,9	0,7	7	0,5	14	0,48	30	0,3	90
2005	0,24	1,2	1	7	0,25	16	0,2	500	0,1	90
2006	0,13	2,4	0,6	6	0,5	20	0,4	45	0,3	90
2007	0,41	0,3	1	15	1,5	22	1,7	35	0,12	90
2008	0,03	0,85	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,19	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,22	0,7	0,5	7	0,22	20	0,16	45	0	0
2011	0,22	0,7	0,5	7	0,22	20	0,16	45	0	0
2012	0,22	0,7	0,5	7	0,22	20	0,16	45	0	0
2013	0,22	0,7	0,5	7	0,22	20	0,16	45	0	0

Groupe de ressources - Gaz - Sud-ouest de l'Alberta - Étanche - Mannville inférieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	0,75	1,1	0,34	6	0,3	20	0,25	45	0,2	90
2002	0,73	0,8	0,22	7	0,23	20	0,1	45	0,2	84
2003	0,38	0,3	0,2	7	0,14	20	0,05	45	0,2	75
2004	0,58	0,18	0,2	17	0,4	25	0,15	32	0,3	60
2005	0,8	1,6	0,37	6	0,4	17	0,3	25	0,3	90
2006	1,01	0,75	0,35	7	0,58	18	0,35	27	0,2	38
2007	0,73	0,65	0,6	7	0,4	17	0,3	28	0,2	40
2008	0,38	0,65	0,55	7	0,45	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,38	0,95	0,8	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,31	0,95	0,5	7	0,3	20	0,2	40	0,14	90
2011	0,32	0,95	0,5	7	0,35	20	0,2	40	0,14	78
2012	0,32	0,95	0,5	7	0,35	20	0,2	40	0,14	90
2013	0,32	0,95	0,5	7	0,35	20	0,2	40	0,14	90

Groupe de ressources - Gaz - Sud des piémonts - Classique - Mississippien, Dévonien supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	0,97	0,65	0,5	7	0,22	22	0,16	45	0,12	90
2002	3,51	0,05	0,08	40	0,15	60	0,8	500	0,5	500
2003	2,16	0,65	0,55	7	0,22	20	0,45	50	0,12	500
2004	2,43	0,2	0,32	12	0,4	28	0,6	45	0,6	500
2005	1,84	0,55	0,4	7	0,28	20	0,3	45	0,12	500
2006	3,24	0,4	0,9	7	0,5	20	0,3	39	0,12	500
2007	0,97	0,25	0,15	7	0,12	20	0,1	45	0,08	90
2008	2,11	0,2	0,18	7	0,17	20	0,16	45	0,12	90
2009	6,7	0,7	0,55	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2010	4,32	0,7	0,45	7	0,3	20	0,2	45	0,12	90
2011	4,32	0,7	0,45	7	0,3	20	0,2	45	0,12	90
2012	4,32	0,7	0,45	7	0,3	20	0,2	45	0,12	90
2013	4,32	0,7	0,45	7	0,3	20	0,2	45	0,12	90

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

Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	0,15	0,65	0,55	7	0,16	35	0,2	500	0,5	95
2002	0,23	1,08	0,47	10	0,36	25	0,39	40	0,32	55
2003	0,14	0,95	0,47	10	0,3	28	0,05	58	3	72
2004	0,13	1,25	0,38	7	0,28	30	0,32	42	2,5	61
2005	0,1	0,8	0,3	10	0,28	21	0,4	33	0,8	500
2006	0,05	1,4	0,5	5	0,68	11	0,12	17	0,6	500
2007	0,05	0,65	0,64	7	0,15	15	2,8	24	0,9	500
2008	0,06	0,75	0,4	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,14	1,25	0,75	10	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,07	1,25	0,65	7	0,3	20	0,16	45	0,05	90
2011	0,06	1,15	0,65	7	0,3	20	0,12	45	0,05	90
2012	0,06	1,15	0,65	7	0,3	20	0,12	45	0,05	90
2013	0,06	1,15	0,65	7	0,3	20	0,12	45	0,05	90

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

Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	0,38	0,8	0,71	7	0,29	19	0,2	45	0,12	500
2002	0,36	0,8	0,4	7	0,34	20	0,21	45	1,2	82
2003	0,22	0,75	0,68	7	0,35	14	0,25	27	0,12	90
2004	0,2	0,85	0,65	7	0,52	13	0,35	20	0,32	26
2005	0,19	0,8	0,7	7	0,3	15	0,2	45	0,12	500
2006	0,18	0,8	0,44	7	0,44	20	2,2	40	0,12	500
2007	0,19	0,87	0,35	14	1,8	24	0,16	500	0,12	90
2008	0,2	1,05	0,5	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,2	1,05	0,85	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,12	1,25	0,65	7	0,35	20	0,2	45	0,12	90
2011	0,13	1,05	0,65	7	0,35	20	0,2	45	0,12	90
2012	0,13	1,05	0,65	7	0,35	20	0,2	45	0,12	90
2013	0,13	1,05	0,65	7	0,35	20	0,2	45	0,12	90

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

Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	0,09	1,2	0,3	5	0,21	20	0,1	45	0,12	500
2002	0,05	1,1	0,25	6	0,22	22	0,1	40	0,12	83
2003	0,07	0,65	0,58	7	0,2	18	0,13	30	0,12	75
2004	0,06	0,95	0,45	7	0,13	20	0,1	40	0,12	59
2005	0,06	0,8	0,45	7	1,1	14	0,16	17	0,12	49
2006	0,06	1	0,2	6	0,38	18	0,2	36	0,12	41
2007	0,04	1,5	0,6	6	0,13	15	0,2	25	0,12	500
2008	0,06	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,06	1,95	0,65	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,04	1,95	0,65	7	0,3	20	0,1	45	0	0
2011	0,04	1,55	0,6	7	0,3	20	0,1	45	0	0
2012	0,04	1,55	0,6	7	0,3	20	0,1	45	0	0
2013	0,04	1,55	0,6	7	0,3	20	0,1	45	0	0

Groupe de ressources - Gaz - Centre de l'Alberta - Classique - Tertiaire, Crétacé supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	0,34	0,86	0,75	7	0,25	16	0,16	45	0,12	97
2002	0,24	1,4	0,35	6	0,22	20	0,15	45	0,12	86
2003	0,19	0,68	0,52	11	0,3	20	0,13	40	0,12	73
2004	0,18	0,8	0,42	7	0,22	20	0,16	45	0,12	62
2005	0,16	1,15	0,5	6	0,35	15	0,2	30	0,12	50
2006	0,11	0,8	0,4	9	0,26	18	0,2	37	0,12	500
2007	0,15	0,65	0,42	7	2,6	26	0,2	32	0,12	34
2008	0,13	0,75	0,5	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,12	0,95	0,85	7	0,4	20	0,2	45	0,12	90
2010	0,13	1,95	0,65	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,13	1,15	0,65	7	0,35	20	0,15	45	0,12	90
2012	0,13	1,15	0,65	7	0,35	20	0,15	45	0,12	90
2013	0,13	1,15	0,65	7	0,35	20	0,15	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre de l'Alberta - Classique - Colorado										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	0,36	0,9	0,75	7	0,34	20	0,2	45	0,1	90
2002	0,35	1,6	1,4	5	0,9	8	0,4	12	0,2	20
2003	0,15	0,6	0,52	7	0,28	20	0,12	38	0,1	500
2004	0,27	1,15	0,69	7	0,22	19	0,3	45	0,1	61
2005	0,21	1	0,1	13	0,26	20	0,36	28	0,1	43
2006	0,11	0,69	1	7	0,15	13	0,7	18	0,22	21
2007	0,15	0,9	0,8	7	0,33	14	0,2	27	0,1	33
2008	0,12	1,25	0,5	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,16	1,55	0,75	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,12	1,65	0,65	7	0,3	20	0,2	45	0,1	90
2011	0,13	1,25	0,65	7	0,3	20	0,2	50	0,1	90
2012	0,13	1,25	0,65	7	0,3	20	0,2	50	0,1	90
2013	0,13	1,25	0,65	7	0,3	20	0,2	50	0,1	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre de l'Alberta - Classique - Mannville										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	0,51	1,2	0,7	4	0,58	12	0,35	28	0,12	60
2002	0,46	0,68	0,42	7	0,42	18	0,22	45	0,12	84
2003	0,45	0,74	0,7	9	0,38	18	0,25	45	0,12	71
2004	0,42	0,85	0,5	7	0,39	20	0,2	61	0,12	500
2005	0,34	0,67	0,62	7	0,51	20	0,28	28	0,12	50
2006	0,33	0,55	0,55	7	0,46	20	0,2	37	0,12	500
2007	0,32	0,64	0,65	7	0,5	27	0,3	32	0,12	35
2008	0,27	0,95	0,6	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,27	0,95	0,7	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,29	1,65	0,6	7	0,3	20	0,2	45	0,12	90
2011	0,29	0,95	0,6	7	0,3	20	0,2	45	0,12	90
2012	0,29	0,95	0,6	7	0,3	20	0,2	45	0,12	90
2013	0,29	0,95	0,6	7	0,3	20	0,2	45	0,12	90

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

Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	0,54	1,2	0,4	7	0,2	20	0,1	500	0,12	90
2002	0,49	0,8	0,67	7	0,2	19	0,47	32	0,2	50
2003	0,82	0,85	0,4	7	0,08	20	0,7	42	0,1	65
2004	0,59	0,5	0,3	7	0,7	28	0,39	33	0,6	42
2005	0,43	0,93	0,82	7	0,15	18	0,2	50	0,3	65
2006	0,35	1,9	0,45	7	0,28	20	0,2	35	0,12	47
2007	0,36	1,1	0,55	7	0,3	17	0,5	22	0,8	25
2008	0,3	0,95	0,55	7	0,3	25	0,14	50	0,12	90
2009	0,18	0,85	0,65	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,09	0,65	0,4	7	0,22	20	0,15	45	0,12	90
2011	0,09	0,65	0,4	7	0,22	20	0,15	45	0,12	90
2012	0,09	0,65	0,4	7	0,22	20	0,15	45	0,12	90
2013	0,09	0,65	0,4	7	0,22	20	0,15	45	0,12	90

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

Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	0,25	0,65	0,4	7	0,1	20	0,06	45	0,1	99
2002	0,27	1,4	0,25	6	0,27	13	0,22	32	0,1	45
2003	0,28	0,58	0,33	7	0,29	20	0,1	36	0,1	70
2004	0,33	1,2	0,52	7	0,19	19	0,12	45	0,1	60
2005	0,24	0,95	0,38	7	0,15	20	0,2	50	0,12	500
2006	0,17	0,55	0,14	7	0,36	20	0,2	30	0,1	40
2007	0,19	0,9	0,82	7	0,5	20	0,2	27	0,1	40
2008	0,13	0,75	0,55	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,15	1,05	0,85	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,31	1,25	0,65	7	0,3	20	0,12	45	0,05	90
2011	0,27	1	0,65	7	0,3	20	0,12	45	0,05	90
2012	0,27	1	0,65	7	0,3	20	0,12	45	0,05	90
2013	0,27	1	0,65	7	0,3	20	0,12	45	0,05	90

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

Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	0,64	0,18	0,45	16	0,2	20	0,12	33	0,1	50
2002	0,61	0,8	0,9	15	0,45	37	0,12	45	0,1	58
2003	0,35	0,55	0,34	7	0,4	18	0,15	22	0,25	31
2004	0,85	1,1	0,9	7	0,6	15	0,25	21	0,12	62
2005	0,26	0,37	0,61	7	0,3	15	0,12	48	0,12	500
2006	0,37	1,2	0,31	8	0,35	20	0,1	500	0,12	90
2007	0,46	0,8	0,12	6	0,75	19	0,12	500	0,12	500
2008	0,5	0,95	0,75	7	0,45	20	0,2	45	0,12	90
2009	0,46	1,05	0,65	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,84	1,25	0,6	7	0,3	20	0,12	45	0	0
2011	0,76	1	0,6	7	0,3	20	0,12	45	0	0
2012	0,76	1	0,6	7	0,3	20	0,12	45	0	0
2013	0,76	1	0,6	7	0,3	20	0,12	45	0	0

Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Classique - Tertiaire										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	0,3	0,9	0,27	9	0,22	30	0,21	45	1	500
2002	0,25	0,62	0,3	6	0,18	21	0,28	37	0,11	70
2003	0,23	0,7	0,32	7	0,28	18	0,23	45	1,1	73
2004	0,19	0,58	0,49	8	0,38	20	0,15	31	0,12	61
2005	0,15	0,5	0,9	7	0,3	12	0,28	20	0,12	40
2006	0,16	0,69	0,41	8	0,36	20	1,3	36	0,12	44
2007	0,16	0,65	0,4	7	1	25	0,45	32	0,12	500
2008	0,19	0,65	0,5	7	0,4	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,24	0,85	0,65	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,27	1,25	0,6	7	0,35	20	0,2	45	0,11	70
2011	0,28	0,95	0,6	7	0,35	20	0,2	45	0,11	70
2012	0,3	0,95	0,6	7	0,35	20	0,2	45	0,11	70
2013	0,32	0,95	0,6	7	0,35	20	0,2	45	0,11	70

Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Classique - Crétacé supérieur, Colorado supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	0,41	0,65	0,9	7	0,25	16	0,7	25	0,2	28
2002	0,46	0,85	0,35	12	0,25	20	0,15	45	1,2	500
2003	0,37	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	1	71
2004	0,41	0,65	0,48	7	0,35	20	0,05	44	0,9	61
2005	0,28	0,69	0,6	9	0,2	20	0,16	50	0,12	500
2006	0,28	0,8	0,4	8	0,28	21	0,16	39	0,5	60
2007	0,38	0,5	0,35	10	0,85	21	0,16	32	0,12	500
2008	0,4	0,8	0,55	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,33	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,3	1,45	0,65	7	0,35	20	0,2	45	0,12	90
2011	0,32	0,95	0,55	7	0,35	20	0,15	45	0,12	90
2012	0,32	0,95	0,55	7	0,35	20	0,15	45	0,12	90
2013	0,32	0,95	0,55	7	0,35	20	0,15	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Classique - Mannville										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	0,57	0,3	0,25	7	0,2	24	0,1	45	0,2	110
2002	0,71	0,65	0,26	7	0,1	20	0,4	40	0,27	53
2003	0,55	0,8	0,65	15	0,9	20	0,16	23	1,3	80
2004	0,58	1,1	0,4	6	0,52	19	0,35	28	0,4	62
2005	0,48	0,6	0,68	7	0,36	20	0,17	30	0,7	50
2006	0,27	3,5	0,4	4	0,22	20	1,5	40	0,12	500
2007	0,48	2	0,3	7	1,3	22	0,16	500	0,12	90
2008	0,56	0,65	0,4	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,1	0,95	0,5	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,01	0,95	0,6	7	0,3	20	0,17	45	0,1	90
2011	0,02	0,95	0,5	7	0,3	20	0,17	45	0,1	90
2012	0,02	0,95	0,5	7	0,3	20	0,17	45	0,1	90
2013	0,02	0,95	0,5	7	0,3	20	0,17	45	0,1	90

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

Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	0,78	0,65	0,35	10	0,3	22	0,12	45	0,12	97
2002	1,13	0,65	0,45	7	0,35	22	0,16	35	0,12	84
2003	0,71	0,8	0,35	7	0,22	20	0,16	45	0,12	71
2004	0,5	0,65	0,45	7	0,22	20	0,16	45	0,12	61
2005	0,63	0,45	0,8	9	0,25	17	0,16	50	0,12	500
2006	0,68	1,3	0,4	7	0,1	28	0,16	37	0,12	500
2007	0,65	1,1	0,4	8	0,22	19	0,16	26	0,12	500
2008	0,6	0,85	0,5	7	0,4	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,7	0,65	0,45	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2010	1,52	1,95	0,95	7	0,4	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,94	1,15	0,45	7	0,22	20	0,16	65	0,12	90
2012	0,94	1,15	0,45	7	0,22	20	0,16	65	0,12	90
2013	0,94	1,15	0,45	7	0,22	20	0,16	65	0,12	90

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

Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	1,51	0,4	0,35	7	0,89	28	0,2	35	0,12	98
2002	2,16	0,45	0,65	8	0,52	20	0,8	37	0,12	47
2003	0,65	0,55	0,3	9	0,45	25	0,15	46	0,12	74
2004	0,67	0,89	0,35	10	0,11	30	0,2	61	0,12	500
2005	0,86	0,15	0,35	7	0,58	26	0,35	36	0,12	52
2006	0,9	0,68	0,62	7	0,32	20	0,2	37	0,12	500
2007	0,54	0,35	0,13	15	1,25	24	0,45	40	0,12	60
2008	0,36	1,25	0,65	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,75	0,95	0,75	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2010	1,09	1,95	0,75	7	0,35	20	0,15	45	0,12	90
2011	1,08	1,35	0,7	7	0,35	20	0,15	45	0,12	90
2012	1,08	1,35	0,7	7	0,35	20	0,15	45	0,12	90
2013	1,08	1,35	0,7	7	0,35	20	0,15	45	0,12	90

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

Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	3,24	0,25	0,2	7	0,33	60	0,8	93	0,12	106
2002	1,3	0,45	0,25	7	2,5	35	0,19	39	0,12	500
2003	1,06	0,2	0,08	7	0,22	25	0,2	45	0,12	500
2004	1,73	0,1	0,12	16	0,12	30	0,25	45	0,12	500
2005	1,15	0,35	0,1	10	1	48	0,3	58	0,12	500
2006	0,49	0,45	0,62	7	0,58	20	0,2	27	0,12	500
2007	1,73	0,15	0,26	7	0,55	22	0,2	31	0,12	500
2008	2,37	4,95	1,25	7	0,65	20	0,2	45	0,12	90
2009	1,06	1,55	1,25	9	0,45	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,73	1,85	0,85	7	0,4	20	0,2	45	0,1	90
2011	0,67	1,85	0,85	7	0,4	20	0,2	45	0,1	90
2012	0,62	1,85	0,85	7	0,4	20	0,2	45	0,1	90
2013	0,56	1,85	0,85	7	0,4	20	0,2	45	0,1	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Étanche - Colorado										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	0,7	0,2	0,35	7	1,3	32	0,1	38	0,12	96
2002	0,36	2	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2003	0,46	1,1	0,42	7	0,35	20	0,2	45	0,1	70
2004	0,49	0,1	0,2	20	0,18	30	0,17	45	0,15	65
2005	0,49	1	0,62	7	0,25	15	0,1	28	0,12	50
2006	0,66	0,65	0,35	7	0,25	20	0,16	38	0,12	500
2007	0,34	0,45	0,55	7	0,35	16	0,16	24	0,12	32
2008	1,09	0,65	0,5	7	0,3	25	0,16	45	0,12	90
2009	0,46	1,45	0,65	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,52	0,85	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,1	90
2011	0,52	0,85	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,1	90
2012	0,52	0,85	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,1	90
2013	0,52	0,85	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,1	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre-ouest de l'Alberta - Étanche - Mannville										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	0,77	0,75	0,5	7	0,2	20	0,19	45	0,12	97
2002	0,87	0,75	0,45	7	0,23	20	0,16	500	0,12	90
2003	0,52	0,55	0,44	7	0,3	20	0,16	30	0,12	75
2004	0,52	0,63	0,3	7	0,25	20	0,16	45	0,12	62
2005	0,49	0,55	0,4	7	0,25	20	0,16	50	0,12	500
2006	0,55	0,75	0,6	7	0,22	15	0,16	38	0,12	500
2007	0,45	0,85	0,58	7	0,13	13	0,16	24	0,12	500
2008	0,55	0,75	0,5	7	0,4	20	0,2	45	0,12	90
2009	0,68	0,75	0,65	7	0,45	20	0,2	45	0,12	90
2010	1,05	1,95	0,95	7	0,45	20	0,2	45	0,12	90
2011	1,05	1,9	0,85	7	0,45	20	0,2	45	0,12	90
2012	1,05	1,9	0,85	7	0,45	20	0,2	45	0,12	90
2013	1,05	1,9	0,85	7	0,45	20	0,2	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Classique - Colorado supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	2,7	0,4	0,2	12	0,15	45	0,1	78	0,2	98
2002	3,97	0,85	0,1	11	0,3	20	0,2	45	0,4	86
2003	1,13	0,65	0,4	7	0,22	25	0,12	45	0,2	73
2004	1,51	0,5	0,3	7	0,22	20	0,5	60	0,25	70
2005	0,67	0,25	0,3	10	0,2	36	0,55	43	0,25	55
2006	0,74	0,65	0,45	7	0,2	18	0,55	36	0,2	60
2007	0,58	1,3	0,3	8	0,6	25	0,16	500	0,12	90
2008	1,51	1,25	0,35	6	0,2	20	0,16	45	0,12	90
2009	1,53	1,85	0,85	7	0,4	20	0,2	45	0,12	90
2010	0,78	1,65	0,85	7	0,4	20	0,2	45	0,12	90
2011	0,78	1,65	0,8	7	0,3	20	0,2	45	0,12	90
2012	0,78	1,65	0,8	7	0,3	20	0,2	45	0,12	90
2013	0,78	1,65	0,8	7	0,3	20	0,2	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Classique - Colorado, Mannville										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	1,19	0,55	0,4	7	0,32	20	0,17	45	0,25	98
2002	3,14	0,6	0,73	8	0,32	14	0,16	45	0,25	83
2003	2,16	0,8	0,44	7	0,27	15	0,16	45	0,12	70
2004	1,62	0,3	0,49	7	0,18	26	0,22	45	0,25	60
2005	1,09	0,4	0,32	7	0,21	20	0,35	48	0,12	500
2006	1,23	0,27	0,59	17	0,22	28	0,7	32	0,25	500
2007	1,45	1,1	0,9	7	0,32	15	0,2	25	0,12	500
2008	2,37	0,95	0,65	7	0,4	20	0,16	45	0,12	90
2009	1,32	0,95	0,65	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2010	1,55	1,05	0,65	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2011	1,57	1,05	0,65	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2012	1,57	1,05	0,65	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2013	1,57	1,05	0,65	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Classique - Jurassique, Trias, Permien										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	3,13	0,27	0,25	32	0,22	43	0,2	72	0,18	500
2002	1,22	0,2	0,2	23	0,1	45	0,15	80	0,12	500
2003	5,13	0,35	0,45	7	0,08	26	0,25	58	0,25	72
2004	3,78	0,25	0,3	7	0,28	20	0,16	45	0,25	60
2005	5,4	0,3	1,2	6	0,5	14	0,35	25	0,8	49
2006	4,95	0,45	0,35	7	0,5	20	0,16	500	0,12	90
2007	6,8	0,75	0,55	7	0,22	20	1,3	24	0,12	500
2008	3,73	0,9	0,65	7	0,4	20	0,2	45	0,12	90
2009	2,45	0,65	0,45	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2010	2,16	0,7	0,55	7	0,3	20	0,18	40	0,12	85
2011	2,16	0,7	0,55	7	0,3	20	0,18	40	0,12	85
2012	2,16	0,7	0,55	7	0,3	20	0,18	40	0,12	85
2013	2,16	0,7	0,55	7	0,3	20	0,18	40	0,12	85

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Classique - Mississippien										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	4,84	0,65	0,35	7	0,15	20	0,13	45	0,7	97
2002	5,13	0,25	0,45	7	0,15	16	0,1	45	0,1	86
2003	4,59	0,5	0,2	7	0,12	20	0,3	70	0,15	100
2004	3,51	0,65	0,2	7	0,12	40	0,3	60	0,15	80
2005	2,05	0,65	0,18	9	0,18	50	0,35	51	0,2	70
2006	2,43	0,55	0,22	7	0,38	22	0,3	52	0,15	70
2007	3,62	0,49	0,3	18	0,7	25	0,16	500	0,12	90
2008	4,58	0,75	0,4	7	0,3	25	0,16	45	0,12	90
2009	3,56	0,65	0,5	10	0,3	25	0,16	45	0,12	90
2010	3,24	0,7	0,45	9	0,3	25	0,16	45	0,12	80
2011	3,24	0,7	0,45	9	0,3	25	0,16	45	0,12	80
2012	3,24	0,7	0,45	9	0,3	25	0,16	45	0,12	80
2013	3,24	0,7	0,45	9	0,3	25	0,16	45	0,12	80

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Classique - Dévonien supérieur, Dévonien moyen										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	4,86	0,28	0,15	20	0,5	40	0,25	55	0,12	500
2002	6,8	0,05	0,3	28	0,1	50	1	500	0,25	500
2003	3,08	0,15	0,6	14	0,12	19	0,8	75	0,25	85
2004	1,68	0,25	0,22	20	0,1	45	0,6	65	0,15	74
2005	14,04	0,2	0,15	20	0,7	45	0,45	62	0,25	500
2006	4,64	0,25	0,3	7	0,22	20	1	35	0,4	40
2007	2,38	0,25	1,8	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2008	1,78	0,75	0,55	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2009	1,39	0,85	0,65	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2010	1,4	0,8	0,6	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2011	1,3	0,8	0,6	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2012	1,19	0,8	0,6	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2013	1,08	0,8	0,6	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Étanche - Colorado										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	0,81	1,2	0,95	7	0,55	20	0,35	45	0,12	90
2004	0,99	0,15	0,7	40	0,15	45	0,95	62	0,25	72
2005	2,28	0,7	0,18	25	1	52	0,25	65	0,9	500
2006	0,27	0,9	0,1	5	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2007	1,59	1,2	0,4	9	0,9	30	0,25	40	0,12	500
2008	0,81	0,48	0,38	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2009	1,04	0,85	0,6	7	0,35	20	0,2	45	0,12	90
2010	1,04	0,6	0,4	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2011	1,04	0,6	0,4	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2012	1,04	0,6	0,4	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2013	1,04	0,6	0,4	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Étanche - Mannville										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux 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	2,05	1,2	0,8	7	0,6	500	0,16	500	0,12	500
2003	1,47	2,95	0,65	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2004	0,49	1,2	0,65	7	0,35	20	0,55	500	0,12	90
2005	4,05	1,5	0,85	7	0,55	20	0,16	500	0,12	90
2006	0,76	1,8	0,45	7	0,2	20	0,16	500	0,12	90
2007	0,15	0,75	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2008	0,15	1	0,65	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,15	1	0,65	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,15	1	0,65	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,15	1	0,65	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,15	1	0,65	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2013	1,4	0,8	0,6	7	0,4	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Centre des piémonts - Étanche - Jurassique										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2008	4,07	0,65	0,4	7	0,3	25	0,16	45	0,12	90
2009	2,73	0,75	0,55	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2010	2,05	0,75	0,5	7	0,3	22	0,16	45	0,12	90
2011	1,73	0,75	0,5	7	0,3	22	0,16	45	0,12	90
2012	1,4	0,75	0,5	7	0,3	22	0,16	45	0,12	90
2013	1,4	0,75	0,5	7	0,3	22	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Classique - Colorado

Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	0,65	1,2	0,55	6	0,5	20	0,13	45	0,12	90
2002	0,56	0,95	0,57	7	0,35	20	0,16	45	0,25	85
2003	0,9	1,9	1,2	7	0,45	12	0,16	45	0,12	90
2004	0,84	1,6	0,8	7	0,2	20	0,65	500	0,5	90
2005	0,63	0,95	0,85	7	0,25	20	0,2	45	0,12	500
2006	0,58	1,3	0,6	7	0,22	12	0,16	45	0,12	90
2007	0,63	1	0,7	7	0,2	12	0,75	26	0,25	40
2008	0,58	0,95	0,6	7	0,35	20	0,2	45	0,12	90
2009	1	0,95	0,6	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,93	0,85	0,6	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,9	0,85	0,6	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,86	0,85	0,6	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,83	0,85	0,6	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Classique - Mannville, Jurassique

Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	0,81	0,7	0,6	7	0,28	20	0,25	80	0,25	500
2002	0,82	0,9	0,8	7	0,22	20	0,19	45	0,12	500
2003	0,78	0,9	0,32	11	0,25	38	0,2	45	0,12	500
2004	0,67	0,75	0,4	7	0,15	45	0,25	60	0,12	500
2005	0,83	1,05	0,85	7	0,25	17	0,25	50	0,12	500
2006	0,83	0,95	0,53	7	0,45	25	0,3	38	0,12	500
2007	0,86	0,27	0,75	11	0,7	25	0,2	45	0,12	500
2008	1,08	1,25	0,65	7	0,4	20	0,2	45	0,12	90
2009	1,24	0,65	0,5	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2010	1,57	0,95	0,65	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2011	1,86	0,95	0,65	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2012	2,24	0,95	0,65	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2013	2,7	0,95	0,65	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Classique - Trias

Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	0,97	0,65	0,4	7	0,35	20	0,1	57	0,15	100
2002	1,44	0,45	0,38	7	0,22	40	0,22	86	0,12	500
2003	1,24	0,5	0,62	7	0,18	20	0,25	72	0,12	500
2004	1,2	1,1	0,62	8	0,22	20	0,25	65	0,12	500
2005	1,14	0,65	0,5	7	0,22	20	0,25	45	0,12	500
2006	0,99	1,3	0,75	7	0,3	14	0,25	40	0,12	500
2007	0,86	0,6	0,2	19	0,45	25	0,16	500	0,12	90
2008	0,74	0,65	0,3	7	0,2	20	0,16	45	0,12	90
2009	1,17	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,42	0,75	0,45	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,42	0,75	0,45	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,42	0,75	0,45	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,42	0,75	0,45	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Classique - Dévonien supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux 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	0,81	0,7	1	7	0,25	20	0,45	500	5	500
2003	1,03	0,5	0,3	20	0,22	30	0,1	45	0,12	500
2004	2,25	0,3	0,8	7	0,12	13	0,08	45	0,12	500
2005	0,14	1,6	0,4	12	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2006	1,25	0,65	0,85	7	0,45	20	0,25	45	0,12	500
2007	0,86	0,75	0,38	7	0,22	20	0,2	45	0,12	500
2008	0,77	1,05	0,6	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,83	0,65	0,5	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2010	1,35	0,75	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2011	1,67	0,75	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2012	2,21	0,75	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2013	2,92	0,75	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Étanche - Colorado, Mannville										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	0,68	1,05	0,75	7	0,2	15	0,16	45	0,12	500
2002	0,78	1,2	0,4	7	0,22	20	0,14	45	0,25	85
2003	0,69	0,26	0,45	10	0,16	40	0,25	72	0,12	500
2004	0,68	0,7	0,4	7	0,22	20	0,14	45	0,25	65
2005	0,77	0,95	0,6	7	0,35	18	0,25	30	0,12	500
2006	0,74	0,95	0,55	7	0,22	20	0,25	39	0,12	500
2007	0,62	1,1	0,3	10	0,75	22	0,2	45	0,12	500
2008	0,68	0,95	0,6	7	0,4	20	0,2	45	0,12	90
2009	1,26	1,25	0,75	7	0,4	20	0,2	45	0,12	90
2010	1,27	1,25	0,65	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2011	1,28	1,25	0,65	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2012	1,29	1,25	0,65	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2013	1,3	1,25	0,65	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Kaybob - Étanche - Trias										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	0,87	0,75	0,45	7	0,34	20	0,2	45	0,12	90
2002	1,04	0,95	0,65	7	0,37	20	0,12	45	0,12	90
2003	1,07	0,75	0,55	7	0,28	20	0,16	45	0,12	90
2004	1,01	0,95	0,65	7	0,3	20	0,18	45	0,12	90
2005	1,1	1,15	0,5	7	0,2	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,68	0,95	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2007	0,71	0,65	0,55	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2008	0,87	1,25	0,8	7	0,4	25	0,2	45	0,12	90
2009	1,15	1,05	0,75	7	0,4	20	0,2	45	0,12	90
2010	2,49	1,65	0,65	7	0,3	20	0,2	45	0,12	90
2011	2,81	1,25	0,65	7	0,3	20	0,2	45	0,12	90
2012	3,13	1,25	0,65	7	0,3	20	0,2	45	0,12	90
2013	3,46	1,25	0,65	7	0,3	20	0,2	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Classique - Crétacé supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	1,13	0,95	0,6	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2002	0,76	1,05	0,55	7	0,18	16	0,14	45	0,25	87
2003	0,72	1	0,65	7	0,17	20	0,15	45	0,25	75
2004	0,51	0,45	0,65	10	0,25	20	0,16	45	0,15	70
2005	0,48	0,65	0,4	7	0,24	20	0,25	47	0,12	500
2006	0,35	0,55	0,4	7	0,15	16	0,16	45	0,12	90
2007	0,39	1,3	0,25	10	0,3	18	0,16	500	0,12	90
2008	0,55	0,75	0,47	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,46	0,8	0,5	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,61	1,25	0,65	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,63	1,25	0,5	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,66	1,25	0,5	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,69	1,25	0,5	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Classique - Colorado supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	1,06	0,95	0,65	7	0,23	14	0,16	45	0,12	90
2002	0,93	0,95	0,6	7	0,16	16	0,14	45	0,25	85
2003	0,49	1,1	0,2	8	0,22	20	0,16	45	0,25	73
2004	0,54	0,7	0,55	7	0,21	20	0,2	62	0,12	500
2005	0,55	0,8	0,43	7	0,3	25	0,4	50	0,12	500
2006	0,66	1,2	0,3	7	0,28	20	0,2	40	0,12	500
2007	0,78	1,2	0,4	7	0,25	26	0,16	500	0,12	90
2008	0,42	0,95	0,6	7	0,45	20	0,2	45	0,12	90
2009	0,21	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,53	1,45	0,65	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,55	1,45	0,65	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,55	1,45	0,65	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,55	1,45	0,65	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Classique - Mannville, Jurassique										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	0,75	0,9	0,6	7	0,14	20	0,25	100	0,12	500
2002	0,43	0,35	0,07	20	0,25	85	0,1	120	0,12	500
2003	0,84	1,3	0,2	10	0,25	72	0,16	500	0,12	90
2004	0,7	1,2	0,65	7	0,22	15	0,25	63	0,12	500
2005	0,76	1,6	0,9	7	0,58	12	0,15	28	0,25	50
2006	0,37	0,87	0,5	7	0,26	22	0,25	40	0,12	500
2007	0,68	0,8	0,4	12	0,25	30	0,16	500	0,12	90
2008	0,88	0,75	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,63	1,25	0,95	7	0,5	20	0,25	45	0,12	90
2010	0,43	0,75	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,43	0,75	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,43	0,75	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,43	0,75	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Classique - Trias										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	1,62	0,2	0,22	10	0,23	20	0,18	45	0,2	97
2002	2,03	0,35	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,15	90
2003	2,14	0,85	0,4	7	0,22	20	0,25	75	0,12	500
2004	1,7	0,8	0,5	7	0,28	20	0,16	38	0,25	62
2005	1,16	0,65	0,5	10	0,25	22	0,25	50	0,12	500
2006	1,04	0,55	0,35	7	0,65	27	0,25	40	0,12	500
2007	0,68	0,6	0,75	7	0,25	20	0,16	500	0,12	90
2008	0,96	1,05	0,65	7	0,4	20	0,2	45	0,12	90
2009	1,36	1,05	0,6	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2010	1,4	1,05	0,65	7	0,3	20	0,18	45	0,12	90
2011	1,73	1,05	0,65	7	0,3	20	0,18	45	0,12	90
2012	2,05	1,05	0,65	7	0,3	20	0,18	45	0,12	90
2013	2,38	1,05	0,65	7	0,3	20	0,18	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Classique - Dévonien supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	2,38	0,85	0,65	7	0,3	20	0,15	60	0,12	500
2002	4,21	0,8	0,35	15	0,18	20	0,08	45	0,25	90
2003	3,02	0,7	0,75	7	0,23	15	0,25	62	0,12	500
2004	5,4	0,65	0,18	7	0,2	20	0,25	50	0,12	500
2005	2,3	0,85	0,75	12	0,5	27	0,25	500	0,12	500
2006	0,03	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2007	9,72	0,12	0,4	500	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2008	1,55	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2009	4,52	0,75	0,45	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2010	2,25	1,5	0,65	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2011	2,25	1,5	0,65	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2012	2,25	1,5	0,65	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2013	2,25	1,5	0,65	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (Alberta) - Étanche - Colorado supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	1,35	0,85	0,4	7	0,22	20	0,12	45	0,25	95
2002	1,13	1,3	0,2	7	0,18	20	0,16	45	0,25	85
2003	0,67	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,25	73
2004	0,82	0,75	0,45	7	0,22	20	0,25	61	0,12	500
2005	0,64	0,85	0,4	9	0,22	20	0,25	50	0,12	500
2006	0,57	0,85	0,4	7	0,22	20	0,25	38	0,12	500
2007	0,63	1,1	0,6	7	0,22	18	0,25	25	0,12	500
2008	0,68	0,95	0,5	7	0,35	20	0,18	45	0,12	90
2009	0,7	0,95	0,7	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2010	1,3	1,25	0,7	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2011	1,64	0,7	0,43	8	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2012	1,67	0,7	0,43	8	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2013	1,71	0,7	0,43	8	0,22	20	0,16	45	0,12	90

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

Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	1,35	0,85	0,4	7	0,22	20	0,12	45	0,25	95
2002	1,13	1,3	0,2	7	0,18	20	0,16	45	0,25	85
2003	0,67	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,25	73
2004	0,82	0,75	0,45	7	0,22	20	0,25	61	0,12	500
2005	0,64	0,85	0,4	9	0,22	20	0,25	50	0,12	500
2006	0,57	0,85	0,4	7	0,22	20	0,25	38	0,12	500
2007	0,63	1,1	0,6	7	0,22	18	0,25	25	0,12	500
2008	0,68	0,95	0,5	7	0,35	20	0,18	45	0,12	90
2009	0,7	0,95	0,7	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2010	1,3	1,25	0,7	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2011	1,64	0,7	0,43	8	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2012	1,67	0,7	0,43	8	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2013	1,71	0,7	0,43	8	0,22	20	0,16	45	0,12	90

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

Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	1,34	1,6	0,65	5	0,27	20	0,12	45	0,25	97
2002	1,32	0,6	0,5	7	0,3	25	0,17	45	0,25	85
2003	1,11	0,65	0,58	7	0,26	20	0,16	45	0,25	73
2004	0,79	0,5	0,65	7	0,29	18	0,12	45	0,1	62
2005	0,66	0,65	0,6	7	0,25	20	0,1	50	0,12	500
2006	0,65	0,65	0,5	7	0,22	20	0,1	45	0,12	500
2007	0,82	0,75	0,5	7	0,22	25	0,16	45	0,1	90
2008	1,06	0,95	0,5	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2009	1	0,75	0,65	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2010	1,3	0,95	0,65	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2011	1,3	0,85	0,55	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2012	1,3	0,85	0,55	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2013	1,3	0,85	0,55	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90

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

Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	1,99	-0,07	0,03	0	0	0	0	0	0	0
2002	1,65	0,95	0,65	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2003	1,37	0,85	0,55	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2004	2,2	0,85	0,55	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2005	1,17	0,85	0,55	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,56	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2007	0,49	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,1	90
2008	1,43	1,05	0,62	7	0,2	20	0,1	45	0,05	90
2009	1,19	0,65	0,4	7	0,12	15	0,15	45	0,1	90
2010	3,06	0,95	0,65	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2011	3,24	0,95	0,65	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2012	3,24	0,95	0,65	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2013	3,24	0,95	0,65	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90

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

Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	0,3	0,35	0,25	7	0,15	20	0,2	45	0,1	90
2002	0,3	0,25	0,28	7	0,2	20	0,19	45	0,15	90
2003	0,29	0,45	0,3	7	0,27	20	0,2	45	0,12	90
2004	0,24	0,1	0,38	7	0,24	20	0,18	45	0,12	90
2005	0,25	0,65	0,45	7	0,22	24	0,15	45	0,12	500
2006	0,19	0,65	0,4	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2007	0,22	0,65	0,43	7	0,22	20	0,16	45	0,15	90
2008	0,21	0,65	0,47	7	0,4	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,19	0,85	0,6	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,17	0,95	0,6	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,16	0,85	0,55	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,14	0,85	0,55	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,13	0,85	0,55	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Colorado supérieur

Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	0,7	0,35	2	12	0,08	20	0,12	500	0,12	90
2002	0,59	0,5	0,25	7	0,33	20	0,5	45	0,35	80
2003	0,92	0,35	0,5	8	0,5	20	0,3	45	0,25	72
2004	0,43	0,65	0,4	7	0,32	20	0,16	45	0,35	60
2005	0,43	0,65	0,55	7	0,42	20	0,16	38	0,25	50
2006	0,28	0,85	0,55	7	0,5	20	0,25	45	0,12	500
2007	0,42	0,85	1,2	7	0,15	15	0,25	28	0,12	500
2008	0,25	0,75	0,5	7	0,28	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,25	0,85	0,65	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,24	0,85	0,65	7	0,25	20	0,2	45	0,15	90
2011	0,24	0,85	0,65	7	0,25	20	0,2	45	0,15	90
2012	0,24	0,85	0,65	7	0,25	20	0,2	45	0,15	90
2013	0,24	0,85	0,65	7	0,25	20	0,2	45	0,15	90

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Colorado, Mannville supérieur

Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	0,7	0,95	0,65	7	0,4	20	0,35	45	0,25	90
2002	0,56	1,2	0,7	7	1,2	20	0,35	32	0,12	500
2003	0,55	0,4	0,4	7	0,75	20	0,25	45	0,12	500
2004	0,73	0,65	0,7	7	0,25	18	0,95	25	0,2	42
2005	0,54	0,5	0,4	7	0,45	20	0,25	45	0,12	500
2006	0,45	0,8	0,5	7	0,78	22	0,95	30	0,25	45
2007	0,59	0,37	0,85	15	0,25	30	0,2	45	0,12	500
2008	0,4	0,85	0,6	7	0,4	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,47	1,15	0,8	7	0,4	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,78	1,25	0,8	7	0,4	20	0,2	45	0,12	90
2011	0,88	1,25	0,8	7	0,4	20	0,2	45	0,12	90
2012	1,1	1,25	0,8	7	0,4	20	0,2	45	0,12	90
2013	1,42	1,25	0,8	7	0,4	20	0,2	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Mannville moyen, Mannville inférieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	0,77	0,95	0,3	7	0,18	20	0,27	50	0,12	500
2002	1,4	1,4	0,65	9	0,35	20	0,3	45	0,28	87
2003	0,83	0,65	1,3	9	0,55	13	0,25	30	0,15	500
2004	0,59	0,05	0,9	10	0,65	20	0,35	30	0,25	65
2005	0,8	1,05	0,95	7	0,4	20	0,25	45	0,12	500
2006	0,7	1,15	0,75	7	0,25	16	1,5	36	0,35	40
2007	0,81	1,55	0,45	9	0,25	30	0,16	500	0,12	90
2008	0,55	1,15	0,55	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,6	1,15	0,75	7	0,4	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,45	1,25	0,75	7	0,4	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,44	1,25	0,75	7	0,4	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,39	1,25	0,75	7	0,4	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,36	1,25	0,75	7	0,4	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Trias supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	1,3	0,25	0,3	7	0,38	25	0,3	60	0,2	90
2002	1,84	1,8	0,85	7	0,25	20	0,16	500	0,12	90
2003	2,05	0,65	1,6	7	0,35	14	0,2	45	0,12	500
2004	0,73	0,55	0,1	17	0,5	35	0,25	58	0,12	500
2005	0,73	1,6	0,5	6	0,55	20	0,45	30	0,25	50
2006	1,19	0,7	0,65	10	0,55	23	0,25	38	0,12	500
2007	0,74	1,65	0,65	7	0,3	20	0,16	500	0,12	90
2008	0,8	0,95	0,55	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,65	1,95	0,85	7	0,5	20	0,2	45	0,12	90
2010	1,08	1,95	0,8	7	0,4	20	0,2	45	0,12	90
2011	1,08	1,95	0,8	7	0,4	20	0,2	45	0,12	90
2012	1,08	1,95	0,8	7	0,4	20	0,2	45	0,12	90
2013	1,08	1,95	0,8	7	0,4	20	0,2	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Trias inférieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	0,96	0,45	0,6	7	0,38	20	0,18	45	0,12	500
2002	1,19	0,95	0,5	7	0,25	16	0,18	45	0,12	500
2003	0,78	1,1	0,6	7	0,2	20	0,15	45	0,1	500
2004	0,97	0,7	0,7	7	0,15	29	0,12	500	0,12	90
2005	0,68	1,15	0,6	7	0,25	20	0,16	45	0,12	500
2006	0,71	1,4	0,35	7	0,35	20	0,25	36	0,12	500
2007	0,76	1,05	0,7	5	0,3	20	0,15	60	0,12	500
2008	1,33	0,75	0,65	7	0,4	20	0,16	45	0,12	90
2009	1,8	0,95	0,65	7	0,35	20	0,2	45	0,12	90
2010	1,89	1,25	0,65	7	0,35	20	0,2	45	0,12	90
2011	2,21	1,25	0,65	7	0,35	20	0,2	45	0,12	90
2012	2,54	1,25	0,65	7	0,35	20	0,2	45	0,12	90
2013	2,86	1,25	0,65	7	0,35	20	0,2	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Mississippien										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	1,94	0,35	0,5	10	0,55	20	0,3	45	0,18	90
2002	3,6	1,8	0,2	8	0,85	16	0,45	30	0,16	55
2003	1,73	0,45	0,85	12	0,23	28	0,12	55	0,12	500
2004	0,78	0,25	0,45	8	0,25	20	0,15	50	0,12	500
2005	0,97	0,3	0,95	10	0,28	22	0,18	40	0,12	500
2006	0,67	0,9	0,75	7	0,25	15	0,16	45	0,12	500
2007	0,69	1,75	0,95	7	0,25	15	0,16	45	0,13	500
2008	1,1	0,75	0,6	7	0,35	25	0,16	45	0,12	90
2009	1,19	1,25	0,75	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,54	1,25	0,65	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,54	1,25	0,65	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,54	1,25	0,65	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,54	1,25	0,65	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Peace River - Classique - Dévonien supérieur, Dévonien moyen										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	2	0,65	0,25	9	0,2	20	0,19	45	0,12	500
2002	6,48	0,2	0,65	25	0,22	40	0,24	60	0,12	500
2003	1,57	0,75	1,2	7	0,85	30	0,22	35	0,12	500
2004	2,65	0,75	1,2	7	0,85	30	0,22	35	0,12	500
2005	2,7	0,1	0,95	10	0,24	28	0,16	500	0,12	90
2006	0,75	1,43	0,3	9	0,25	20	0,22	45	0,12	500
2007	3,15	3	2,5	7	1,5	30	0,35	35	0,12	500
2008	0,41	1,45	0,85	7	0,45	20	0,2	45	0,12	90
2009	0,3	0,7	0,5	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,64	1,25	0,75	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,64	1,25	0,75	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,64	1,25	0,75	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,64	1,25	0,75	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Nord-ouest de l'Alberta - Classique - Mannville										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	0,2	0,6	0,3	7	0,25	20	0,16	45	0,14	90
2002	0,19	0,75	0,35	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2003	0,14	0,7	0,3	9	0,18	20	0,16	45	0,12	90
2004	0,12	0,5	0,25	10	0,15	20	0,25	500	0,12	500
2005	0,1	0,05	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	500
2006	0,13	0,35	0,18	7	0,2	500	0,16	45	0,12	90
2007	0,2	0,7	0,4	8	0,35	20	0,25	45	0,18	60
2008	0,32	0,55	0,3	7	0,2	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,29	0,45	0,3	7	0,2	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,23	1,25	0,65	7	0,35	20	0,2	45	0,12	90
2011	0,2	1,25	0,65	7	0,35	20	0,2	45	0,12	90
2012	0,17	1,25	0,65	7	0,35	20	0,2	45	0,12	90
2013	0,15	1,25	0,65	7	0,35	20	0,2	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Nord-ouest de l'Alberta - Classique - Mississippien										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	0,73	0,4	0,5	7	0,24	20	0,2	45	0,12	500
2002	0,61	0,65	0,55	7	0,27	15	0,2	45	0,12	500
2003	0,27	0,85	0,3	7	0,15	20	0,05	500	0,05	90
2004	0,48	0,68	0,75	7	0,25	20	0,15	45	0,05	500
2005	0,22	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	500
2006	0,15	0,95	0,32	5	0,14	20	0,16	500	0,12	500
2007	0,27	0,95	0,55	7	0,45	20	0,25	45	0,16	90
2008	0,14	0,5	0,25	7	0,2	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,15	0,5	0,3	7	0,2	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,19	0,5	0,3	7	0,2	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,2	0,5	0,3	7	0,2	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,23	0,5	0,3	7	0,2	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,25	0,5	0,3	7	0,2	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Nord-ouest de l'Alberta - Classique - Dévonien supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	1,75	1,05	0,5	7	0,7	20	0,25	45	0,12	500
2002	1,72	1,5	1,1	7	0,32	15	0,24	50	0,12	500
2003	1,63	0,95	0,4	10	0,75	25	0,2	45	0,12	500
2004	0,86	1,1	0,9	4	0,4	10	0,3	30	0,12	90
2005	0,76	1,25	1,1	7	0,7	20	0,3	40	0,12	500
2006	1,01	2,7	0,45	7	0,3	20	0,16	500	0,12	90
2007	0,43	1,8	0,5	7	0,4	20	0,25	40	0,12	500
2008	0,46	0,95	0,6	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2009	2,26	1,75	0,7	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,84	1,95	0,75	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,84	1,95	0,75	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,84	1,95	0,75	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,84	1,95	0,75	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Nord-ouest de l'Alberta - Classique - Dévonien moyen										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	0,98	1,2	1,15	7	0,65	25	0,3	45	0,12	90
2002	1,11	1,45	1,25	10	0,4	25	0,3	45	0,12	90
2003	1,03	0,75	0,85	7	0,75	20	0,25	40	0,2	60
2004	0,89	0,95	0,7	7	0,58	20	0,22	45	0,12	500
2005	0,89	0,9	0,75	7	0,85	19	0,25	40	0,12	500
2006	0,81	2,7	1,3	7	0,3	20	0,16	45	0,12	500
2007	0,7	1,6	1,3	7	0,3	20	0,25	45	0,12	500
2008	1,04	1,65	0,95	7	0,45	20	0,16	45	0,12	90
2009	1,1	1,55	0,75	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,53	1,95	0,75	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,54	1,95	0,75	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,54	1,95	0,75	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,54	1,95	0,75	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (C.B.) - Classique - Colorado										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux 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	2,1	0,45	0,6	10	0,3	20	0,2	45	0,12	90
2003	5,5	1,95	1,45	10	0,6	25	0,25	45	0,12	90
2004	5,65	0,45	0,85	7	0,35	15	0,45	45	0,12	90
2005	4,25	0,8	0,65	7	0,2	18	0,25	35	0,12	500
2006	0,28	1,45	0,65	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2007	0,15	0,7	0,45	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2008	0,62	1,25	0,6	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,65	0,45	0,25	7	0,2	20	0,16	45	0,12	90
2010	1,72	0,95	0,65	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2011	2	0,95	0,65	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2012	2,32	0,95	0,65	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2013	2,64	0,95	0,65	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (C.B.) - Classique - Trias inférieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2004	3,9	3,5	0,75	8	0,75	20	0,5	45	0,25	90
2005	2,45	0,15	0,25	20	0,18	30	0,6	45	0,25	80
2006	0,85	0,45	0,32	8	0,75	30	0,22	45	0,12	500
2007	1,95	0,15	0,35	7	0,22	20	0,16	45	0,12	500
2008	2,04	0,1	0,65	10	0,3	25	0,16	60	0,12	90
2009	2,27	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2010	3,36	1,25	0,6	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2011	3,4	1,25	0,6	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2012	3,4	1,25	0,6	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2013	3,4	1,25	0,6	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (C.B.) - Étanche - Colorado										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	1,46	1,85	0,3	6	0,2	20	0,25	45	0,12	90
2002	2	1,45	0,4	6	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2003	2,7	1,25	0,95	7	0,25	15	0,12	45	0,12	90
2004	0,48	1,25	0,4	7	0,25	20	0,08	45	5	500
2005	0,52	1,65	0,25	14	0,18	25	0,15	45	0,1	500
2006	1,32	1,4	0,6	7	0,22	22	0,16	45	0,12	90
2007	1,12	0,3	0,25	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2008	0,96	1,25	0,6	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2009	1,84	2,65	1,25	7	0,5	20	0,16	45	0,12	90
2010	1,9	2,5	1	7	0,5	20	0,16	45	0,12	90
2011	1,9	2,5	1	7	0,5	20	0,16	45	0,12	90
2012	1,9	2,5	1	7	0,5	20	0,16	45	0,12	90
2013	1,9	2,5	1	7	0,5	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (C.-B.) - Étanche - Mannville										
Année de raccorde-ment	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	2,7	0,85	0,7	18	0,3	22	0,16	45	0,12	90
2002	0,89	1,95	0,45	7	0,25	20	0,1	40	0,1	90
2003	1,26	1,25	0,37	7	0,22	20	0,18	45	0,12	500
2004	1,41	1,8	0,5	7	0,27	20	0,12	35	0,12	500
2005	1,43	1,8	0,6	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2006	1,65	1,95	0,65	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2007	1,67	1,95	0,85	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2008	2,88	1,25	0,6	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2009	2,67	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2010	3,75	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2011	3,75	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2012	3,75	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2013	3,75	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Deep Basin (C.-B.) - Étanche - Trias inférieur										
Année de raccorde-ment	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux 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	4	1,99	0,8	5	0,23	13	0,23	500	0,23	500
2008	4	1,99	0,8	5	0,23	13	0,23	500	0,23	500
2009	4	1,99	0,8	5	0,23	13	0,23	500	0,23	500
2010	4	1,99	0,8	5	0,23	13	0,23	500	0,23	500
2011	4	1,99	0,8	5	0,23	13	0,23	500	0,23	500
2012	4	1,99	0,8	5	0,23	13	0,23	500	0,23	500
2013	4	1,99	0,8	5	0,23	13	0,23	500	0,23	500

Groupe de ressources - Gaz - Fort St. John - Classique - Mannville										
Année de raccorde-ment	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	0,68	0,55	0,35	7	0,31	20	0,19	45	0,15	90
2002	0,58	1,05	0,4	7	0,21	20	0,18	45	0,12	90
2003	0,62	1	0,4	8	0,22	20	0,2	45	0,12	90
2004	0,43	0,65	0,4	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2005	0,34	0,45	0,55	7	0,3	17	0,16	45	0,12	90
2006	0,39	0,95	0,45	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2007	0,47	0,8	0,55	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2008	0,4	0,75	0,4	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,34	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2010	2,1	1,55	0,75	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2011	2,21	1,55	0,75	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2012	2,3	1,55	0,75	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2013	2,38	1,55	0,75	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Fort St. John - Classique - Trias										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	0,68	0,75	0,35	7	0,25	20	0,12	45	0,12	500
2002	1,12	0,95	0,45	5	0,3	20	0,15	45	0,12	500
2003	0,9	1,15	0,55	7	0,3	20	0,22	45	0,12	500
2004	0,77	0,85	0,42	7	0,25	20	0,16	45	0,12	500
2005	0,69	0,9	0,42	7	0,27	20	0,16	45	0,12	500
2006	0,69	0,7	0,6	9	0,22	17	0,16	45	0,12	500
2007	0,98	0,9	0,5	7	0,22	20	0,16	45	0,12	500
2008	1,32	0,95	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2009	1,57	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2010	2,48	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2011	2,56	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2012	2,64	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2013	2,72	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Fort St. John - Classique - Permien, Mississippien										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	0,65	0,15	0,74	7	0,45	25	0,25	45	0,15	60
2002	1,65	0,18	0,85	7	0,18	20	0,16	45	0,12	500
2003	1,95	0,3	0,15	7	0,45	20	0,35	55	0,16	80
2004	1,5	0,1	0,32	12	0,4	50	0,2	70	0,12	500
2005	1,5	1	0,25	10	0,15	20	0,12	45	0,12	500
2006	0,93	0,65	0,5	7	0,3	20	0,25	45	0,12	90
2007	3,2	0,15	0,2	7	0,15	20	0,12	45	0,15	500
2008	2,1	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2009	3,53	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2010	2,37	0,85	0,5	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2011	2,37	0,85	0,5	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2012	2,37	0,85	0,5	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2013	2,37	0,85	0,5	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Fort St. John - Classique - Dévonien supérieur, Dévonien moyen										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	24	0,3	1,05	7	0,75	25	0,25	40	0,15	90
2002	13	0,25	1,3	6	0,85	18	0,55	25	0,25	55
2003	7,1	0,6	0,52	7	0,22	25	0,16	45	0,12	90
2004	1,25	0,9	0,25	7	0,15	20	0,12	500	0,12	90
2005	3,25	0,25	0,68	7	0,43	20	0,2	40	0,12	500
2006	0,88	0,9	0,4	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2007	1,95	0,1	0,9	8	0,4	25	0,3	45	0,16	90
2008	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2009	4,43	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2010	2	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2011	2	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2012	2	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2013	2	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Fort St. John - Étanche - Trias										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux 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	4	0,64	0,14	10	0,14	500	0,14	500	0,14	500
2008	4	0,64	0,14	10	0,14	500	0,14	500	0,14	500
2009	4	0,64	0,14	10	0,14	500	0,14	500	0,14	500
2010	4	0,64	0,14	10	0,14	500	0,14	500	0,14	500
2011	4	0,64	0,14	10	0,14	500	0,14	500	0,14	500
2012	4	0,64	0,14	10	0,14	500	0,14	500	0,14	500
2013	4	0,64	0,14	10	0,14	500	0,14	500	0,14	500

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

Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	1,25	0,65	0,35	7	0,22	20	0,19	45	0,12	90
2002	1,12	0,45	0,2	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2003	0,57	1,35	0,4	7	0,22	20	0,12	40	0,05	500
2004	0,18	0,55	0,1	5	0,05	20	0,05	500	0,05	90
2005	0,66	0,1	0,4	10	0,22	25	0,16	45	0,12	500
2006	0,23	0,45	0,25	7	0,14	20	0,12	500	0,12	90
2007	0,23	0,45	0,25	7	0,14	20	0,12	500	0,12	90
2008	0,41	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,17	0,95	0,35	4	0,22	20	0,16	45	0,12	500
2010	0,2	0,95	0,35	4	0,22	20	0,16	45	0,12	500
2011	0,2	0,95	0,35	4	0,22	20	0,16	45	0,12	500
2012	0,2	0,95	0,35	4	0,22	20	0,16	45	0,12	500
2013	0,2	0,95	0,35	4	0,22	20	0,16	45	0,12	500

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

Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	1,95	0,1	0,55	30	0,48	45	0,35	75	0,12	120
2002	2,11	0,25	0,24	7	0,3	22	0,32	45	0,12	90
2003	1,15	0,1	0,65	7	0,5	25	0,16	45	0,12	90
2004	2,25	0,65	0,55	20	0,45	35	0,25	45	0,12	90
2005	0,99	0,45	0,3	10	0,25	30	0,1	45	0,1	500
2006	0,54	1,35	0,6	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2007	0,24	0,25	0,12	7	0,1	20	0,16	500	0,12	90
2008	0,35	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,97	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,21	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,21	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,21	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,21	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90

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

Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	3,8	0,13	0,1	30	0,15	45	0,1	80	0,12	500
2002	2,77	0,65	0,55	7	0,47	20	0,35	45	0,12	90
2003	2,19	1,25	0,45	7	0,3	20	0,16	45	0,12	500
2004	2,44	0,65	0,35	7	0,2	20	0,16	45	0,12	500
2005	1,72	0,15	0,35	7	0,18	15	0,15	45	0,12	500
2006	1,35	0,75	0,55	7	0,22	18	0,16	45	0,12	500
2007	1,06	0,2	0,65	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2008	0,88	1,25	0,7	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,09	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2010	2,8	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2011	2,8	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2012	2,8	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2013	2,8	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de la C.B. - Étanche - Dévonien supérieur										
Année de rattachement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	0,98	0,95	0,5	7	0,23	15	0,16	45	0,12	90
2002	1,6	1,35	0,5	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2003	1,43	1,35	0,4	7	0,33	20	0,16	45	0,12	90
2004	1,33	1,35	0,5	7	0,28	20	0,16	45	0,12	90
2005	1,42	1,55	0,5	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2006	1,07	1,65	0,65	6	0,27	15	0,16	45	0,12	90
2007	1,56	1,95	0,65	6	0,27	20	0,16	45	0,12	90
2008	1,2	1,25	0,65	7	0,4	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,95	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2010	2,09	0,95	0,6	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2011	2,09	0,95	0,6	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2012	2,09	0,95	0,6	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2013	2,09	0,95	0,6	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Nord-est de la C.B. - Schiste - Dévonien moyen										
Année de rattachement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux 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	6	1,16	0,69	13	0,22	25	0,06	37	0,06	500
2008	6	1,16	0,69	13	0,22	25	0,06	37	0,06	500
2009	6	1,16	0,69	13	0,22	25	0,06	37	0,06	500
2010	6	1,16	0,69	13	0,22	25	0,06	37	0,06	500
2011	6	1,16	0,69	13	0,22	25	0,06	37	0,06	500
2012	6	1,16	0,69	13	0,22	25	0,06	37	0,06	500
2013	6	1,16	0,69	13	0,22	25	0,06	37	0,06	500

Groupe de ressources - Gaz - Piémonts de la C.B. - Classique - Colorado, Mannville										
Année de rattachement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2003	1,8	0,5	0,45	15	0,2	20	0,16	45	0,12	90
2004	2,13	0,65	0,4	15	0,37	25	0,16	45	0,12	90
2005	1,19	0,65	0,6	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,84	0,65	0,4	9	0,22	25	0,16	45	0,12	90
2007	1,11	0,65	0,5	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2008	1,44	0,15	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2009	1,57	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2010	2,8	0,95	0,55	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2011	2,8	0,95	0,55	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2012	2,8	0,95	0,55	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2013	3,15	0,95	0,55	7	0,25	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Piémonts de la C.B. - Classique - Trias, Permien, Mississippien										
Année de rattachement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	7,19	0,6	0,05	7	0,22	35	0,18	50	0,12	90
2002	2,75	0,05	0,45	5	0,25	25	0,12	45	0,08	90
2003	6,5	0,05	0,45	10	0,2	25	0,1	45	0,08	90
2004	4,7	0,3	0,4	25	0,22	35	0,16	50	0,12	90
2005	3,61	0,3	0,25	7	0,12	20	0,1	45	0,08	90
2006	4,25	0,3	0,22	7	0,12	20	0,1	45	0,08	90
2007	1,92	0,5	0,45	7	0,22	25	0,16	45	0,12	90
2008	3,05	0,15	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2009	3,28	0,65	0,4	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2010	2,41	0,95	0,65	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2011	2,22	0,95	0,65	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2012	2,09	0,95	0,65	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2013	1,98	0,95	0,65	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Sud-ouest de la Saskatchewan - Colorado supérieur										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	0,05	0,62	0,3	7	0,22	20	0,15	45	0,12	90
2002	0,06	0,65	0,26	7	0,2	20	0,22	45	0,12	90
2003	0,08	0,55	0,32	7	0,22	20	0,2	45	0,12	90
2004	0,07	0,8	0,25	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2005	0,09	0,9	0,4	7	0,27	20	0,16	45	0,12	90
2006	0,08	0,95	0,4	5	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2007	0,07	0,95	0,45	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2008	0,07	0,95	0,6	7	0,4	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,08	1,05	0,85	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,07	1,25	0,65	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,07	1,25	0,65	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,07	1,25	0,65	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,07	1,25	0,65	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Ouest de la Saskatchewan - Colorado										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	0,16	0,8	0,48	7	0,25	20	0,15	50	0,12	90
2002	0,14	1,8	0,4	5	0,35	20	0,25	45	0,12	90
2003	0,11	1	0,55	7	0,22	20	0,16	45	0,12	90
2004	0,12	1,5	0,45	6	0,25	20	0,16	55	0,12	90
2005	0,14	2,5	0,55	5	0,4	18	0,16	45	0,12	90
2006	0,12	0,95	0,7	8	0,25	20	0,16	45	0,12	90
2007	0,1	1	0,55	8	0,22	15	0,16	45	0,12	90
2008	0,07	0,95	0,6	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,09	1,35	0,65	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,14	0,95	0,6	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,18	0,95	0,6	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,25	0,95	0,6	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,34	0,95	0,6	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90

Groupe de ressources - Gaz - Ouest de la Saskatchewan - Mannville moyen, Mannville inférieur, Mississippien										
Année de raccordement	Production initiale par raccordement 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	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
2001	0,33	0,85	0,6	7	0,35	20	0,45	45	0,15	65
2002	0,29	0,5	0,35	7	0,45	20	0,3	35	0,15	90
2003	0,25	0,85	0,65	7	0,4	20	0,2	45	0,15	90
2004	0,28	0,75	0,65	7	0,55	20	0,2	45	0,15	90
2005	0,24	0,95	0,65	7	0,5	23	0,2	40	0,15	90
2006	0,19	0,8	0,45	7	0,35	20	0,16	45	0,15	90
2007	0,21	0,7	0,5	8	0,3	20	0,16	45	0,15	90
2008	0,15	0,75	0,55	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2009	0,31	1,45	0,75	7	0,35	20	0,16	45	0,12	90
2010	0,19	1,25	0,65	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2011	0,18	1,25	0,65	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2012	0,17	1,25	0,65	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90
2013	0,16	1,25	0,65	7	0,3	20	0,16	45	0,12	90

ANNEXE B

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

Historique des jours de forage ciblant du gaz selon la région

Année	00 - AB - MH	01 - AB - Sud	02 - AB - Sud-ouest	03 - Zone sud des piémonts	04 - AB - Est	05 - AB - Centre	06 - AB - Centre-ouest	07 - Zone centrale des piémonts	08 - Koybob	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
2001	1120	14530	2610	852	3344	4154	6109	7050	2434	13599	105	6027	1449	3459	4751	6852	0	1234	2313	229	0
2002	1129	9136	1899	549	4480	3333	5332	5793	1350	11171	11	5709	931	620	1174	1216	0	9124	812	2872	0
2003	2443	17005	2917	448	5289	5009	6660	5991	2231	14227	37	4191	1097	2563	2315	4147	0	8514	1108	3627	0
2004	5394	15743	2008	565	4859	5987	7634	6773	2152	19193	38	5711	834	6008	4668	7276	0	1398	4070	319	1
2005	10834	13983	3134	448	6660	9650	9289	5226	2462	22080	48	5010	658	6021	2589	4031	0	9965	1892	2644	30
2006	10410	12288	2011	669	8445	6825	10031	6053	2854	23506	49	5018	697	10191	4672	5551	0	2145	3218	109	0
2007	12547	9835	1269	648	4314	3330	6440	3721	2500	14918	1055	1892	449	3046	3550	1988	0	2805	6130	619	15
2008	5552	7791	1506	80	2422	3965	8004	4341	2981	15410	747	2902	523	4427	5770	432	2805	6832	1806	8	0
2009	4821	2665	316	19	449	885	3154	1904	2296	8615	202	1478	175	2542	3765	796	402	1479	797	106	0

Fraction historique 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 - Koybob	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
2001	0,0136	0,1767	0,0317	0,0104	0,0407	0,0505	0,0743	0,0857	0,0296	0,1654	0,0013	0,0733	0,0176	0,0421	0,0578	0,0833	0	0,015	0,0281	0,0028	0
2002	0,0169	0,1371	0,0285	0,0082	0,0672	0,05	0,08	0,0869	0,0203	0,1676	0,0002	0,0857	0,014	0,0093	0,0176	0,0182	0	0,1369	0,0122	0,0431	0
2003	0,0272	0,1893	0,0325	0,005	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	0,0948	0,0123	0,0404	0
2004	0,0536	0,1564	0,02	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	0,0139	0,0404	0,0032	0
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	0,0854	0,0162	0,0027	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	0,0187	0,028	0,0009	0
2007	0,1548	0,1213	0,0156	0,008	0,0532	0,0411	0,0794	0,0459	0,0308	0,184	0,013	0,0233	0,0055	0,0376	0,0438	0,0245	0	0,0346	0,0756	0,0076	0,0002
2008	0,0693	0,0972	0,0188	0,001	0,0302	0,0495	0,0999	0,0542	0,0372	0,1923	0,0093	0,0362	0,0065	0,0553	0,072	0,0225	0,0054	0,0352	0,0853	0,0225	0,0001
2009	0,1308	0,0723	0,0086	0,0005	0,0122	0,024	0,0855	0,0516	0,0623	0,2337	0,0055	0,0401	0,0048	0,069	0,1021	0,0216	0,0109	0,0401	0,0216	0,0029	0

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 - Koybob	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
2010	3182	2619	406	24	576	1135	3995	2299	5658	12321	159	2646	225	3677	6375	854	2100	1117	2416	440	0
2011	2485	2300	291	18	351	580	5808	1459	3830	10375	149	2128	172	3410	8313	960	2250	1546	1440	251	0
2012	2112	1899	267	17	317	523	6426	1202	3888	9789	133	2042	159	2995	8159	903	2296	1615	1145	213	0
2013	1795	1613	239	15	278	455	7063	1013	3377	9138	115	1925	144	2558	7484	725	2520	1622	946	213	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 - Koybob	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
2010	0,0609	0,0501	0,0078	0,0005	0,011	0,0217	0,0765	0,044	0,1083	0,2359	0,003	0,0507	0,0043	0,0704	0,1221	0,0164	0,0402	0,0214	0,0463	0,0084	0,0000
2011	0,0516	0,0478	0,006	0,0004	0,0073	0,0121	0,1207	0,0303	0,0796	0,2156	0,0031	0,0442	0,0036	0,0709	0,1728	0,0199	0,0468	0,0321	0,0299	0,0032	0,0000
2012	0,0458	0,0412	0,0058	0,0004	0,0069	0,0114	0,1394	0,0261	0,0843	0,2123	0,0029	0,0443	0,0035	0,065	0,177	0,0196	0,0498	0,035	0,0248	0,0046	0,0000
2013	0,0415	0,0373	0,0055	0,0004	0,0064	0,0105	0,1634	0,0234	0,0781	0,2113	0,0027	0,0445	0,0033	0,0592	0,1731	0,0168	0,0583	0,0375	0,0219	0,0049	0,0000

Nombre projeté de jours de forage ciblant du gaz selon la région - Prix 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
2010	3182	2619	406	24	576	1135	3995	2299	5658	12321	159	2646	225	3677	6375	854	2100	1117	2416	440	0
2011	2631	2900	365	23	285	664	7884	1962	4295	10880	152	3244	219	4894	11177	1199	2465	2598	2096	339	0
2012	2236	2150	311	20	209	515	7851	1609	3596	10471	138	3094	189	4500	10763	1063	2900	2167	1516	263	0
2013	1901	1862	289	19	178	452	8343	1374	3446	10423	134	3040	177	4036	10283	1001	3220	2279	1357	267	0

Fraction projetée du total des jours de forage ciblant du gaz selon la région - Prix 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
2010	0,0609	0,0501	0,0078	0,0005	0,011	0,0217	0,0765	0,044	0,1083	0,2359	0,003	0,0507	0,0043	0,0704	0,1221	0,0164	0,0402	0,0214	0,0463	0,0084	0,0000
2011	0,0436	0,0481	0,006	0,0004	0,0047	0,011	0,1308	0,0326	0,0713	0,1805	0,0025	0,0538	0,0036	0,0812	0,1854	0,0199	0,0409	0,0431	0,0348	0,0056	0,0000
2012	0,0402	0,0387	0,0056	0,0004	0,0038	0,0093	0,1413	0,029	0,0647	0,1885	0,0025	0,0557	0,0034	0,081	0,1937	0,0191	0,0522	0,039	0,0273	0,0047	0,0000
2013	0,0351	0,0344	0,0053	0,0004	0,0033	0,0084	0,1543	0,0254	0,0637	0,1927	0,0025	0,0562	0,0033	0,0746	0,1901	0,0185	0,0595	0,0421	0,0251	0,0049	0,0000

Nombre projeté de jours de forage ciblant du gaz selon la région - Prix 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
2010	3182	2619	406	24	576	1135	3895	2299	5658	12321	259	2646	225	3677	6375	854	2100	1117	2416	440	0
2011	1462	1058	201	13	124	359	6980	1000	1867	7078	91	834	123	3613	5477	703	1680	1053	536	107	0
2012	950	665	181	12	96	303	7260	864	1706	6353	79	731	112	3504	5570	650	1925	1199	356	85	0
2013	427	261	165	11	52	257	7922	714	1595	5768	68	524	102	3156	5454	505	2200	1342	235	94	0

Fraction projetée du total des jours de forage ciblant du gaz selon la région - Prix 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
2010	0,0609	0,0501	0,0078	0,0005	0,011	0,0217	0,0746	0,044	0,1083	0,2359	0,005	0,0507	0,0043	0,0704	0,1221	0,0164	0,0402	0,0214	0,0463	0,0084	0,0000
2011	0,0425	0,0308	0,0059	0,0004	0,0036	0,0104	0,2032	0,0291	0,0543	0,206	0,0027	0,0243	0,0036	0,1052	0,1594	0,0205	0,0489	0,0306	0,0156	0,0031	0,0000
2012	0,0291	0,0204	0,0056	0,0004	0,0029	0,0093	0,2227	0,0265	0,0523	0,1949	0,0024	0,0224	0,0034	0,1075	0,1709	0,0199	0,059	0,0368	0,0109	0,0026	0,0000
2013	0,0139	0,0084	0,0053	0,0004	0,0017	0,0083	0,2568	0,0231	0,0517	0,187	0,0022	0,017	0,0033	0,1023	0,1768	0,0164	0,0713	0,0435	0,0076	0,0031	0,0000

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

Scénario de prix médians							
Région	Nombre annuel projeté de puits ciblant le groupe de ressources			Ratio de raccordements	Nombre annuel projeté de raccordements pour le groupe de ressources		
	2011	2012	2013		2011	2012	2013
Raccordements pour le gaz							
00 - AB - MH	418	355	302	1,229	513	436	371
01 - AB - Sud	955	760	653	1,097	1,048	838	720
Réservoirs étanches	755	577	499	1,059	799	611	528
02 - AB - Sud-ouest	57	52	46	1,017	58	53	47
Réservoirs étanches	14	13	12	0,882	13	12	11
03 - Zone sud des piémonts	1	1	1	1	1	1	1
04 - AB - Est	119	108	94	1,035	124	112	98
Réservoirs étanches	32	29	25	0,945	30	27	24
05 - AB - Centre	118	106	91	1,144	135	121	105
Réservoirs étanches	16	15	15	1,2	19	19	18
06 - AB - Centre-ouest	470	506	549	1,011	476	512	555
Réservoirs étanches	141	158	171	1,034	146	163	176
07 - Zone centrale des piémonts	27	22	18	1,29	34	27	23
Réservoirs étanches	7	4	3	1,83	13	8	6
08 - Kaybob	161	160	146	0,942	152	151	138
Réservoirs étanches	71	68	63	0,937	67	64	59
09 - AB - Deep Basin	441	432	429	1,246	550	534	523
Réservoirs étanches	364	340	316	1,293	470	440	408
10 - AB - Nord-est	51	46	40	0,702	36	32	28
11 - Peace River	139	133	126	1,114	155	150	142
Réservoirs étanches	8	5	2	1	8	5	2
12 - AB - Nord-ouest	23	21	19	0,846	19	18	16
13 - BC - Deep Basin	101	94	85	1,045	105	97	87
Montney	50	58	63	1	50	58	63
Autre - Réservoirs étanches	8	7	4	1,21	10	8	5
14 - Fort St. John	391	389	351	0,991	388	386	349
Montney	200	210	214	1	200	210	214
15 - BC - Nord-est	124	128	126	1,006	125	129	127
Schiste de Horn River	75	82	90	1	75	82	90
Réservoirs étanches	43	40	31	0,948	41	38	29
16 - BC - Piémonts	27	28	27	0,94	25	25	24
17 - SK - Sud-ouest	384	305	252	0,999	383	305	252
Réservoirs étanches	384	305	252	0,999	383	305	252
18 - SK - Ouest	25	21	20	0,871	22	18	18
19 - SK - Est	0	0	0	s.o.	0	0	0
Somme partielle; Gaz - Classique (non étanche)	1 448	1 400	1 314		1 512	1 459	1 365
Somme partielle; Gaz - Réservoirs étanches	2 093	1 830	1 669		2 249	1 967	1 795
Somme partielle; Gaz - MH	418	355	302		513	436	371
Somme partielle; Gaz - Schiste	75	82	90		75	82	90
Raccordements pour le gaz - MH							
AB - Formation principale HSC	399	339	288	1,244	496	422	359
AB - Mannville	9	8	6	0,903	8	7	6
AB - Autre MH	10	8	7	0,903	9	8	6
Somme partielle; Gaz - MH	418	355	302		513	436	371
Total : Gaz	4 033	3 667	3 375		4 349	3 944	3 621

Scénario de prix élevés							
Région	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	442	376	320	1,229	543	462	393
01 - AB - Sud	1,230	875	741	1,095	1,347	964	819
Réservoirs étanches	988	672	554	1,059	1,046	711	587
02 - AB - Sud-ouest	70	59	54	1,015	71	60	55
Réservoirs étanches	18	16	15	0,882	16	14	13
03 - Zone sud des piémonts	1	1	1	1	1	1	1
04 - AB - Est	99	72	62	1,029	101	75	63
Réservoirs étanches	28	21	18	0,945	26	20	17
05 - AB - Centre	136	106	94	1,146	156	121	107
Réservoirs étanches	19	16	14	1,201	23	19	17
06 - AB - Centre-ouest	641	626	654	1,011	648	633	662
Réservoirs étanches	178	187	217	1,034	184	193	224
07 - Zone centrale des piémonts	36	29	25	1,257	45	37	30
Réservoirs étanches	8	6	4	1,828	14	12	7
08 - Kaybob	183	149	141	0,947	174	141	134
Réservoirs étanches	105	79	75	0,949	100	75	72
09 - AB - Deep Basin	490	521	578	1,236	606	632	688
Réservoirs étanches	374	349	342	1,302	487	456	448
10 - AB - Nord-est	52	47	46	0,707	37	33	32
11 - Peace River	217	207	204	1,093	237	227	224
Réservoirs étanches	21	14	12	1	21	14	12
12 - AB - Nord-ouest	29	25	23	0,846	24	21	20
13 - BC - Deep Basin	149	143	135	1,063	158	151	140
Montney	75	86	95	1	75	86	95
Autre - Réservoirs étanches	21	19	9	1,284	26	24	11
14 - Fort St. John	546	535	531	0,986	538	528	523
Montney	225	243	253	1	225	243	253
15 - BC - Nord-est	147	154	166	1,007	147	155	167
Schiste de Horn River	85	100	115	1	85	100	115
Réservoirs étanches	54	47	45	0,948	51	45	42
16 - BC - Piémonts	46	38	40	0,953	44	36	37
17 - SK - Sud-ouest	558	404	361	0,999	558	404	361
Réservoirs étanches	558	404	361	0,999	558	404	361
18 - SK - Ouest	33	26	26	0,867	29	22	22
19 - SK - Est	0	0	0	s.o.	0	0	0
Somme partielle; Gaz - Classique (non étanche)	1 907	1 760	1 753		1 985	1 825	1 812
Somme partielle; Gaz - Réservoirs étanches	2 671	2 159	2 014		2 852	2 316	2 158
Somme partielle; Gaz - MH	442	376	320		543	462	393
Somme partielle; Gaz - Schiste	85	100	115		85	100	115
Raccords pour le gaz - MH							
AB - Formation principale HSC	422	359	305	1,244	525	447	380
AB - Mannville	9	8	7	0,903	8	7	6
AB - Autre MH	11	9	8	0,903	10	8	7
Somme partielle; Gaz - MH	442	376	320		543	462	393
Total : Gaz	5 105	4 394	4 201		5 465	4 702	4 478

Scénario de prix bas							
Région	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	246	160	72	1,229	302	196	88
01 - AB - Sud	476	295	78	1,097	522	327	95
Réservoirs étanches	388	227	17	1,059	411	240	18
02 - AB - Sud-ouest	38	34	30	1,011	38	34	30
Réservoirs étanches	10	9	8	0,882	9	8	7
03 - Zone sud des piémonts	1	1	1	1	1	1	1
04 - AB - Est	46	36	22	1,012	47	37	22
Réservoirs étanches	20	17	15	0,945	19	16	14
05 - AB - Centre	73	62	52	1,14	83	70	60
Réservoirs étanches	12	11	10	1,198	15	13	12
06 - AB - Centre-ouest	598	604	634	1,019	609	615	646
Réservoirs étanches	236	252	294	1,034	244	260	304
07 - Zone centrale des piémonts	19	17	15	1,334	26	23	20
Réservoirs étanches	6	6	5	1,838	12	11	10
08 - Kaybob	80	72	68	0,766	61	55	51
Réservoirs étanches	38	35	33	0,935	35	33	31
09 - AB - Deep Basin	282	261	251	1,266	357	334	322
Réservoirs étanches	240	229	222	1,309	314	301	292
10 - AB - Nord-est	31	27	23	0,705	22	19	17
11 - Peace River	61	52	41	1,038	64	55	43
Réservoirs étanches	11	8	2	1	11	8	2
12 - AB - Nord-ouest	16	15	14	0,846	14	12	11
13 - BC - Deep Basin	105	106	98	1,051	110	111	102
Montney	45	52	54	1	45	52	54
Autre - Réservoirs étanches	17	16	13	1,137	20	18	15
14 - Fort St. John	279	280	273	0,988	276	277	269
Montney	125	138	144	1	125	138	144
15 - BC - Nord-est	96	104	109	1,005	97	104	108
Schiste de Horn River	60	70	80	1	60	70	80
Réservoirs étanches	32	29	27	0,948	30	28	26
16 - BC - Piémonts	18	20	23	0,929	17	19	21
17 - SK - Sud-ouest	143	95	63	0,999	143	95	63
Réservoirs étanches	143	95	63	0,999	143	95	63
18 - SK - Ouest	12	10	10	0,911	11	9	9
19 - SK - Est	0	0	0	s.o.	0	0	0
Somme partielle; Gaz - Classique (non étanche)	993	896	816		1 007	905	818
Somme partielle; Gaz - Réservoirs étanches	1 322	1 124	908		1 430	1 221	992
Somme partielle; Gaz - MH	246	160	72		302	196	88
Somme partielle; Gaz - Schiste	60	70	80		60	70	80
Raccords pour le gaz - MH							
AB - Formation principale HSC	235	153	69	1,244	292	190	85
AB - Mannville	5	3	2	0,903	5	3	1
AB - Autre MH	6	4	2	0,903	5	3	2
Somme partielle; Gaz - MH	246	160	72		302	196	88
Total : Gaz	2 621	2 250	1 876		2 799	2 392	1 978

ANNEXE C

Détails de productibilité selon le scénario

C1 - Productibilité de gaz au Canada par région/ressource - Scénario de prix médians										
Région/ressource	Historique				Projection					
	2009		2010*		2011		2012		2013	
	Mm ³ /j	Mpi ³ /j	Mm ³ /j	Mpi ³ /j	Mm ³ /j	Mpi ³ /j	Mm ³ /j	Mpi ³ /j	Mm ³ /j	Mpi ³ /j
00 - AB - MH	23,48	829	22,02	777	20,09	709	18,40	650	15,64	552
Horseshoe Canyon	18,83	665	17,75	627	16,46	581	15,26	539	14,17	500
Mannville	3,42	121	3,11	110	2,68	95	2,33	82	0,98	35
Autre	1,24	44	1,15	41	0,96	34	0,81	29	0,49	17
01 - AB - Sud	43,50	1 536	37,14	1 311	31,48	1 111	28,88	1 019	26,29	928
Réservoirs étanches	28,32	1 000	23,41	826	18,86	666	17,35	613	15,78	557
02 - AB - Sud-ouest	9,31	329	7,79	275	6,69	236	5,88	208	5,25	185
Réservoirs étanches	2,03	72	1,76	62	1,47	52	1,28	45	1,13	40
03 - Zone sud des piémonts	3,37	119	3,84	136	3,27	116	2,88	102	2,55	90
04 - AB - Est	20,98	740	18,47	652	16,14	570	14,69	519	13,54	478
Réservoirs étanches	0,47	16	0,42	15	0,39	14	0,37	13	0,34	12
05 - AB - Centre	26,40	932	21,62	763	17,19	607	14,39	508	12,31	435
Réservoirs étanches	2,06	73	1,58	56	1,32	47	1,15	41	1,05	37
06 - AB - Centre-ouest	47,69	1 683	40,92	1 445	34,69	1 225	31,80	1 123	30,66	1 082
Réservoirs étanches	14,62	516	12,26	433	9,54	337	8,31	293	8,01	283
07 - Zone centrale des piémonts	26,95	951	22,32	788	18,21	643	15,24	538	13,17	465
Réservoirs étanches	1,68	59	1,58	56	1,51	53	1,31	46	1,16	41
08 - Kaybob	24,34	859	24,65	870	22,97	811	21,40	755	20,69	730
Réservoirs étanches	9,98	352	11,03	389	10,12	357	9,02	318	8,42	297
09 - AB - Deep Basin	59,70	2 107	59,14	2 088	55,67	1 965	52,35	1 848	50,16	1 771
Réservoirs étanches	49,55	1 749	50,17	1 771	47,80	1 687	45,20	1 596	43,45	1 534
10 - AB - Nord-est	15,11	533	13,57	479	11,70	413	10,29	363	9,14	323
11 - Peace River	15,38	543	14,41	509	13,74	485	12,65	447	11,86	419
Réservoirs étanches	0,00	0	0,02	1	0,06	2	0,09	3	0,11	4
12 - AB - Nord-ouest	12,66	447	10,94	386	9,41	332	8,21	290	7,21	254
13 - BC - Deep Basin	11,93	421	12,04	425	13,64	482	14,56	514	14,57	514
Montney	0,71	25	1,65	58	2,97	105	4,05	143	5,01	177
Autre - Réservoirs étanches	7,08	250	6,34	224	5,69	201	5,05	178	4,47	158
14 - Fort St. John	29,79	1 052	34,96	1 234	47,24	1 668	59,85	2 113	71,05	2 508
Montney	5,17	182	11,83	418	24,66	871	37,03	1 307	48,34	1 706
15 - BC - Nord-est	17,25	609	20,92	738	23,52	830	26,24	926	28,94	1 022
Schiste de Horn River	2,12	75	6,87	243	9,90	350	12,92	456	16,13	570
Réservoirs étanches	9,02	318	8,73	308	8,60	304	8,56	302	8,30	293
16 - BC - Piémonts	15,74	556	14,48	511	13,11	463	12,01	424	11,06	390
17 - SK - Sud-ouest	9,65	341	8,46	299	7,59	268	6,74	238	6,00	212
Réservoirs étanches	9,05	319	7,89	279	7,07	250	6,25	221	5,54	195
18 - SK - Ouest	4,69	166	4,06	143	3,59	127	3,23	114	2,93	104
19 - SK - Est	1,75	62	1,78	63	1,58	56	1,37	49	1,17	41
22 - Yukon et T.N.-O.	0,45	16	0,54	19	0,48	17	0,42	15	0,37	13
Total - Classique (non étanche)	254,79	8 994	226,51	7 996	201,95	7 129	185,15	6 536	171,70	6 061
Total - Réservoirs étanches	139,72	4 932	138,68	4 896	140,07	4 945	145,02	5 119	151,10	5 334
Total - MH	23,48	829	22,02	777	20,09	709	18,40	650	15,64	552
Total - Schiste	2,12	75	6,87	243	9,90	350	12,92	456	16,13	570
Total - BSOC	420,12	14 831	394,08	13 912	372,02	13 133	361,49	12 761	354,57	12 517
Canada atlantique	9,87	348	8,67	306	7,13	252	11,77	415	8,53	301
Canada - Ailleurs	0,51	18	0,47	17	0,45	16	0,43	15	0,41	14
Total - Canada	430,50	15 197	403,22	14 234	379,60	13 400	373,69	13 192	363,51	12 832

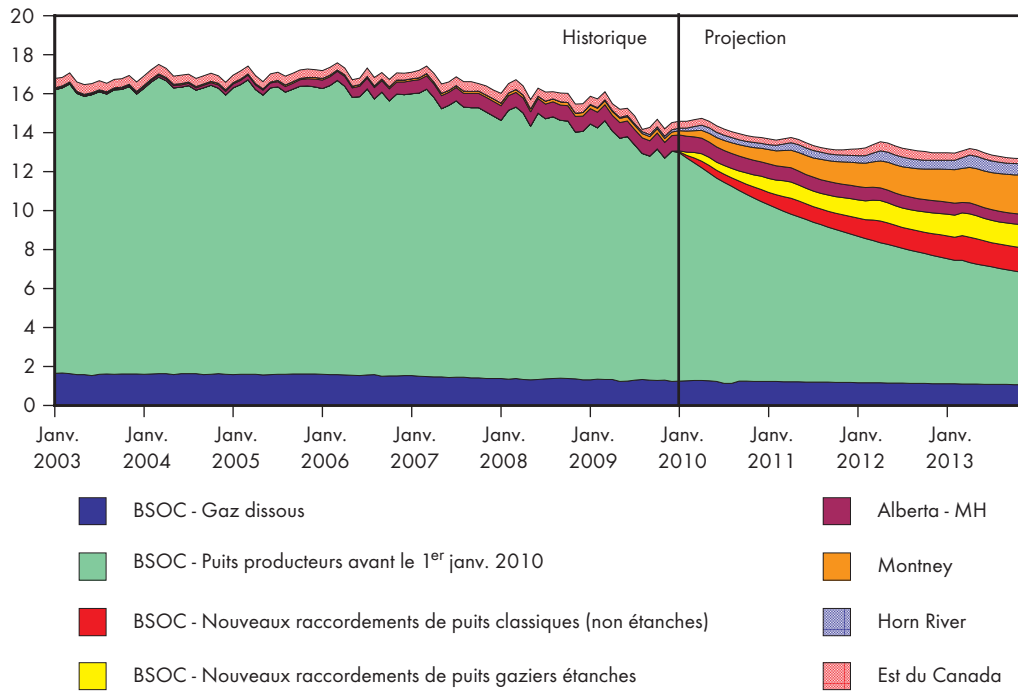
moyennes annuelles

* historique pour janvier à août 2010

FIGURE C1

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

Gpi³/j



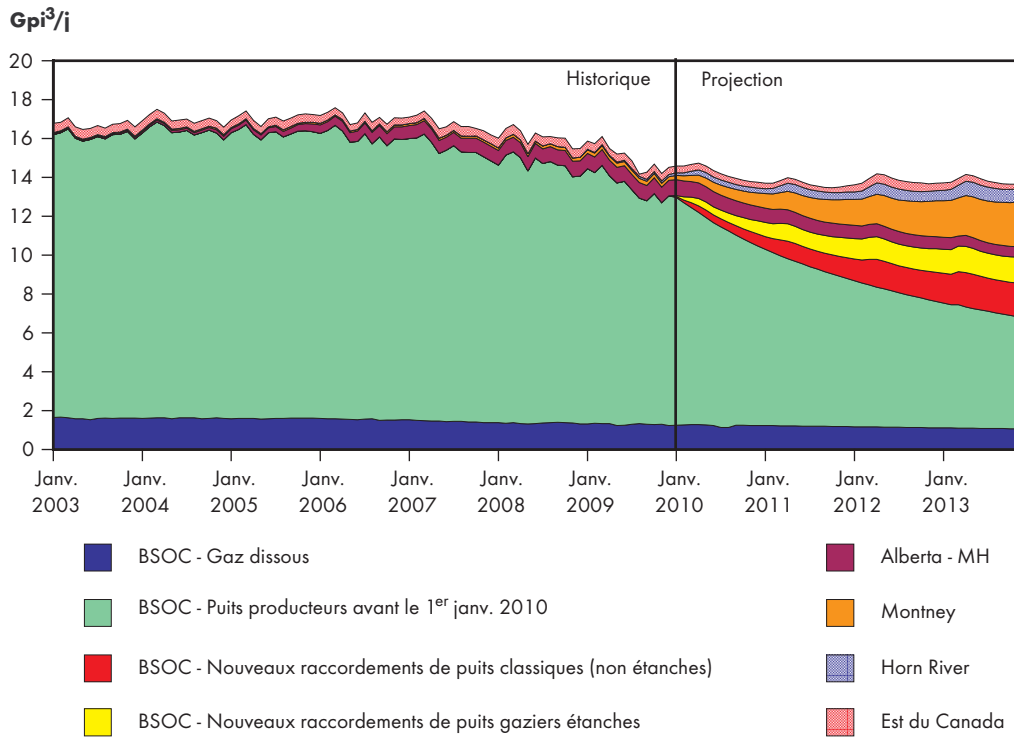
C2 - Productibilité de gaz au Canada par région/ressource - Scénario de prix élevés										
Région/ressource	Historique				Projection					
	2008		2009*		2010		2011		2012	
	Mm ³ /j	Mpi ³ /j	Mm ³ /j	Mpi ³ /j	Mm ³ /j	Mpi ³ /j	Mm ³ /j	Mpi ³ /j	Mm ³ /j	Mpi ³ /j
00 - AB - MH	23,48	829	22,02	777	20,12	710	18,48	652	15,75	556
Horseshoe Canyon	18,83	665	17,75	627	16,49	582	15,33	541	14,26	504
Mannville	3,42	121	3,11	110	2,68	95	2,34	82	0,99	35
Autre	1,24	44	1,15	41	0,96	34	0,81	29	0,50	17
01 - AB - Sud	43,50	1 536	37,14	1 311	31,79	1 122	29,53	1 043	26,99	953
Réservoirs étanches	28,32	1 000	23,41	826	19,08	674	17,82	629	16,24	573
02 - AB - Sud-ouest	9,31	329	7,79	275	6,72	237	5,94	210	5,33	188
Réservoirs étanches	2,03	72	1,76	62	1,48	52	1,30	46	1,16	41
03 - Zone sud des piémonts	3,37	119	3,84	136	3,28	116	2,89	102	2,56	91
04 - AB - Est	20,98	740	18,47	652	16,11	569	14,61	516	13,42	474
Réservoirs étanches	0,47	16	0,42	15	0,39	14	0,36	13	0,33	12
05 - AB - Centre	26,40	932	21,62	763	17,22	608	14,42	509	12,33	435
Réservoirs étanches	2,06	73	1,58	56	1,33	47	1,17	41	1,06	37
06 - AB - Centre-ouest	47,69	1 683	40,92	1 445	35,44	1 251	33,11	1 169	32,14	1 135
Réservoirs étanches	14,62	516	12,26	433	9,82	347	8,79	310	8,70	307
07 - Zone centrale des piémonts	26,95	951	22,32	788	18,31	646	15,45	546	13,41	473
Réservoirs étanches	1,68	59	1,58	56	1,53	54	1,38	49	1,24	44
08 - Kaybob	24,34	859	24,65	870	23,66	835	22,24	785	21,45	757
Réservoirs étanches	9,98	352	11,03	389	10,95	386	10,35	366	9,95	351
09 - AB - Deep Basin	59,70	2 107	59,14	2 088	55,78	1 969	52,78	1 863	51,47	1 817
Réservoirs étanches	49,55	1 749	50,17	1 771	47,66	1 682	44,86	1 583	43,26	1 527
10 - AB - Nord-est	15,11	533	13,57	479	11,70	413	10,30	363	9,15	323
11 - Peace River	15,38	543	14,41	509	14,88	525	15,28	539	15,95	563
Réservoirs étanches	0,00	0	0,02	1	0,07	2	0,10	4	0,13	4
12 - AB - Nord-ouest	12,66	447	10,94	386	9,43	333	8,23	291	7,24	256
13 - BC - Deep Basin	11,93	421	12,04	425	15,12	534	17,56	620	18,43	651
Montney	0,71	25	1,65	58	3,73	132	5,57	196	7,00	247
Autre - Réservoirs étanches	7,08	250	6,34	224	6,06	214	5,82	206	5,29	187
14 - Fort St. John	29,79	1 052	34,96	1 234	48,54	1 713	65,78	2 322	80,66	2 847
Montney	5,17	182	11,83	418	25,69	907	39,93	1 409	53,13	1 875
15 - BC - Nord-est	17,25	609	20,92	738	24,30	858	28,08	991	32,09	1 133
Schiste de Horn River	2,12	75	6,87	243	10,53	372	14,57	514	18,93	668
Réservoirs étanches	9,02	318	8,73	308	8,82	311	8,88	314	8,83	312
16 - BC - Piémonts	15,74	556	14,48	511	13,51	477	12,76	450	11,97	423
17 - SK - Sud-ouest	9,65	341	8,46	299	7,64	270	6,82	241	6,06	214
Réservoirs étanches	9,05	319	7,89	279	7,12	251	6,33	223	5,60	198
18 - SK - Ouest	4,69	166	4,06	143	3,60	127	3,24	115	2,95	104
19 - SK - Est	1,75	62	1,78	63	1,58	56	1,37	49	1,17	41
22 - Yukon et T.N.-O.	0,45	16	0,54	19	0,48	17	0,42	15	0,37	13
Total - Classique (non étanche)	254,79	8 994	226,51	7 996	204,85	7 231	193,59	6 834	184,31	6 506
Total - Réservoirs étanches	139,72	4 932	138,68	4 896	143,72	5 073	152,66	5 389	161,90	5 715
Total - MH	23,48	829	22,02	777	20,12	710	18,48	652	15,75	556
Total - Schiste	2,12	75	6,87	243	10,53	372	14,57	514	18,93	668
Total - BSOE	420,12	14 831	394,08	13 912	379,22	13 387	379,30	13 390	380,89	13 446
Canada atlantique	9,87	348	8,67	306	7,60	268	11,78	416	7,87	278
Canada - Ailleurs	0,51	18	0,47	17	0,45	16	0,43	15	0,41	14
Total - Canada	430,50	15 197	403,22	14 234	387,27	13 671	391,51	13 821	389,17	13 738

moyennes annuelles

* historique pour janvier à août 2010

FIGURE C 2

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



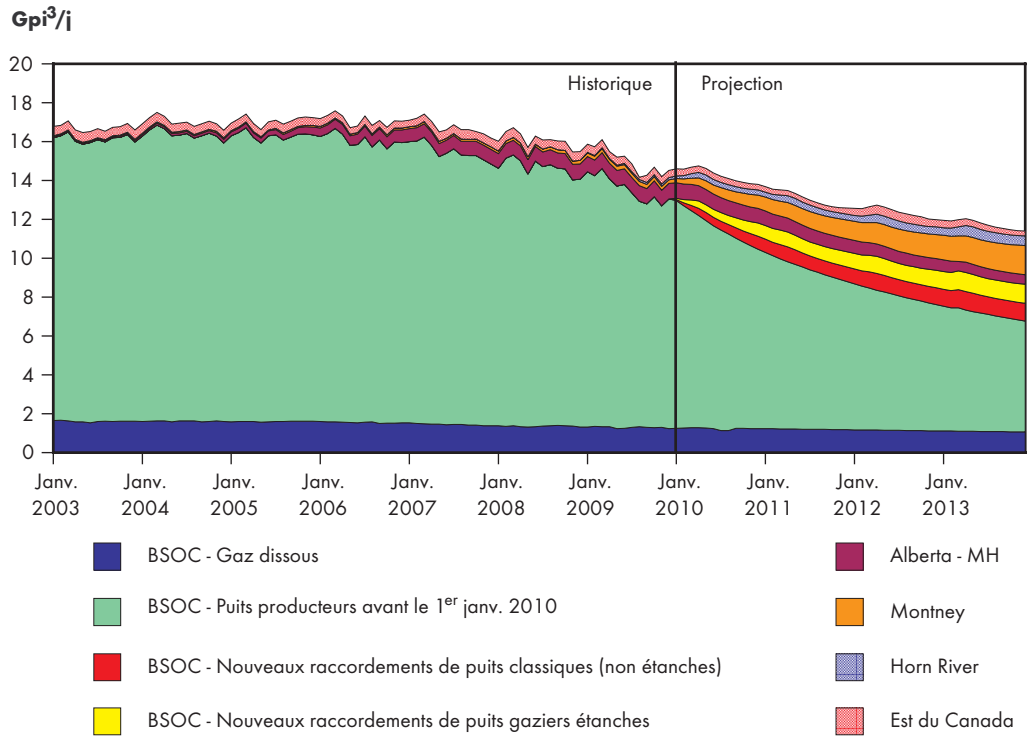
C3 - Productibilité de gaz au Canada par région/ressource - Scénario de prix bas										
Région/ressource	Historique				Projection					
	2008		2009*		2010		2011		2012	
	Mm ³ /j	Mpi ³ /j	Mm ³ /j	Mpi ³ /j	Mm ³ /j	Mpi ³ /j	Mm ³ /j	Mpi ³ /j	Mm ³ /j	Mpi ³ /j
00 - AB - MH	23,48	829	22,02	777	19,90	702	17,83	629	14,70	519
Horseshoe Canyon	18,83	665	17,75	627	16,28	575	14,74	520	13,30	470
Mannville	3,42	121	3,11	110	2,66	94	2,29	81	0,92	32
Autre	1,24	44	1,15	41	0,95	34	0,80	28	0,48	17
01 - AB - Sud	43,50	1 536	37,14	1 311	30,95	1 092	27,47	970	24,20	854
Réservoirs étanches	28,32	1 000	23,41	826	18,51	653	16,42	580	14,34	506
02 - AB - Sud-ouest	9,31	329	7,79	275	6,64	235	5,78	204	5,12	181
Réservoirs étanches	2,03	72	1,76	62	1,46	51	1,25	44	1,09	39
03 - Zone sud des piémonts	3,37	119	3,84	136	3,27	115	2,87	101	2,54	90
04 - AB - Est	20,98	740	18,47	652	16,05	567	14,48	511	13,24	468
Réservoirs étanches	0,47	16	0,42	15	0,39	14	0,35	13	0,33	12
05 - AB - Centre	26,40	932	21,62	763	17,11	604	14,23	502	12,13	428
Réservoirs étanches	2,06	73	1,58	56	1,30	46	1,11	39	0,99	35
06 - AB - Centre-ouest	47,69	1 683	40,92	1 445	35,30	1 246	32,88	1 161	31,87	1 125
Réservoirs étanches	14,62	516	12,26	433	10,26	362	9,69	342	9,95	351
07 - Zone centrale des piémonts	26,95	951	22,32	788	18,10	639	15,08	532	13,03	460
Réservoirs étanches	1,68	59	1,58	56	1,50	53	1,33	47	1,23	43
08 - Kaybob	24,34	859	24,65	870	21,78	769	18,53	654	16,66	588
Réservoirs étanches	9,98	352	11,03	389	9,59	338	7,88	278	6,95	245
09 - AB - Deep Basin	59,70	2 107	59,14	2 088	53,50	1 889	47,83	1 688	44,21	1 561
Réservoirs étanches	49,55	1 749	50,17	1 771	45,89	1 620	41,31	1 458	38,53	1 360
10 - AB - Nord-est	15,11	533	13,57	479	11,71	414	10,27	363	9,11	321
11 - Peace River	15,38	543	14,41	509	12,88	455	10,99	388	9,95	351
Réservoirs étanches	0,00	0	0,02	1	0,06	2	0,08	3	0,09	3
12 - AB - Nord-ouest	12,66	447	10,94	386	9,39	332	8,17	288	7,17	253
13 - BC - Deep Basin	11,93	421	12,04	425	15,08	532	16,14	570	16,55	584
Montney	0,71	25	1,65	58	2,80	99	3,69	130	4,41	156
Autre - Réservoirs étanches	7,08	250	6,34	224	6,09	215	5,94	210	5,65	200
14 - Fort St. John	29,79	1 052	34,96	1 234	43,41	1 533	49,71	1 755	55,75	1 968
Montney	5,17	182	11,83	418	21,23	749	28,20	996	34,99	1 235
15 - BC - Nord-est	17,25	609	20,92	738	21,98	776	23,36	825	25,39	896
Schiste de Horn River	2,12	75	6,87	243	8,84	312	11,06	390	13,88	490
Réservoirs étanches	9,02	318	8,73	308	8,28	292	7,85	277	7,48	264
16 - BC - Piémonts	15,74	556	14,48	511	12,93	456	11,65	411	10,69	377
17 - SK - Sud-ouest	9,65	341	8,46	299	7,46	264	6,42	227	5,62	198
Réservoirs étanches	9,05	319	7,89	279	6,94	245	5,93	209	5,16	182
18 - SK - Ouest	4,69	166	4,06	143	3,57	126	3,19	113	2,88	102
19 - SK - Est	1,75	62	1,78	63	1,58	56	1,37	49	1,17	41
22 - Yukon et T.N.-O.	0,45	16	0,54	19	0,48	17	0,42	15	0,37	13
Total - Classique (non étanche)	254,79	8 994	226,51	7 996	200,08	7 063	178,76	6 310	162,56	5 739
Total - Réservoirs étanches	139,72	4 932	138,68	4 896	134,27	4 740	131,04	4 626	131,19	4 631
Total - MH	23,48	829	22,02	777	19,90	702	17,83	629	14,70	519
Total - Schiste	2,12	75	6,87	243	8,84	312	11,06	390	13,88	490
Total - BSOc	420,12	14 831	394,08	13 912	363,09	12 817	338,69	11 956	322,34	11 379
Canada atlantique	9,87	348	8,67	306	7,13	252	11,77	415	8,53	301
Canada - Ailleurs	0,51	18	0,47	17	0,45	16	0,43	15	0,41	14
Total - Canada	430,50	15 197	403,22	14 234	370,67	13 085	350,89	12 387	331,28	11 695

moyennes annuelles

* historique pour janvier à août 2010

FIGURE C3

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

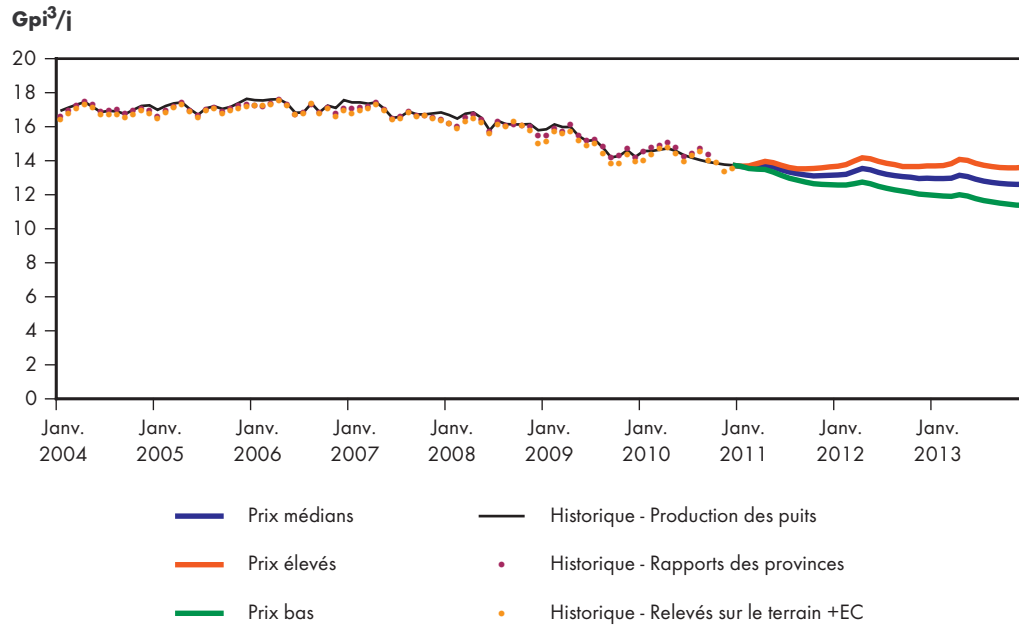


ANNEXE D

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

	2009		2010		2011		2012		2013	
	Mm ³ /j	Gpi ³ /j	Mm ³ /j	Gpi ³ /j	Mm ³ /j	Gpi ³ /j	Mm ³ /j	Gpi ³ /j	Mm ³ /j	Gpi ³ /j
Productibilité au Canada - Prix médians	430,5	15,2	403,2	14,2	379,6	13,4	373,7	13,2	363,5	12,8
Demande totale - Canada	265,4	9,4	268	9,5	274,6	9,7	280,7	9,9	285,4	10,1
Demande - Ouest canadien	166,9	5,9	167,8	5,9	169,9	6	172,2	6,1	174	6,1
Demande - Est du Canada	98,4	3,5	100,2	3,5	104,7	3,7	108,5	3,8	111,4	3,9
Exportations nettes de production canadienne	165,1	5,8	135,2	4,8	105	3,7	93	3,3	78,2	2,8

