



Note d'information sur l'énergie

Productibilité à court terme de pétrole classique, de réservoirs étanches et de schiste dans l'Ouest canadien 2015 -2107

Annexes



Office national
de l'énergie

National Energy
Board

Octobre 2015

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.

Quiconque souhaite utiliser le présent rapport dans une instance réglementaire devant l'Office peut le soumettre à cette fin, comme c'est le cas pour tout autre document public. Une partie qui agit ainsi se trouve à adopter l'information déposée et peut se voir poser des questions au sujet de cette dernière.

Le présent rapport ne fournit aucune indication relativement à l'approbation ou au rejet d'une demande quelconque. L'Office étudie chaque demande en se fondant sur les documents qui lui sont soumis en preuve à ce moment.

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.

If a party wishes to rely on material from this report in any regulatory proceeding before the NEB, it may submit the material, just as it may submit any public document. Under these circumstances, the submitting party in effect adopts the material and that party could be required to answer questions pertaining to the material.

This report does not provide an indication about whether any application will be approved or not. The Board will decide on specific applications based on the material in evidence before it at that time.

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

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

ISSN 1917-5078

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 2015

ISSN 1917-506X

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

Liste des figures ii

List des Tables ii

Liste des sigles et des abréviations iii

Liste d'unités et facteurs de conversioniv

Annexe A

A1 Méthodes (Description Détaillée)1

A2 Parametres de productibilité - Résultats..... 15

A3 Paramètres de diminution pour les groupes de puits de pétrole existants 19

A4 Paramètres de diminution pour les puits de pétrole futurs50

Annexe B

B1 Répartition du nombre de jours de forage ciblant du pétrole selon la région..... 97

B2 Puits de pétrole prévus selon le scénario..... 99

B3 Puits de pétrole prévus par type selon le scénario 103

Annexe C

C1 Détails de la productibilité selon le scénario (b/j)..... 104

Liste des figures

A 1.1	Méthode de calcul de la productibilité globale	2
A 1.2	Sources d'approvisionnement en pétrole dans le BSOC pour l'évaluation de la productibilité	2
A 1.3	Carte des régions pétrolifères de l'Ouest canadien	3
A 1.4	Exemple de représentation graphique servant à l'analyse de la diminution de la production d'un puits moyen	9
A 1.5	Exemple de représentation graphique servant à l'analyse de la diminution de la production d'un groupe	10
A 1.6	Exemple de productivité initiale d'un puits moyen selon l'année - Pétrole classique léger du groupe Colorado dans le sud de l'Alberta	12
A 1.7	Exemple de paramètres clés de diminution d'un puits moyen au fil du temps - Pétrole classique lourd des groupes de Mannville ainsi que du Jurassique et du Trias dans l'est de l'Alberta	13
A 1.8	Diagramme illustrant la méthode de projection du nombre de forages.....	14
A 2.1	Productivité initiale moyenne de tous les puits de pétrole dans le BSOC selon l'année.....	16
A 2.2	Puits de pétrole selon le scénario	17
C 1	Productibilité de pétrole dans l'Ouest canadien - Puits existants et projetés - Scénario de prix médian	113
C 2	Productibilité de pétrole dans l'Ouest canadien - Puits existants et projetés - Scénario de prix plus élevé	114
C.3	Productibilité de pétrole dans l'Ouest canadien - Puits existants et projetés - Scénario de prix plus faible.....	115

Liste des tables

A 2.1	Productivité initiale moyenne des puits de pétrole par année selon la région (en b/j).....	16
A 3.1	Index des formations	19
A 3.2	Index des groupes.....	19
A 3.3	Paramètres de diminution pour les groupes de puits de pétrole	25

LISTE DES SIGLES ET DES ABRÉVIATIONS

BSOC	bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
CO ₂	dioxyde de carbone
EIA	Energy Information Administration
MSW	mélange non corrosif mixte
Office	Office national de l'énergie
RAH	récupération assistée des hydrocarbures
WCS	pétrole Western Canadian Select
WTI	pétrole West Texas Intermediate

LISTE D'UNITÉS ET FACTEURS DE CONVERSION

Unités

m^3	= mètre cube
b	= baril
m^3/j	= mètres cubes par jour
$10^3m^3/j$	= milliers de mètres cubes par jour
b/j	= barils par jour
Mb/j	= millions de barils par jour

Facteur courant de conversion du pétrole

$1,0 m^3$ = 6,2898108 b¹.

1 [Tables de conversion d'unités d'énergie](#)

ANNEXE A

Annexe A1 – Méthodes (Description Détaillée)

La productibilité représente la capacité future prévue d'un groupe de puits en fonction des caractéristiques de production de chacun, sans tenir compte des réductions attribuables aux conditions météorologiques, à la faiblesse des prix du pétrole, aux pannes d'équipement ou aux interruptions de diverses autres origines. La productibilité totale est égale à la capacité de production d'un puits multipliée par le nombre de puits prévu. Les perspectives de prix pour le pétrole, appliquées à l'ensemble de la production, permettent d'obtenir les revenus que l'industrie pourrait toucher. Elle réinvestit une partie de ses revenus sous forme de dépenses en immobilisations pour le forage de nouveaux puits. Le nombre de jours de forage au cours d'une année est déterminé en divisant le montant de ces dépenses par les frais journaliers pour de telles activités. Le nombre de puits forés chaque année est égal au nombre de jours de forage au cours de cette même année divisé par le nombre de jours qu'il faut pour forer un puits moyen jusqu'à son entrée en production. La production prévue d'un puits moyen est fondée sur le rendement historique, en particulier sur l'évolution des taux de production initiale et de diminution au fil du temps.

Pour les besoins de la présente analyse, l'Ouest canadien a été parcellisé sur la base de regroupements géographiques et stratigraphiques. Le nombre de puits de production et leur rendement, historiques et projetés, sont analysés pour chaque groupe en vue du calcul de la productibilité. Les prévisions à cet égard pour l'ensemble des groupes sont ensuite additionnées afin d'obtenir la productibilité totale de l'Ouest canadien. L'annexe A1.1 présente en détail comment l'Office définit les groupes dans l'Ouest canadien. Il est question des méthodes utilisées pour établir le rendement des puits à l'annexe A1.2. Les annexes B et C exposent les résultats de chaque groupe, y compris les taux de production initiale et les paramètres de diminution.

A1.1 Groupes pour l'analyse de diminution de la production

Afin d'évaluer la productibilité de pétrole dans l'Ouest canadien, la production et les puits sont répartis de la façon présentée à la figure A1.2. En divisant l'Ouest canadien en régions puis en catégories, selon les types de pétrole en place et sur la base des formations géologiques présentes on obtient un total de 250 groupes, lesquels sont énumérés à l'annexe A3.2. De ce nombre, quelque 150 ont des puits de production sur le territoire, ou en ont eu, ce qui permet de disposer de données historiques. Les autres pourraient servir au moment d'une éventuelle mise en valeur future.

FIGURE A 1.1

Méthode de calcul de la productivité globale

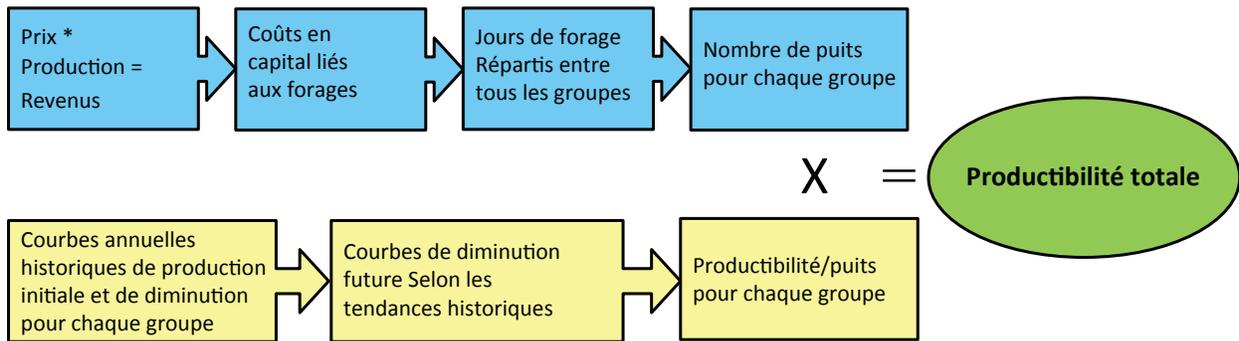
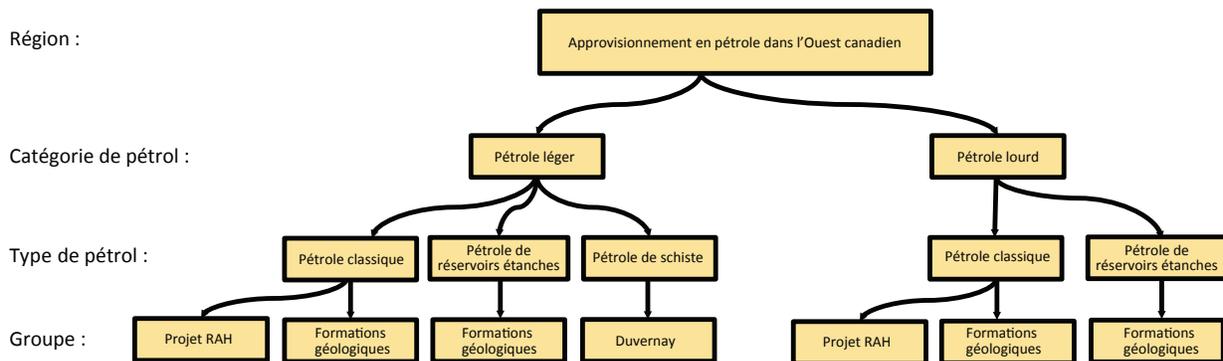


FIGURE A 1.2

Sources d’approvisionnement en pétrole dans le BSOC pour l’évaluation de la productivité



A1.1.1 Régions pétrolifères

Les puits de pétrole et la production sont regroupés géographiquement en fonction des régions délimitées par petroCUBE¹ pour l’Alberta, la Colombie-Britannique, la Saskatchewan et le Manitoba, tel qu’il est indiqué à la figure A1.3. La région de Lloydminster est scindée en deux de part et d’autre de la limite provinciale. L’Alberta compte dix régions et la Saskatchewan trois. Le nord-est de la Colombie-Britannique forme lui aussi une région, au même titre que le sud-ouest du Manitoba.

1 [PetroCUBE](#) est un service d’analyse en ligne proposé par geoLOGIC Systems. (Site Web disponible en anglais seulement).

FIGURE A 1.3

Carte des régions pétrolières de l'Ouest canadien



A1.1.2 Catégorie – Léger ou lourd

Chaque organisme de réglementation provinciale a ses propres critères de classification du pétrole brut, qui peut ainsi être léger, lourd, extra-lourd ou moyen. Pour les besoins du présent rapport, l'Office n'a pas dévié de ses pratiques habituelles et s'en est tenu à deux catégories : léger et lourd.

En Colombie-Britannique, le pétrole produit dont la densité est inférieure à 900 kg/m^3 ($25,6 \text{ }^\circ\text{API}$)² est considéré léger, et il devient lourd lorsqu'il franchit ce seuil. En l'absence de renseignements sur la densité pour un puits, celui-ci est classé dans la même catégorie que les autres présents dans le gisement exploité. Les mêmes critères servent à classer les puits en Alberta.

La classification des puits en Saskatchewan dépend de la densité du pétrole et de la région géographique. L'organisme de réglementation de la province a toujours considéré ceux de la région de Lloydminster comme produisant du pétrole lourd, la densité de ce dernier étant supérieure à 945 kg/m^3 ($18,1 \text{ }^\circ\text{API}$). La densité du pétrole léger produit dans la région de Kindersley varie entre 840 et 875 kg/m^3 ($36,8$ et $30,1 \text{ }^\circ\text{API}$) tandis que le pétrole lourd dans cette même région présente

2 [L'échelle de densité de l'American Petroleum Institute \(API\)](#) permet de savoir dans quelle mesure les produits pétroliers sont lourds ou légers comparativement à l'eau. (Site Web disponible en anglais seulement).

une densité se situant entre 949 et 996 kg/m³ (17,5 et 10,4 °API). Dans la région de Swift Current, la densité pour l'ensemble des puits va de 885 à 997 kg/m³ (28,2 et 10,3 °API) et l'organisme de réglementation provincial considère qu'il s'agit de pétrole moyen; toutefois, par souci d'uniformité entre les provinces, il entrera ici dans la catégorie du pétrole lourd. Des puits dans la région d'Estevan/Weyburn produisent un pétrole d'une densité de 760 à 896 kg/m³ (54,5 et 26,3 °API), donc léger, et cette appellation est aussi adoptée par l'organisme de réglementation saskatchewanais dans ce cas. Toujours dans cette région, lorsque la densité est plus élevée, l'organisme juge qu'il s'agit d'un pétrole moyen, mais dans le présent rapport, l'adjectif lourd sera utilisé s'il s'agit d'un puits qui produit du pétrole classique, et léger dans le cas d'un brut mis en valeur à partir de réservoirs étanches, celui-ci étant alors d'une densité qui en fait tout juste un pétrole moyen en Saskatchewan (des renseignements au sujet des types de puits sont fournis à la section A1.1.2). Dans le passé, la densité du pétrole tiré de tels puits se situait dans une fourchette allant de 827 à 956 kg/m³ (39,4 et 16,4 °API). En l'absence de renseignements sur la densité ou si aucune catégorie n'a déjà été cernée, le puits sera classé comme produisant du pétrole léger ou lourd selon ce qu'il en est des autres dans la même région.

On considère que tous les puits au Manitoba produisent du pétrole léger, dont la densité a varié entre 838 et 903 kg/m³ (37,2 et 25,0 °API).

A1.1.3 Type – Classique, réservoirs étanches ou schiste

Aux fins du présent rapport, une fois que le pétrole produit par un puits a été jugé léger ou lourd, il faut établir s'il s'agit de pétrole classique, de réservoirs étanches ou de schiste.

Le pétrole est considéré être de réservoirs étanches s'il est tiré d'un puits horizontal foré dans les formations suivantes après une certaine année.

- **Bakken/Three Forks/Torquay** : Après 2004 au Manitoba, en Saskatchewan (Estevan) ou en Alberta; formations de Bakken, de Torquay et d'Exshaw
- **Beaverhill** : Après 2008 en Alberta; groupe de Beaverhill Lake ou formation de Swan Hills (mais non la formation de Slave Point)
- **Belly River** : Après 2009 en Alberta; groupe de Belly River
- **Cardium** : Après 2007 en Alberta; formation de Cardium
- **Charlie Lake** : Après 2008 en Alberta; formations de Charlie Lake, Halfway et Boundary
- **Dunvegan** : Après 2009 en Alberta; formation de Dunvegan
- **Shaunavon inférieur** : Après 2005 en Saskatchewan; formation de Shaunavon
- **Montney/Doig** : près 2008 en Alberta et 2010 en Colombie-Britannique; formations de Montney, de Doig ou du Trias
- **Pekisko** : Après 2008 en Alberta; formation de Pekisko
- **Slave Point** : Après 2008 en Alberta; formation de Slave Point
- **Spearfish**: Après 2008 au Manitoba; formation d'Amaranth inférieur
- **Viking** : Après 2007 en Saskatchewan; formation de Viking

Il s'agit de pétrole de schiste si la production est tirée d'un puits horizontal foré après 2007 en Alberta dans la formation de Duvernay.

A1.1.4 Zone – Groupes de formations

Il existe des milliers d'horizons stratigraphiques mentionnés dans les données sur les puits du BSOC. Dans le présent rapport, ces horizons sont regroupés à l'intérieur de zones géologiques plus larges appelées groupes de formations. Les zones géologiques en question sont les suivantes :

- Tertiaire
- Crétacé supérieur
- Colorado supérieur
- Colorado
- Mannville supérieur
- Mannville moyen
- Mannville inférieur
- Jurassique
- Trias supérieur
- Trias inférieur
- Permien
- Mississippien
- Dévonien supérieur
- Dévonien moyen
- Dévonien inférieur
- Silurien/Ordovicien
- Cambrien
- Précambrien

Des groupes de formations particulières peuvent par la suite être constitués à partir de ces zones géologiques en s'appuyant sur des critères comme la région, des caractéristiques de puits semblables ou le nombre de ces puits.

Les puits de pétrole sont toujours regroupés selon l'année, tous ceux ayant été forés avant 1999 faisant partie d'un seul groupe tandis que des groupes distincts existent pour chaque année de 1999 à 2015. Il est ainsi possible d'analyser le rendement moyen des puits sur une période donnée afin de voir dans quelle mesure les taux de production initiale et de diminution varient au fil de la mise en valeur des ressources et de l'évolution sur le plan technologique.

A1.1.5 Projets de récupération assistée des hydrocarbures

Il y a dix projets thermiques en Saskatchewan, dans la région 12, ainsi que deux projets de récupération assistée des hydrocarbures par injection de CO₂, dans la région 14 de cette même province, et un autre dans le nord-ouest de l'Alberta, dans la région 10. L'analyse se penche sur chacun de ces projets de façon distincte. Puisque les modes d'extraction du pétrole varient selon le projet, les puits associés à chacun ne sont pas inclus dans l'analyse de la diminution globale. Les prévisions relatives à la productibilité pour ces projets sont plutôt fondées sur les tendances de production récentes ainsi que sur les plans des exploitants pour la poursuite de la mise en valeur.

Les projets thermiques, tous dans le groupe de Mannville, produisent dans chaque cas du pétrole classique lourd. En voici la liste :

- Senlac
- Onion Lake
- Celtic GP/Sparky
- Rush Lake
- Lashburn
- Pikes Peak
- Pikes Peak South
- Plover Lake
- Sandall
- Bolney/Celtic

Les projets de récupération assistée des hydrocarbures par injection de CO₂ en Saskatchewan produisent du pétrole classique lourd tiré de la zone du Mississippien; celui en Alberta est à l'origine de pétrole classique léger provenant des zones du Mississippien et du Dévonien. Ils sont énumérés ci-dessous :

- Weyburn-Midale (région 14)
- Midale-Midale (région 14)
- Zama (région 10)

D'autres projets de récupération assistée par hydrocarbures sont déjà en place ou envisagés dans l'Ouest canadien et pourraient eux aussi faire l'objet d'une analyse distincte dans de futurs numéros du présent rapport.

A1.1.6 Production de pétrole à partir de puits de gaz

La production de pétrole à partir de puits de gaz naturel est minime. En Alberta, moins de 2 % de toute la production de pétrole classique et de réservoirs étanches provient de tels puits. Puisque tous les puits producteurs de pétrole sont inclus dans la présente analyse, la production prévue à partir de puits de gaz naturel est intégrée aux projections pour les différents groupes. Celle associée à des puits futurs ne fait pas l'objet de projections directes. L'analyse de production de condensats n'est pas incluse dans ce rapport puisque les prévisions de l'Office à cet égard sont incluses dans son rapport sur *L'avenir énergétique du Canada*.

A1.2 Méthodes de calcul du rendement des puits de pétrole

Dans le présent rapport, les données de production historiques ont été analysées pour obtenir des taux de diminution qui ont servi à prédire le rendement futur. Il arrive que de telles données, pour des puits plus récents de mise en valeur de pétrole de réservoirs étanches et de schiste, soient plus restreintes et que les tendances en matière de diminution de la production ne soient pas aussi bien définies. L'information recueillie dans le cadre de consultations menées auprès de l'industrie et les données du domaine public ont alors joué un plus grand rôle lorsqu'il a fallu prédire le rendement de tels groupes de puits plus récents.

L'analyse comprend des puits forés depuis 2000, ce qui est à l'origine d'un vaste ensemble de données historiques pour établir les tendances de la production. Les méthodes de calcul de la productibilité des projets à l'égard des puits existants diffèrent de celles utilisées pour les puits à venir.

Les données de production historiques sont analysées pour déterminer le taux de diminution de chaque groupe (région/catégorie/type/zone/année du puits) de telle manière que deux jeux de paramètres sont élaborés.

1. Paramètres de productibilité d'un groupe – Attentes quant à la productibilité d'un groupe de puits de pétrole dans son intégralité
2. Paramètres de productibilité d'un puits moyen – Attentes quant à la productibilité d'un puits de pétrole moyen pour le groupe chaque année

Les paramètres de productibilité d'un groupe et ceux d'un puits moyen découlant de cette analyse se trouvent respectivement aux annexes A3.3 et A4.

Les puits de pétrole sont regroupés par région, catégorie, type, zone géologique et année. Pour chacun de ces groupes, on a créé un ensemble de données historiques sur la production de pétrole; quand le groupe est pour une année particulière, on a également créé un ensemble de données historiques sur la production d'un puits moyen.

Les ensembles de données servant à l'obtention des paramètres de productibilité d'un groupe sont produits de la façon suivante

- Après addition, la production de pétrole de chaque groupe permet d'évaluer la production totale par mois civil (en b/j).
- Ces données mènent à une représentation graphique de la production quotidienne totale de pétrole pour chaque groupe dans le contexte de la production cumulative.

Les ensembles de données servant à l'obtention des paramètres de productibilité d'un puits moyen sont pour leur part produits de la façon suivante :

- La production historique mensuelle de pétrole de chaque puits du groupe est intégrée à une base de données.
- Pour chaque puits, les mois de production sont normalisés de telle manière que le mois au cours duquel le puits a commencé à produire devient le premier mois de production.
- La production totale de pétrole par mois normalisé est ensuite divisée par le nombre total de puits du groupe afin d'obtenir la production mensuelle normalisée d'un puits moyen.
- La production mensuelle normalisée de pétrole est par la suite divisée par 30,4375, soit le nombre moyen de jours dans un mois, pour obtenir le taux de production quotidien d'un puits moyen pour le groupe.
- Ces données mènent à une représentation graphique de la production quotidienne de pétrole d'un puits moyen pour chaque groupe dans le contexte de la production cumulative.

Une fois établie la production historique d'un puits moyen pour chaque groupe et chaque année, on évalue chacun des puits moyens en séquence, de 2000 à 2014.

a. Analyse de la diminution de la production d'un puits moyen

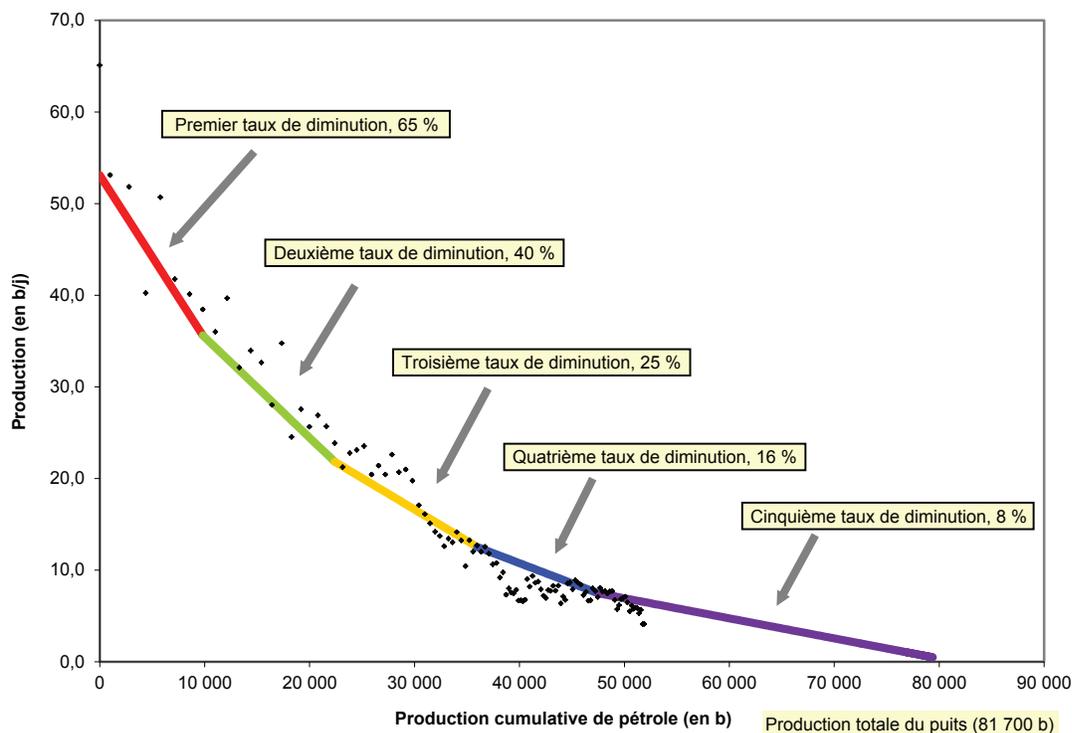
Pour chaque année de puits, la représentation graphique de la production quotidienne dans le contexte de la production cumulative d'un puits moyen est d'abord examinée pour cerner l'information suivante :

- Taux de production initial
- Premier taux de diminution
- Deuxième taux de diminution
- Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution – habituellement autour de 7
- Troisième taux de diminution
- Nombre de mois avant le troisième taux de diminution – habituellement autour de 25
- Quatrième taux de diminution
- Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution – habituellement autour de 45
- Cinquième taux de diminution
- Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution – habituellement autour de 90

La figure A1.3 donne un exemple de représentation graphique servant à évaluer le rendement d'un puits moyen et les différents taux de diminution appliqués à la production.

FIGURE A 1. 4

Exemple de représentation graphique servant à l'analyse de la diminution de la production d'un puits moyen



Les données associées aux puits moyens « plus vieux » permettent habituellement de définir tous les paramètres précités. Par contre, comme les données de production historiques des puits moyens « plus jeunes » sont accumulées depuis moins longtemps, on suppose que le rendement à long terme de ces puits se rapproche du rendement à long terme historique des précédents. Dans la figure A1.4, il y a suffisamment de données pour déterminer les paramètres qui définissent les quatre premières périodes de diminution du puits, tandis que ceux définissant la cinquième période de diminution sont hypothétiques et s'appuient sur l'analyse des puits d'années antérieures.

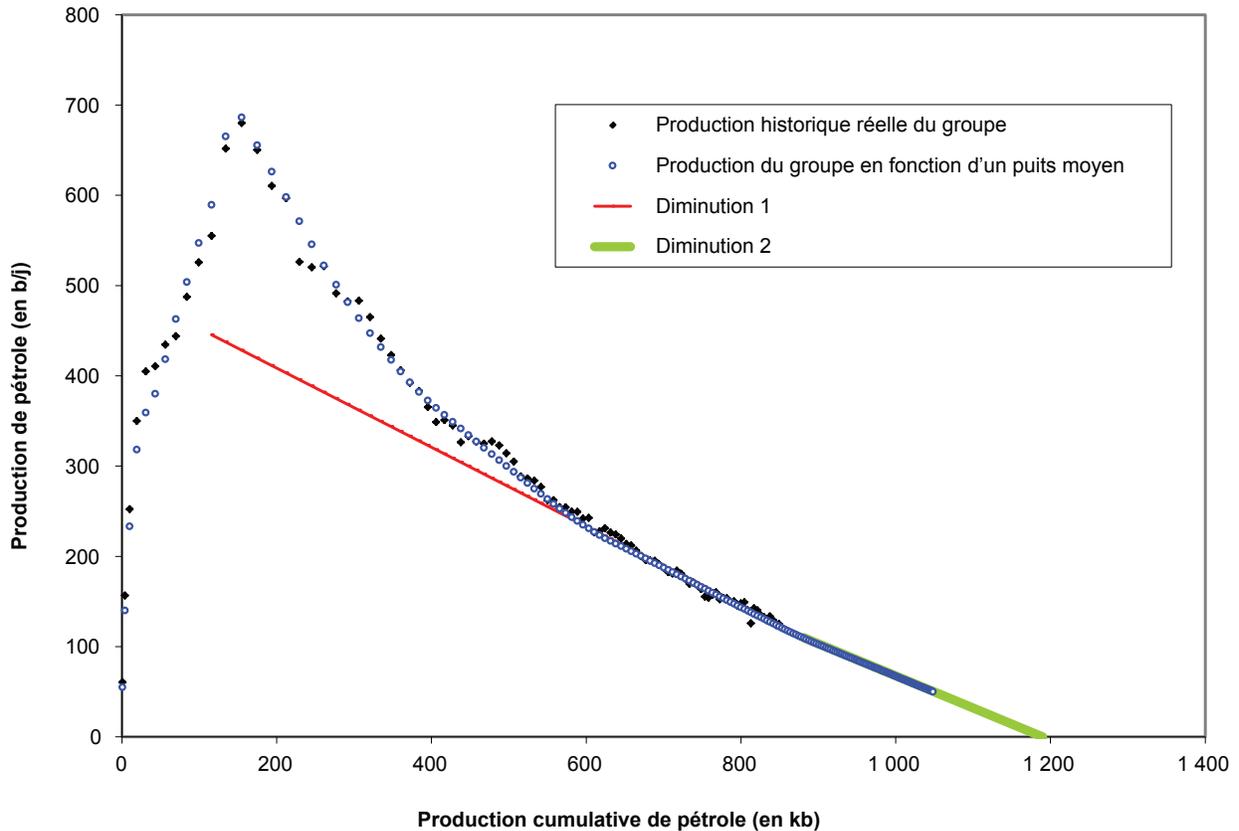
L'annexe A4 présente les paramètres de diminution estimatifs des puits moyens.

b. Analyse de la diminution de la production d'un groupe

Les paramètres de rendement d'un puits moyen servent au calcul du rendement attendu d'un groupe. Si les données obtenues à partir du rendement d'un puits moyen ne correspondent pas tout à fait aux données de production historiques réelles du groupe, les paramètres du puits moyen peuvent être revus jusqu'à obtention d'un bon appariement des données de production du groupe calculées à partir de celles sur le puits moyen avec les données de production réelles. La figure A1.5 propose un exemple de ce qui précède.

FIGURE A 1.5

Exemple de représentation graphique servant à l'analyse de la diminution de la production d'un groupe



Les paramètres de rendement d'un groupe, présentés ci-dessous, sont déterminés à partir de la représentation graphique de la production réelle et calculée.

- Taux de production en décembre 2014
- Premier taux de diminution
- Deuxième taux de diminution (le cas échéant)
- Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution (le cas échéant)
- Troisième taux de diminution (le cas échéant)
- Nombre de mois avant le troisième taux de diminution (le cas échéant)
- Quatrième taux de diminution (le cas échéant)
- Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution (le cas échéant)
- Cinquième taux de diminution (le cas échéant)
- Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution (le cas échéant)

A1.2.1 Méthodes pour les puits existants

Dans le présent rapport, par « puits existants » il faut entendre les puits entrés en production avant le 1er janvier 2015. Les paramètres de productibilité d'un groupe servent à prévoir la productibilité des puits existants.

Dans le cas de groupes de puits plus anciens (2001, 2002, etc.), la production réelle du groupe au cours des dernières années s'est habituellement stabilisée ou s'approche du taux de diminution final établi à partir des données pour l'ensemble des groupes de puits forés avant 1999. Un taux de diminution unique suffit alors pour la durée de vie productive restante du groupe, et le rendement attendu pour un puits moyen a peu d'influence sur la détermination des paramètres du groupe.

Pour les groupes de puits forés plus récemment (2013, 2012, etc.), il est peu probable que les données historiques réelles de production du groupe constituent un bon fondement pour déterminer la productibilité future. Dans de tels cas, le rendement attendu d'un puits moyen est moins certain dans le contexte des taux de diminution actuels et futurs qui devraient s'appliquer.

Voir l'annexe A3.3 afin de connaître les paramètres de rendement d'un groupe.

A1.2.2 Méthodes pour les puits futurs

Dans le présent rapport, par « puits futurs » il faut entendre les puits entrés en production à partir du 1er janvier 2015. Pour les puits futurs, la productibilité attendue est fonction du nombre de ceux à forer et des caractéristiques de rendement moyen prévues de tels puits. Les tendances historiques de rendement obtenues à partir de l'analyse de la diminution de la production des puits de pétrole existants ont servi à prévoir le rendement futur d'un puits moyen.

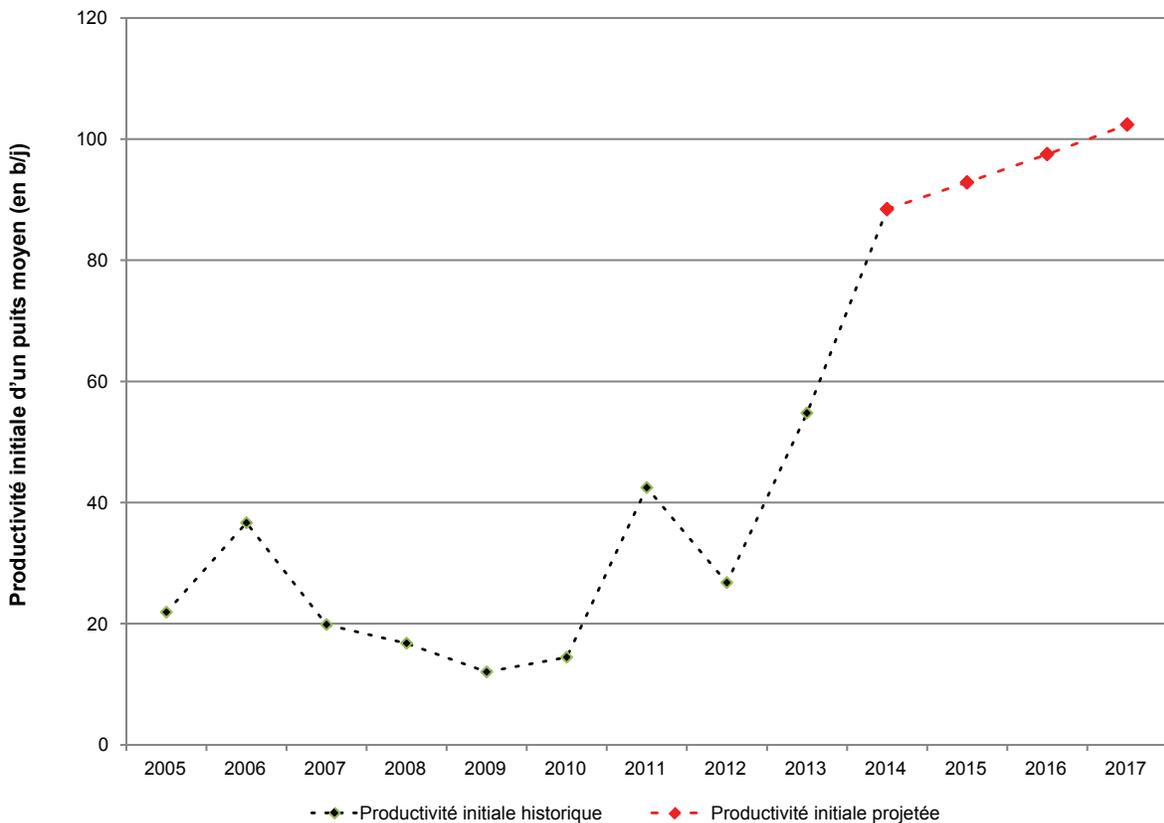
A1.2.2.1 Rendement des puits futurs

Le rendement des puits de pétrole futurs est obtenu pour chaque groupe en extrapolant les tendances de production d'un puits moyen des années antérieures, soit sa productivité initiale et les taux de diminution qui ont suivi.

Dans certains groupes, la productivité initiale d'un puits de pétrole moyen diminue au fil du temps. Récemment toutefois, dans le cas de groupes produisant du pétrole classique ou de réservoirs étanches, la productivité initiale d'un puits moyen a augmenté compte tenu des progrès technologiques réalisés, comme on peut le voir à la figure A1.6. Ce graphique illustre les taux de production initiale des puits de pétrole classique léger du groupe Colorado dans le sud de l'Alberta. Pour les puits futurs, ce taux est évalué en extrapolant les tendances observées dans chaque groupe de puits de pétrole, en tenant compte des facteurs technologiques en présence et des contraintes possibles au chapitre de la récupération. L'annexe A4 traite de la productivité initiale historique et projetée d'un puits de pétrole moyen à l'égard de groupes futurs.

FIGURE A1.6

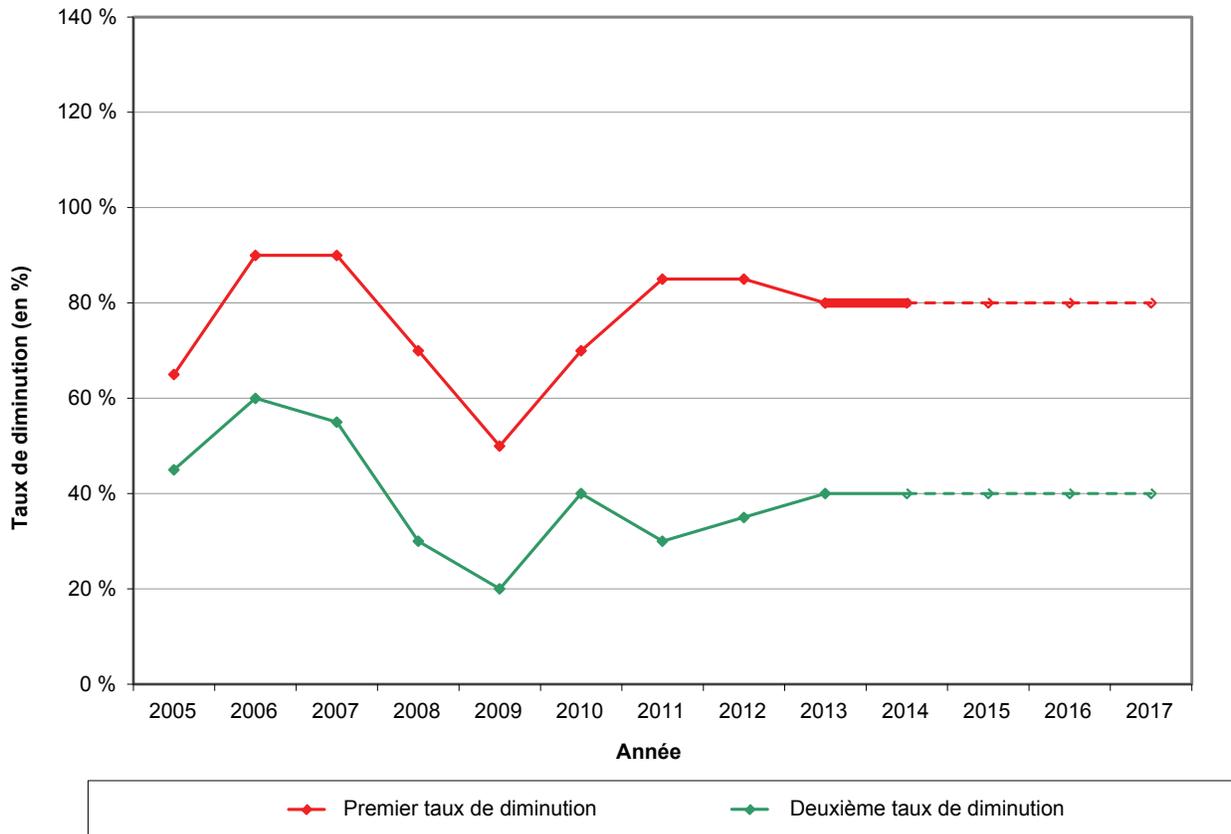
Exemple de productivité initiale d'un puits moyen selon l'année – Pétrole classique léger du groupe Colorado dans le sud de l'Alberta



Les paramètres clés de diminution de la productivité à court terme sont les premier et deuxième taux de diminution ainsi que le nombre de mois avant ce dernier. La figure A1.7 présente les valeurs historiques et projetées de ces paramètres en ce qui a trait à un puits moyen de pétrole classique lourd au cours des années 2005 à 2017 pour les groupes de Mannville ainsi que du Jurassique et du Trias dans l'est de l'Alberta. Comme l'indique cette figure, les tendances pour les puits forés antérieurement servent à définir les paramètres des années futures.

FIGURE A1.7

Exemple de paramètres clés de diminution d'un puits moyen au fil du temps – Pétrole classique lourd des groupes de Mannville ainsi que du Jurassique et du Trias dans l'est de l'Alberta



A1.2.2.2 Nombre de puits futurs

Afin de prévoir le nombre de puits de pétrole futurs il faut évaluer le nombre de ceux qui seront forés et entreront en production annuellement pour chaque groupe.

Le diagramme présenté à la figure A1.8 décrit la méthode employée pour évaluer le nombre de puits de pétrole chaque année pendant la période de projection. Les intrants essentiels sont **l'investissement annuel dans les forages**, les **frais engagés par jour de forage** et le **nombre de jours de forage**.

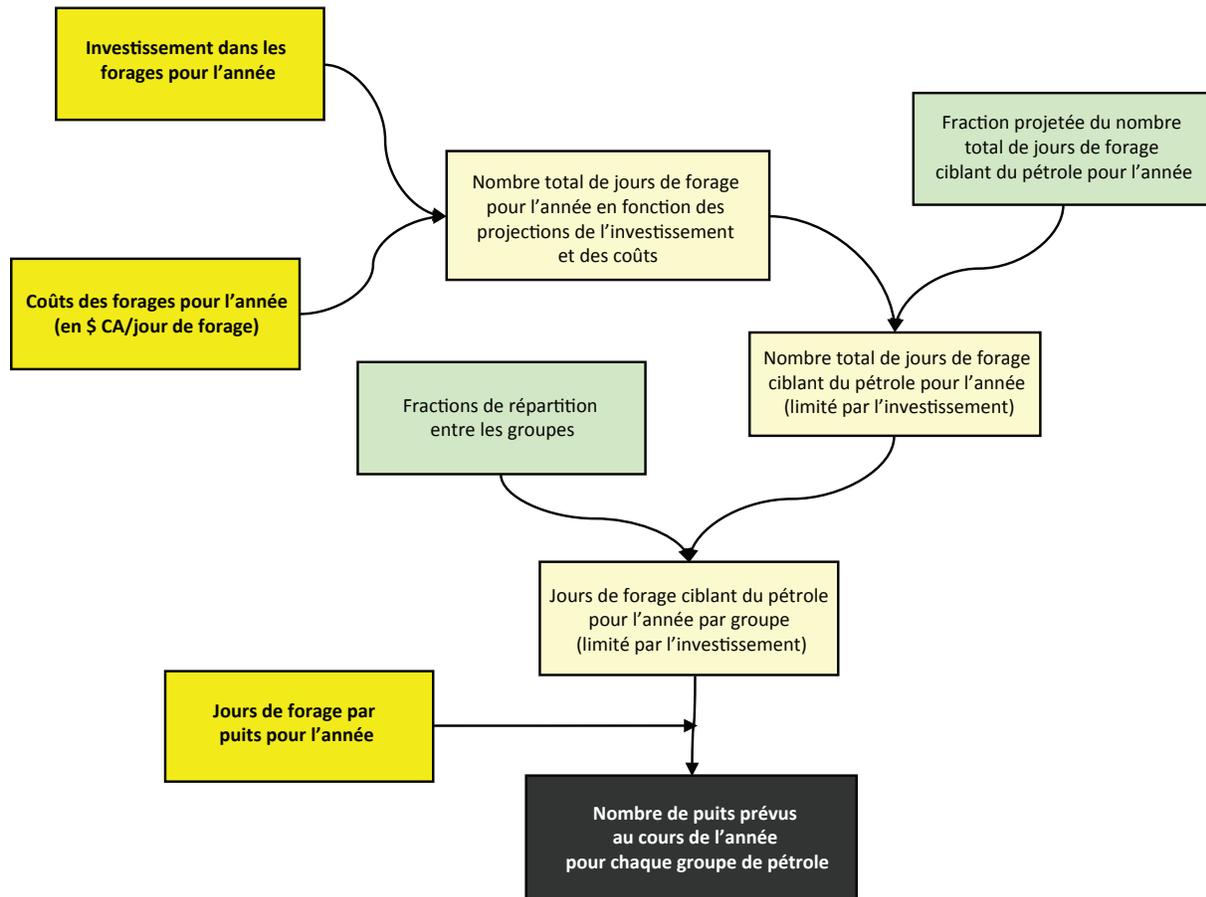
En modifiant ces trois intrants essentiels (dans les boîtes jaunes à la figure A1.8) on obtient différentes projections pour les activités de forage dans le BSOC. Les autres intrants requis sont illustrés sur fond vert. Les valeurs de ces autres intrants sont obtenues à partir d'une analyse des données historiques.

Pour ses prévisions, l'Office répartit les jours de forage ciblant du pétrole entre les différents groupes. Les fractions attribuées sont déterminées à partir des tendances historiques et des attentes de l'Office quant au potentiel de mise en valeur de chacun des groupes. Plus récemment, elles rendent de plus en plus compte des tendances historiques visant les formations en profondeur et la mise en valeur des gisements de réservoirs étanches ainsi que de la formation schisteuse de Duvernay. L'annexe B contient des tableaux précisant les données historiques (nombre de jours de forage et fractions attribuées) ainsi que les fractions projetées.

Le nombre de puits de pétrole forés pour un groupe donné au cours d'une année correspond au quotient des jours de forage attribués à ce groupe divisés par le nombre moyen de jours de forage par puits.

FIGURE A 1.8

Diagramme illustrant la méthode de projection du nombre de forages



Annexe A2 – Paramètres de productibilité – Résultats

A2.1 Production des puits de pétrole existants

Les paramètres de diminution applicables à la productibilité future attendue de chaque groupe sont présentés à l'annexe A3.3.

Quel que soit le groupe, les paramètres de productibilité future sont le taux de production en décembre 2014 et jusqu'à cinq taux de diminution future s'appliquant à des périodes précises. En ce qui concerne les groupes de puits plus anciens dont la production semble s'être stabilisée à un taux de diminution final, un seul taux de diminution future est nécessaire pour obtenir la productibilité future du groupe. Dans le cas 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 quatre taux de diminution ont été déterminés pour parvenir au rendement futur de ces groupes de puits plus récents.

La productibilité future des groupes équivaldrait à celle qui serait affichée par le BSOC si aucun nouveau puits de pétrole n'était ajouté après 2014.

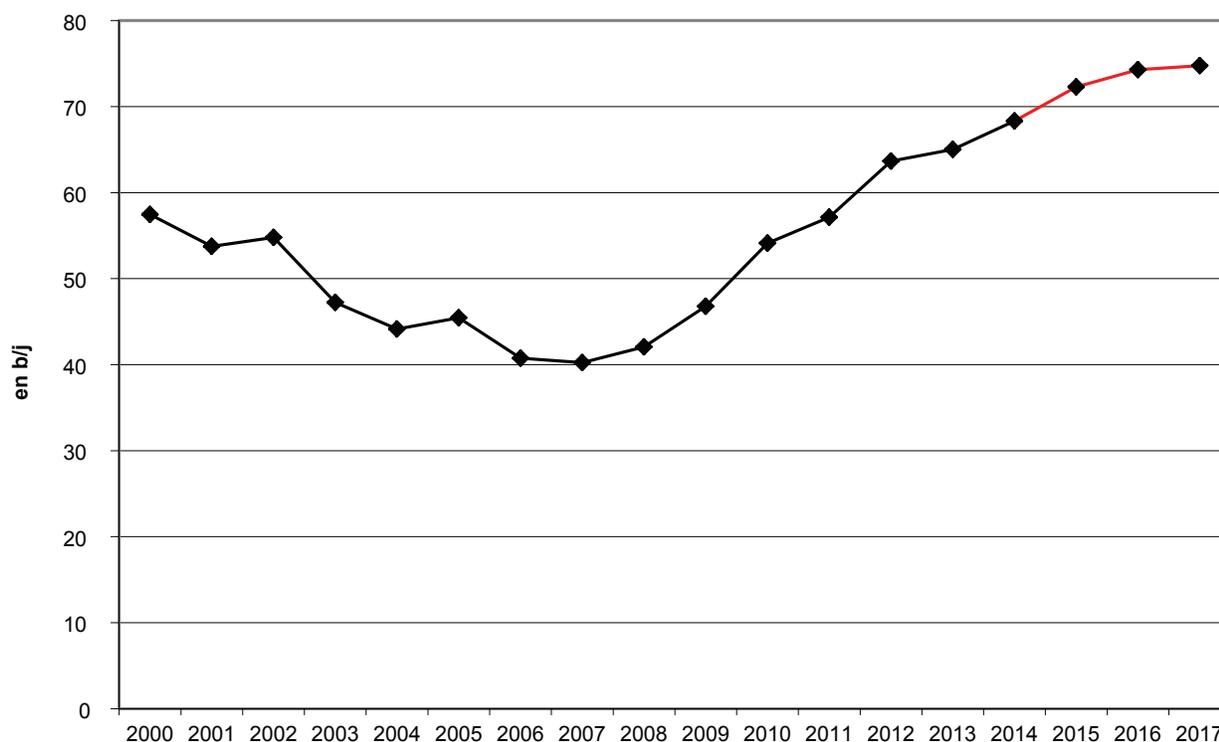
D'après les prévisions de l'Office, la production globale des groupes diminuera de 28 % en 2015, de 25 % en 2016 et de 9 % en 2017.

A2.2 Production des puits de pétrole futurs

La productibilité des puits de pétrole existants est beaucoup plus facile à prévoir que celle des puits futurs. La principale source d'incertitude est alors le nombre de forages de puits ciblant du pétrole qui seront réalisés. Trois scénarios de prix sont analysés pour tenir compte de cette incertitude.

A2.2.1 Paramètres de rendement d'un puits moyen futur ciblant du pétrole

La figure A2.1 illustre la tendance globale en ce qui concerne la productibilité initiale d'un puits de pétrole moyen dans le BSOC. Entre 2002 et 2007, cette productibilité a diminué alors que les gisements de ressources classiques arrivaient à maturité, mais la tendance s'est inversée entre 2008 et 2014. On s'attend à ce que la productibilité initiale continue d'augmenter pendant la période de projection puisque les puits de pétrole classique et de réservoirs étanches, plus productifs, représenteront une part croissante du nombre total de ceux forés au cours d'une année.

FIGURE A 2.1*Productivité initiale moyenne de tous les puits de pétrole dans le BSOC selon l'année*

Le tableau A2.1 illustre les taux de production initiale moyens historiques d'un puits de pétrole moyen pour chaque région.

TABLE A 2.1*Productivité initiale moyenne des puits de pétrole par année selon la région (en b/j)*

Région	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
01 - Sud de l'Alberta	37	36	47	43	44	58	85	107	110	116	121
02 - Lloydminster (Alberta)	30	32	35	35	33	44	45	51	51	52	52
03 - Est de l'Alberta	39	29	17	37	37	40	39	46	46	46	47
04 - Centre de l'Alberta	33	52	53	65	80	79	97	111	113	116	116
05 - Centre-ouest de l'Alberta	62	35	94	113	105	116	126	126	124	125	126
06 - Contreforts	73	23	51	38	62	104	141	121	125	127	129
07 - Kaybob	55	48	58	99	136	155	162	152	151	153	153
08 - Peace River	57	55	65	71	98	112	128	106	99	102	100
09 - Nord-est de l'Alberta	10	10	130	23	24	19	21	81	68	70	68
10 - Nord-ouest de l'Alberta	93	133	94	80	64	90	46	123	126	133	139
11 - Fort St. John	77	75	63	137	122	101	139	270	256	262	258
12 - Lloydminster (Saskatchewan)	30	26	29	32	30	29	29	31	32	32	33
13 - Sud-ouest de la Saskatchewan	45	33	39	37	35	37	41	58	64	68	70
14 - Sud-est de la Saskatchewan	49	62	55	59	50	52	58	66	68	70	71
15 - Manitoba	29	28	55	64	67	67	60	54	36	38	36

Le rendement prévu d'un puits moyen pour les années 2015 à 2017 est le même quel que soit le scénario analysé dans le présent rapport. Pour sa part, la productibilité globale varie d'un scénario à l'autre puisqu'elle dépend du niveau des activités de forage ciblant du pétrole, tel qu'il en est fait mention dans la section qui suit.

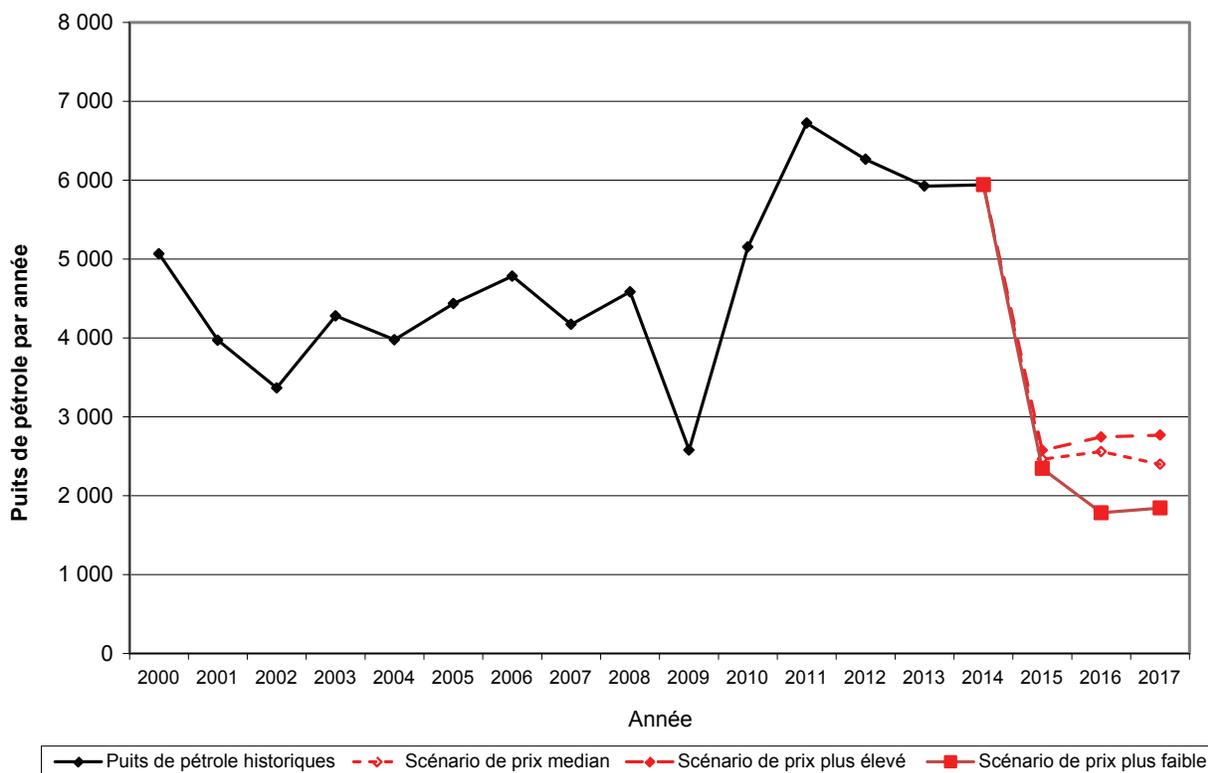
A2.2.2 Nombre de puits de pétrole futurs

Les prix du pétrole à l'échelle mondiale ont chuté en raison de la surabondance récente du produit sur les marchés. Nul ne sait encore quand l'équilibre sera à nouveau atteint et quels seront les prix qui seront pratiqués ultérieurement. De cette situation découle une grande incertitude par rapport aux possibles activités de forage ciblant du pétrole dans le BSOC. À cet égard, les trois scénarios rendent compte de prix futurs du pétrole pour différentes conditions pouvant prévaloir sur le marché (scenarios de niveau d'activité median, plus élevé, ou plus faible). La figure A.2.2 indique le nombre prévu de puits ciblant du pétrole pour tous les groupes dans chaque scénario.

L'annexe B présente des calculs détaillés des prévisions quant au nombre annuel de puits de pétrole pour chaque groupe selon le scénario.

FIGURE A 2 . 2

Puits de pétrole selon le scénario



A2.3 Projets thermiques et de récupération assistée de pétrole par injection de CO₂

Tel qu'il est indiqué à l'annexe A1.1.5, les projections de productibilité pour les projets thermiques et de récupération assistée de pétrole par injection de CO₂ sont fondées sur une extrapolation des tendances historiques et sur les plans annoncés par les producteurs. C'est ainsi que la production totale des projets thermiques passe de 7 949 m³/j (50 000 b/j) en 2015 à 11 924 m³/j (75 000 b/j) en 2017 aux scénarios de prix médian et de prix plus élevé, et jusqu'à 9 946 m³/j (62 560 b/j) au scénario de prix plus faible.

A3 – Paramètres de diminution pour les groupes de puits de pétrole existants

TABLE A 3.1

Index des formations

Formation	Abréviation	Groupe
Tertiaire	Tert	02
Crétacé supérieur	CrSup	03
Colorado supérieur	ColSup	04
Colorado	Col	05
Mannville supérieur	ManvSup	06
Mannville moyen	ManvMoy	07
Mannville inférieur	ManvInf	08
Mannville	Manv	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
Silurien/Ordovicien	Sil	17
Cambrien	Cambr	18
Précambrien	Précamb	19

TABLE A 3.2

Index des groupes

Nom de la région	Numéro de la région	Catégorie de pétrole	Type de pétrole	Groupe
Sud de l'Alberta	01	Lourd	Classique	03;04;05;06
Sud de l'Alberta	01	Lourd	Classique	07
Sud de l'Alberta	01	Lourd	Classique	08
Sud de l'Alberta	01	Lourd	Classique	09;10
Sud de l'Alberta	01	Lourd	Classique	13;14;15
Sud de l'Alberta	01	Lourd	Réservoirs étanches	03;04;05;06
Sud de l'Alberta	01	Lourd	Réservoirs étanches	07;08
Sud de l'Alberta	01	Lourd	Réservoirs étanches	09;10
Sud de l'Alberta	01	Lourd	Réservoirs étanches	13;14;15
Sud de l'Alberta	01	Léger	Classique	03;04;05;06
Sud de l'Alberta	01	Léger	Classique	07
Sud de l'Alberta	01	Léger	Classique	08
Sud de l'Alberta	01	Léger	Classique	09;10
Sud de l'Alberta	01	Léger	Classique	13;14;15
Sud de l'Alberta	01	Léger	Réservoirs étanches	03;04;05;06
Sud de l'Alberta	01	Léger	Réservoirs étanches	07;08;09;10
Sud de l'Alberta	01	Léger	Réservoirs étanches	13;14;15

Nom de la région	Numéro de la région	Catégorie de pétrole	Type de pétrole	Groupe
Lloydminster (Alberta)	02	Lourd	Classique	03;04;05
Lloydminster (Alberta)	02	Lourd	Classique	06
Lloydminster (Alberta)	02	Lourd	Classique	07;08
Lloydminster (Alberta)	02	Lourd	Classique	13
Lloydminster (Alberta)	02	Lourd	Classique	14
Lloydminster (Alberta)	02	Lourd	Réservoirs étanches	03;04;05;06;07;08
Lloydminster (Alberta)	02	Lourd	Réservoirs étanches	13;14
Lloydminster (Alberta)	02	Léger	Classique	03;04;05
Lloydminster (Alberta)	02	Léger	Classique	06
Lloydminster (Alberta)	02	Léger	Classique	07;08
Lloydminster (Alberta)	02	Léger	Classique	13;14
Lloydminster (Alberta)	02	Léger	Réservoirs étanches	03;04;05;06
Lloydminster (Alberta)	02	Léger	Réservoirs étanches	07;08
Lloydminster (Alberta)	02	Léger	Réservoirs étanches	13;14
Est de l'Alberta	03	Lourd	Classique	03;04;05
Est de l'Alberta	03	Lourd	Classique	06
Est de l'Alberta	03	Lourd	Classique	07;08;09;10
Est de l'Alberta	03	Lourd	Classique	13;14;15
Est de l'Alberta	03	Lourd	Réservoirs étanches	03;04;05;06
Est de l'Alberta	03	Lourd	Réservoirs étanches	07;08;09;10
Est de l'Alberta	03	Lourd	Réservoirs étanches	13;14;15
Est de l'Alberta	03	Léger	Classique	03;04;05
Est de l'Alberta	03	Léger	Classique	06
Est de l'Alberta	03	Léger	Classique	07;08;09;10
Est de l'Alberta	03	Léger	Classique	13;14;15
Est de l'Alberta	03	Léger	Réservoirs étanches	03;04;05;06
Est de l'Alberta	03	Léger	Réservoirs étanches	07;08;09;10
Est de l'Alberta	03	Léger	Réservoirs étanches	13;14;15
Centre de l'Alberta	04	Lourd	Classique	02;03
Centre de l'Alberta	04	Lourd	Classique	04;05;06
Centre de l'Alberta	04	Lourd	Classique	07;08
Centre de l'Alberta	04	Lourd	Classique	09;10
Centre de l'Alberta	04	Lourd	Classique	13
Centre de l'Alberta	04	Lourd	Classique	14;15
Centre de l'Alberta	04	Lourd	Réservoirs étanches	02;03;04;05;06;07;08
Centre de l'Alberta	04	Lourd	Réservoirs étanches	09;10
Centre de l'Alberta	04	Lourd	Réservoirs étanches	13;14;15
Centre de l'Alberta	04	Léger	Classique	02;03
Centre de l'Alberta	04	Léger	Classique	04;05;06
Centre de l'Alberta	04	Léger	Classique	07;08
Centre de l'Alberta	04	Léger	Classique	09;10
Centre de l'Alberta	04	Léger	Classique	13
Centre de l'Alberta	04	Léger	Classique	14;15
Centre de l'Alberta	04	Léger	Réservoirs étanches	02;03;04;05;06;07;08

Nom de la région	Numéro de la région	Catégorie de pétrole	Type de pétrole	Groupe
Centre de l'Alberta	04	Léger	Réservoirs étanches	09;10
Centre de l'Alberta	04	Léger	Réservoirs étanches	13;14;15
Centre de l'Alberta	04	Léger	Schiste	Duvernay
Centre-ouest de l'Alberta	05	Lourd	Classique	03
Centre-ouest de l'Alberta	05	Lourd	Classique	04;05;06;07;08
Centre-ouest de l'Alberta	05	Lourd	Classique	09
Centre-ouest de l'Alberta	05	Lourd	Classique	12;13
Centre-ouest de l'Alberta	05	Lourd	Classique	14;15
Centre-ouest de l'Alberta	05	Lourd	Réservoirs étanches	03;04;05;06;07;08;09
Centre-ouest de l'Alberta	05	Lourd	Réservoirs étanches	12;13;14;15
Centre-ouest de l'Alberta	05	Léger	Classique	03
Centre-ouest de l'Alberta	05	Léger	Classique	04;05;06;07;08
Centre-ouest de l'Alberta	05	Léger	Classique	09
Centre-ouest de l'Alberta	05	Léger	Classique	12;13
Centre-ouest de l'Alberta	05	Léger	Classique	14;15
Centre-ouest de l'Alberta	05	Léger	Réservoirs étanches	03
Centre-ouest de l'Alberta	05	Léger	Réservoirs étanches	04;05
Centre-ouest de l'Alberta	05	Léger	Réservoirs étanches	06;07;08;09
Centre-ouest de l'Alberta	05	Léger	Réservoirs étanches	12;13;14;15
Centre-ouest de l'Alberta	05	Léger	Schiste	Duvernay
Contreforts	06	Lourd	Classique	03;04;05;06;07;08;09
Contreforts	06	Lourd	Classique	13;14
Contreforts	06	Lourd	Réservoirs étanches	03;04;05;06;07;08;09
Contreforts	06	Lourd	Réservoirs étanches	13;14
Contreforts	06	Léger	Classique	03;04;05;06;07;08;09
Contreforts	06	Léger	Classique	13;14
Contreforts	06	Léger	Réservoirs étanches	03;04;05;06;07;08;09
Contreforts	06	Léger	Réservoirs étanches	13;14
Kaybob	07	Lourd	Classique	03;04;05;06;07;08
Kaybob	07	Lourd	Classique	09;10;11;12
Kaybob	07	Lourd	Classique	13;14;15;16
Kaybob	07	Lourd	Réservoirs étanches	03;04;05;06;07;08
Kaybob	07	Lourd	Réservoirs étanches	09;10;11;12
Kaybob	07	Lourd	Réservoirs étanches	13;14;15;16
Kaybob	07	Léger	Classique	03;04;05;06;07;08
Kaybob	07	Léger	Classique	09;10;11;12
Kaybob	07	Léger	Classique	13;14;15;16
Kaybob	07	Léger	Réservoirs étanches	03;04;05;06;07;08
Kaybob	07	Léger	Réservoirs étanches	09;10;11;12
Kaybob	07	Léger	Réservoirs étanches	13;14;15;16
Kaybob	07	Léger	Schiste	Duvernay

Nom de la région	Numéro de la région	Catégorie de pétrole	Type de pétrole	Groupe
Peace River	08	Lourd	Classique	03;04;05
Peace River	08	Lourd	Classique	06;07
Peace River	08	Lourd	Classique	08
Peace River	08	Lourd	Classique	09;10;11
Peace River	08	Lourd	Classique	12;13
Peace River	08	Lourd	Classique	14
Peace River	08	Lourd	Classique	15
Peace River	08	Lourd	Classique	16
Peace River	08	Lourd	Réservoirs étanches	03;04;05;06;07;08
Peace River	08	Lourd	Réservoirs étanches	09;10;11
Peace River	08	Lourd	Réservoirs étanches	12;13;14;15;16
Peace River	08	Léger	Classique	03;04
Peace River	08	Léger	Classique	05
Peace River	08	Léger	Classique	06;07
Peace River	08	Léger	Classique	08
Peace River	08	Léger	Classique	09;10;11
Peace River	08	Léger	Classique	12;13
Peace River	08	Léger	Classique	14
Peace River	08	Léger	Classique	15
Peace River	08	Léger	Classique	16
Peace River	08	Léger	Réservoirs étanches	03;04
Peace River	08	Léger	Réservoirs étanches	05;06;07;08;09;10;11
Peace River	08	Léger	Réservoirs étanches	12;13;14;15;16
Nord-est de l'Alberta	09	Lourd	Classique	01;02;03
Nord-est de l'Alberta	09	Lourd	Classique	04;05;06;07;08
Nord-est de l'Alberta	09	Lourd	Classique	14
Nord-est de l'Alberta	09	Lourd	Réservoirs étanches	01;02;03
Nord-est de l'Alberta	09	Lourd	Réservoirs étanches	04;05;06;07;08
Nord-est de l'Alberta	09	Lourd	Réservoirs étanches	14
Nord-est de l'Alberta	09	Léger	Classique	01;02;03;04;05;06;07
Nord-est de l'Alberta	09	Léger	Classique	08
Nord-est de l'Alberta	09	Léger	Classique	14
Nord-est de l'Alberta	09	Léger	Réservoirs étanches	01;02;03
Nord-est de l'Alberta	09	Léger	Réservoirs étanches	04;05;06;07;08;14
Nord-ouest de l'Alberta	10	Lourd	Classique	08;13;14;15
Nord-ouest de l'Alberta	10	Lourd	Réservoirs étanches	08;13;14;15
Nord-ouest de l'Alberta	10	Léger	Classique	08;13;14;15
Nord-ouest de l'Alberta	10	Léger	Réservoirs étanches	08;13;14;15
Fort St. John	11	Lourd	Classique	04;05;06;07;08
Fort St. John	11	Lourd	Classique	10;11
Fort St. John	11	Lourd	Classique	12;13;14
Fort St. John	11	Lourd	Réservoirs étanches	04;05;06;07;08
Fort St. John	11	Lourd	Réservoirs étanches	10;11;12;13;14
Fort St. John	11	Léger	Classique	04;05;06;07;08
Fort St. John	11	Léger	Classique	10;11

Nom de la région	Numéro de la région	Catégorie de pétrole	Type de pétrole	Groupe
Fort St. John	11	Léger	Classique	12;13;14
Fort St. John	11	Léger	Réservoirs étanches	04;05;06;07;08
Fort St. John	11	Léger	Réservoirs étanches	10;11;12;13;14
Lloydminster (Saskatchewan)	12	Lourd	Classique	03;04;05
Lloydminster (Saskatchewan)	12	Lourd	Classique	06
Lloydminster (Saskatchewan)	12	Lourd	Classique	Celtic Sparky
Lloydminster (Saskatchewan)	12	Lourd	Classique	Sparky
Lloydminster (Saskatchewan)	12	Lourd	Classique	Lashburn
Lloydminster (Saskatchewan)	12	Lourd	Classique	Pikes Peak
Lloydminster (Saskatchewan)	12	Lourd	Classique	Plover Lake
Lloydminster (Saskatchewan)	12	Lourd	Classique	Sandall Colony
Lloydminster (Saskatchewan)	12	Lourd	Classique	Colony
Lloydminster (Saskatchewan)	12	Lourd	Classique	Bolney
Lloydminster (Saskatchewan)	12	Lourd	Classique	07;08
Lloydminster (Saskatchewan)	12	Lourd	Classique	Seniac
Lloydminster (Saskatchewan)	12	Lourd	Classique	Onion
Lloydminster (Saskatchewan)	12	Lourd	Classique	Celtic GP
Lloydminster (Saskatchewan)	12	Lourd	Classique	13
Lloydminster (Saskatchewan)	12	Lourd	Classique	14;15
Lloydminster (Saskatchewan)	12	Lourd	Réservoirs étanches	03;04;05;06;07;08
Lloydminster (Saskatchewan)	12	Lourd	Réservoirs étanches	13;14;15
Lloydminster (Saskatchewan)	12	Léger	Classique	03;04;05;06;07;08
Lloydminster (Saskatchewan)	12	Léger	Classique	13;14;15
Lloydminster (Saskatchewan)	12	Léger	Réservoirs étanches	03;04;05;06;07;08
Lloydminster (Saskatchewan)	12	Léger	Réservoirs étanches	13;14;15

Nom de la région	Numéro de la région	Catégorie de pétrole	Type de pétrole	Groupe
Sud-ouest de la Saskatchewan	13	Lourd	Classique	03;04;05;06;07;08
Sud-ouest de la Saskatchewan	13	Lourd	Classique	09;13;14
Sud-ouest de la Saskatchewan	13	Lourd	Réservoirs étanches	03;04;05;06;07;08
Sud-ouest de la Saskatchewan	13	Lourd	Réservoirs étanches	09;13;14
Sud-ouest de la Saskatchewan	13	Léger	Classique	03;04;05;06;07;08;09;13
Sud-ouest de la Saskatchewan	13	Léger	Réservoirs étanches	03;04;05;06;07;08;09;13
Sud-est de la Saskatchewan	14	Lourd	Classique	06;07;08
Sud-est de la Saskatchewan	14	Lourd	Classique	09;10;11
Sud-est de la Saskatchewan	14	Lourd	Classique	13
Sud-est de la Saskatchewan	14	Lourd	Classique	14;15;16;17;18;19
Sud-est de la Saskatchewan	14	Lourd	Réservoirs étanches	06;07;08;09;10;11
Sud-est de la Saskatchewan	14	Lourd	Réservoirs étanches	13
Sud-est de la Saskatchewan	14	Lourd	Réservoirs étanches	14;15
Sud-est de la Saskatchewan	14	Lourd	Réservoirs étanches	17;18;19
Sud-est de la Saskatchewan	14	Léger	Classique	06;07;08;09;10;11
Sud-est de la Saskatchewan	14	Léger	Classique	13
Sud-est de la Saskatchewan	14	Léger	Classique	14;15
Sud-est de la Saskatchewan	14	Léger	Classique	17;18;19
Sud-est de la Saskatchewan	14	Léger	Réservoirs étanches	06;07;08;09;10;11
Sud-est de la Saskatchewan	14	Léger	Réservoirs étanches	13
Sud-est de la Saskatchewan	14	Léger	Réservoirs étanches	14;15
Sud-est de la Saskatchewan	14	Léger	Réservoirs étanches	17;18;19
Manitoba	15	Lourd	Classique	09;10;11;13;14
Manitoba	15	Lourd	Réservoirs étanches	09;10;11
Manitoba	15	Lourd	Réservoirs étanches	13;14
Manitoba	15	Léger	Classique	09;10;11;13;14
Manitoba	15	Léger	Réservoirs étanches	09;10;11;13;14

TABLE A 3.3*Paramètres de diminution pour les groupes de puits de pétrole*

Année de puits	Production du groupe au 31 décembre 2014 (en b/j)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
Groupe - Sud de l'Alberta - Lourd - Classique - 03;04;05;06						
2007	300,89	0,12	0,12	12	0,12	25
2008	360,88	0,20	0,20	12	0,12	25
2009	403,37	0,22	0,22	12	0,12	25
2010	315,63	0,30	0,30	12	0,12	25
2011	304,94	0,20	0,20	12	0,12	25
2012	187,34	0,30	0,30	12	0,12	25
2013	502,80	0,35	0,35	12	0,12	25
2014	1 288,70	0,30	0,30	7	0,12	25
Groupe - Sud de l'Alberta - Lourd - Classique - 07						
2007	700,53	0,16	0,16	12	0,08	25
2008	1 204,24	0,25	0,16	7	0,08	25
2009	1 311,89	0,25	0,16	7	0,08	25
2010	1 204,97	0,25	0,16	7	0,08	25
2011	1 689,42	0,20	0,16	7	0,08	25
2012	1 968,90	0,30	0,16	7	0,08	25
2013	2 768,58	0,30	0,16	7	0,08	25
2014	5 754,17	0,30	0,16	7	0,08	25
Groupe - Sud de l'Alberta - Lourd - Classique - 08						
2007	661,05	0,16	0,12	7	0,05	25
2008	892,75	0,20	0,12	7	0,05	25
2009	441,88	0,20	0,12	7	0,05	25
2010	1 739,36	0,16	0,12	7	0,05	25
2011	2 064,08	0,20	0,12	7	0,05	25
2012	3 317,64	0,20	0,12	7	0,05	25
2013	3 188,85	0,20	0,12	7	0,05	25
2014	3 067,30	0,20	0,12	7	0,05	25
Groupe - Sud de l'Alberta - Lourd - Classique - 09;10						
2007	297,86	0,20	0,20	0	0,20	0
2008	1 172,11	0,20	0,20	0	0,20	0
2009	364,55	0,20	0,20	0	0,20	0
2010	481,68	0,20	0,20	0	0,20	0
2011	553,64	0,20	0,20	0	0,20	0
2012	264,72	0,20	0,20	0	0,20	0
2013	462,40	0,20	0,20	0	0,20	0
2014	205,30	0,20	0,20	0	0,20	0

Année de puits	Production du groupe au 31 décembre 2014 (en b/i)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
Groupe - Sud de l'Alberta - Lourd - Classique - 13;14;15						
2007	73,72	0,40	0,25	7	0,14	25
2008	141,09	0,40	0,25	7	0,14	25
2009	74,74	0,40	0,25	7	0,14	25
2010	195,22	0,40	0,25	7	0,14	25
2011	234,61	0,40	0,25	7	0,14	25
2012	157,14	0,40	0,25	7	0,14	25
2013	13,66	0,40	0,25	7	0,14	25
2014	3,85	0,40	0,25	7	0,14	25
Groupe - Sud de l'Alberta - Lourd - Réservoirs étanches - 07;08						
2010	45,30	0,65	0,55	7	0,25	25
2011	523,45	0,65	0,55	7	0,25	25
2012	346,41	0,65	0,55	7	0,25	25
2013	456,21	0,65	0,55	7	0,25	25
2014	74,49	0,20	0,10	7	0,05	25
Groupe - Sud de l'Alberta - Lourd - Réservoirs étanches - 13;14;15						
2009	447,15	0,60	0,50	7	0,20	25
2010	541,73	0,60	0,50	7	0,20	25
2011	275,15	0,60	0,50	7	0,20	25
2012	97,54	0,60	0,50	7	0,20	25
2013	12,32	0,60	0,50	7	0,20	25
2014	45,22	0,60	0,50	7	0,20	25
Groupe - Sud de l'Alberta - Léger - Classique - 03;04;05;06						
2007	242,43	0,50	0,40	12	0,20	60
2008	396,22	0,50	0,40	7	0,20	60
2009	117,58	0,50	0,40	7	0,20	25
2010	418,35	0,50	0,40	7	0,20	25
2011	516,25	0,50	0,40	7	0,20	25
2012	660,54	0,50	0,40	7	0,20	25
2013	1 073,17	0,50	0,40	7	0,20	25
2014	1 008,82	0,50	0,40	7	0,20	25
Groupe - Sud de l'Alberta - Léger - Classique - 07						
2007	328,50	0,30	0,12	7	0,05	25
2008	248,46	0,30	0,12	7	0,05	25
2009	125,35	0,30	0,12	7	0,05	25
2010	178,91	0,30	0,12	7	0,05	25
2011	384,10	0,30	0,12	7	0,05	25
2012	846,78	0,30	0,12	7	0,05	25
2013	1 075,59	0,30	0,12	7	0,05	25
2014	1 593,31	0,30	0,12	7	0,05	25

Année de puits	Production du groupe au 31 décembre 2014 (en b/i)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
Groupe - Sud de l'Alberta - Léger - Classique - 08						
2007	884,93	0,20	0,12	7	0,08	25
2008	710,23	0,20	0,12	7	0,08	25
2009	452,25	0,20	0,12	7	0,08	25
2010	775,35	0,20	0,12	7	0,08	25
2011	1 276,19	0,20	0,12	7	0,08	25
2012	1 524,03	0,20	0,12	7	0,08	25
2013	3 728,05	0,20	0,12	7	0,08	25
2014	4 428,52	0,20	0,12	7	0,08	25
Groupe - Sud de l'Alberta - Léger - Classique - 09;10						
2007	169,86	0,20	0,12	7	0,05	25
2008	231,07	0,20	0,12	7	0,05	25
2009	123,64	0,20	0,12	7	0,05	25
2010	110,99	0,20	0,12	7	0,05	25
2011	85,26	0,20	0,12	7	0,05	25
2012	0,00	0,20	0,12	7	0,05	25
2013	48,82	0,20	0,12	7	0,05	25
2014	0,00	0,20	0,12	7	0,05	25
Groupe - Sud de l'Alberta - Léger - Classique - 13;14;15						
2007	178,06	0,30	0,12	7	0,05	25
2008	105,33	0,30	0,12	7	0,05	25
2009	114,17	0,30	0,12	7	0,05	25
2010	72,44	0,30	0,12	7	0,05	25
2011	307,41	0,30	0,12	7	0,05	25
2012	176,70	0,30	0,12	7	0,05	25
2013	1 041,64	0,30	0,12	7	0,05	25
2014	868,12	0,30	0,12	7	0,05	25
Groupe - Sud de l'Alberta - Léger - Réservoirs étanches - 03;04;05;06						
2010	0,05	0,25	0,12	7	0,05	25
2011	0,00	0,25	0,12	7	0,05	25
2012	0,00	0,25	0,12	7	0,05	25
2013	3 779,71	0,25	0,12	7	0,05	25
2014	5 494,36	0,25	0,12	7	0,05	25
Groupe - Sud de l'Alberta - Léger - Réservoirs étanches - 07;08;09;10						
2009	142,82	0,70	0,60	7	0,30	25
2010	252,90	0,70	0,60	7	0,30	25
2011	129,53	0,70	0,60	7	0,30	25
2012	175,58	0,70	0,60	7	0,30	25
2013	185,97	0,70	0,60	7	0,30	25
2014	91,05	0,20	0,10	7	0,05	25

Année de puits	Production du groupe au 31 décembre 2014 (en b/i)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
Groupe - Sud de l'Alberta - Léger - Réservoirs étanches - 13;14;15						
2009	118,82	0,40	0,20	7	0,12	25
2010	69,22	0,40	0,20	7	0,12	25
2011	200,60	0,40	0,20	7	0,12	25
2012	854,68	0,40	0,20	7	0,12	25
2013	1 354,38	0,40	0,20	7	0,12	25
2014	1 082,43	0,40	0,20	7	0,12	25
Groupe - Lloydminster (Alberta) - Lourd - Classique - 03;04;05						
2007	154,82	0,25	0,12	7	0,05	25
2008	108,72	0,25	0,12	7	0,05	25
2009	209,71	0,25	0,12	7	0,05	25
2010	196,53	0,25	0,12	7	0,05	25
2011	445,80	0,25	0,12	7	0,05	25
2012	203,85	0,25	0,12	7	0,05	25
2013	1 407,66	0,25	0,12	7	0,05	25
2014	95,85	0,25	0,12	7	0,05	25
Groupe - Lloydminster (Alberta) - Lourd - Classique - 06						
2007	1 132,31	0,25	0,12	7	0,10	25
2008	988,64	0,25	0,12	7	0,10	25
2009	2 364,72	0,25	0,12	7	0,10	25
2010	3 181,44	0,25	0,12	7	0,10	25
2011	4 182,52	0,25	0,12	7	0,10	25
2012	3 868,44	0,25	0,12	7	0,10	25
2013	9 376,04	0,25	0,12	7	0,10	25
2014	7 592,78	0,25	0,12	7	0,10	25
Groupe - Lloydminster (Alberta) - Lourd - Classique - 07;08						
2007	1 845,10	0,25	0,12	7	0,08	25
2008	1 480,23	0,25	0,12	7	0,08	25
2009	2 212,97	0,25	0,12	7	0,08	25
2010	2 727,38	0,25	0,12	7	0,08	25
2011	6 190,69	0,25	0,12	7	0,08	25
2012	7 120,88	0,25	0,12	7	0,08	25
2013	6 043,46	0,25	0,12	7	0,08	25
2014	7 405,38	0,25	0,12	7	0,08	25
Groupe - Lloydminster (Alberta) - Lourd - Classique - 14						
2007	97,22	0,30	0,12	7	0,05	25
2008	121,56	0,30	0,12	7	0,05	25
2009	79,24	0,30	0,12	7	0,05	25
2010	366,03	0,30	0,12	7	0,05	25
2011	303,59	0,30	0,12	7	0,05	25
2012	126,78	0,30	0,12	7	0,05	25
2013	120,52	0,30	0,12	7	0,05	25
2014	305,81	0,30	0,12	7	0,05	25

Année de puits	Production du groupe au 31 décembre 2014 (en b/i)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
Groupe - Lloydminster (Alberta) - Léger - Classique - 03;04;05						
2007	8,53	0,20	0,12	7	0,08	25
2008	2,55	0,20	0,12	7	0,08	25
2009	13,38	0,20	0,12	7	0,08	25
2010	0,00	0,20	0,12	7	0,08	25
2011	12,06	0,20	0,12	7	0,08	25
2012	82,10	0,20	0,12	7	0,08	25
2013	67,42	0,20	0,12	7	0,08	25
2014	0,00	0,20	0,12	0	0,08	0
Groupe - Lloydminster (Alberta) - Léger - Classique - 06						
2007	96,32	0,25	0,12	7	0,05	25
2008	63,27	0,25	0,12	7	0,05	25
2009	22,27	0,25	0,12	7	0,05	25
2010	46,52	0,25	0,12	7	0,05	25
2011	228,08	0,25	0,12	7	0,05	25
2012	296,51	0,25	0,12	7	0,05	25
2013	79,84	0,25	0,12	7	0,05	25
2014	830,08	0,25	0,12	7	0,05	25
Groupe - Lloydminster (Alberta) - Léger - Classique - 07;08						
2007	133,98	0,25	0,12	7	0,05	25
2008	88,00	0,25	0,12	7	0,05	25
2009	168,13	0,25	0,12	7	0,05	25
2010	487,30	0,25	0,12	7	0,05	25
2011	139,29	0,25	0,12	7	0,05	25
2012	391,14	0,25	0,12	7	0,05	25
2013	120,68	0,25	0,12	7	0,05	25
2014	875,83	0,25	0,12	7	0,05	25
Groupe - Lloydminster (Alberta) - Léger - Réservoirs étanches - 03;04;05;06						
2010	6,98	0,50	0,25	7	0,16	25
2011	34,55	0,50	0,25	7	0,16	25
2012	53,64	0,50	0,25	7	0,16	25
2013	57,54	0,50	0,25	7	0,16	25
2014	338,54	0,50	0,25	7	0,16	25
Groupe - Lloydminster (Alberta) - Léger - Réservoirs étanches - 13;14						
2014	62,10	0,20	0,10	7	0,05	25

Année de puits	Production du groupe au 31 décembre 2014 (en b/i)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
Groupe - Est de l'Alberta - Lourd - Classique - 03;04;05						
2007	11,03	0,22	0,12	7	0,05	25
2008	21,08	0,22	0,12	7	0,05	25
2009	2,51	0,22	0,12	7	0,05	25
2010	2,23	0,22	0,12	7	0,05	25
2011	0,71	0,22	0,12	7	0,05	25
2012	80,96	0,22	0,12	7	0,05	25
2013	27,50	0,22	0,12	7	0,05	25
2014	147,91	0,22	0,12	7	0,05	25
Groupe - Est de l'Alberta - Lourd - Classique - 06						
2007	484,23	0,20	0,12	7	0,05	25
2008	899,37	0,20	0,12	7	0,05	25
2009	0,00	0,00	0,12	0	0,00	0
2010	0,00	0,20	0,12	7	0,05	25
2011	186,04	0,20	0,12	7	0,05	25
2012	159,57	0,20	0,12	7	0,05	25
2013	218,66	0,20	0,12	7	0,05	25
2014	183,16	0,20	0,12	7	0,05	25
Groupe - Est de l'Alberta - Lourd - Classique - 07;08;09;10						
2007	1 062,55	0,25	0,12	7	0,10	25
2008	1 509,01	0,25	0,12	7	0,10	25
2009	227,08	0,25	0,12	7	0,10	25
2010	708,56	0,25	0,12	7	0,10	25
2011	600,33	0,25	0,12	7	0,10	25
2012	198,38	0,25	0,12	7	0,10	25
2013	234,12	0,25	0,12	7	0,10	25
2014	343,74	0,25	0,12	7	0,10	25
Groupe - Est de l'Alberta - Lourd - Classique - 13;14;15						
2007	2 744,20	0,25	0,12	7	0,10	25
2008	1 477,94	0,25	0,12	7	0,10	25
2009	133,24	0,25	0,12	7	0,10	25
2010	0,05	0,25	0,12	7	0,10	25
Groupe - Est de l'Alberta - Léger - Classique - 03;04;05						
2007	80,61	0,25	0,12	7	0,08	25
2008	283,81	0,25	0,12	7	0,08	25
2009	137,89	0,25	0,12	7	0,08	25
2010	575,95	0,25	0,12	7	0,08	25
2011	394,69	0,25	0,12	7	0,08	25
2012	414,25	0,25	0,12	7	0,08	25
2013	85,40	0,25	0,12	7	0,08	25
2014	264,58	0,25	0,12	7	0,08	25

Année de puits	Production du groupe au 31 décembre 2014 (en b/i)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
Groupe - Est de l'Alberta - Léger - Classique - 06						
2007	73,73	0,40	0,30	7	0,16	25
2008	387,84	0,40	0,30	7	0,16	25
2009	513,88	0,40	0,30	7	0,16	25
2010	307,36	0,40	0,30	7	0,16	25
2011	247,56	0,40	0,30	7	0,16	25
2012	655,92	0,40	0,30	7	0,16	25
2013	743,21	0,40	0,30	7	0,16	25
2014	208,65	0,40	0,30	7	0,16	25
Groupe - Est de l'Alberta - Léger - Classique - 07;08;09;10						
2007	391,12	0,25	0,12	7	0,10	25
2008	688,68	0,25	0,12	7	0,10	25
2009	304,44	0,25	0,12	7	0,10	25
2010	432,95	0,25	0,12	7	0,10	25
2011	984,04	0,25	0,12	7	0,10	25
2012	1 810,77	0,25	0,12	7	0,10	25
2013	1 894,38	0,25	0,12	7	0,10	25
2014	1 813,19	0,25	0,12	7	0,10	25
Groupe - Est de l'Alberta - Léger - Classique - 13;14;15						
2007	5,05	0,20	0,12	7	0,05	25
2008	4,38	0,20	0,12	7	0,05	25
2009	0,00	0,20	0,12	0	0,00	0
2010	44,71	0,20	0,12	7	0,05	25
2011	89,42	0,20	0,12	7	0,05	25
2012	120,56	0,20	0,12	7	0,05	25
2013	397,49	0,20	0,12	7	0,05	25
2014	555,87	0,20	0,12	7	0,05	25
Groupe - Est de l'Alberta - Léger - Réservoirs étanches - 03;04;05;06						
2009	1,34	0,30	0,12	7	0,05	25
2010	264,36	0,30	0,12	7	0,05	25
2011	779,18	0,30	0,12	7	0,05	25
2012	800,75	0,30	0,12	7	0,05	25
2013	838,78	0,30	0,12	7	0,05	25
2014	393,48	0,30	0,12	7	0,05	25
Groupe - Est de l'Alberta - Léger - Réservoirs étanches - 07;08;09;10						
2013	57,13	0,22	0,12	7	0,05	25

Année de puits	Production du groupe au 31 décembre 2014 (en b/i)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
Groupe - Centre de l'Alberta - Léger - Classique - 09;10						
2007	121,50	0,40	0,20	7	0,10	25
2008	1 205,46	0,40	0,20	7	0,10	25
2009	22,73	0,40	0,20	7	0,10	25
2010	111,72	0,40	0,20	7	0,10	25
2011	13,49	0,40	0,20	7	0,10	25
2012	26,11	0,40	0,20	7	0,10	25
2013	8,03	0,40	0,20	7	0,10	25
2014	432,75	0,40	0,20	7	0,10	25
Groupe - Centre de l'Alberta - Léger - Classique - 13						
2007	600,61	0,30	0,12	7	0,05	25
2008	1 058,73	0,30	0,12	7	0,05	25
2009	210,45	0,30	0,12	7	0,05	25
2010	335,61	0,30	0,12	7	0,05	25
2011	692,60	0,30	0,12	7	0,05	25
2012	301,55	0,30	0,12	7	0,05	25
2013	234,25	0,30	0,12	7	0,05	25
2014	165,47	0,30	0,12	7	0,05	25
Groupe - Centre de l'Alberta - Léger - Classique - 14;15						
2007	2 791,82	0,25	0,12	7	0,05	25
2008	2 413,82	0,25	0,12	7	0,05	25
2009	1 693,84	0,25	0,12	7	0,05	25
2010	1 507,29	0,25	0,12	7	0,05	25
2011	918,70	0,25	0,12	7	0,05	25
2012	1 472,38	0,25	0,12	7	0,05	25
2013	3 686,04	0,25	0,12	7	0,05	25
2014	4 406,11	0,25	0,12	7	0,05	25
Groupe - Centre de l'Alberta - Léger - Réservoirs étanches - 02;03;04;05;06;07;08						
2008	111,71	0,45	0,30	7	0,20	25
2009	203,56	0,45	0,30	7	0,20	25
2010	1 275,31	0,45	0,30	7	0,20	25
2011	3 611,87	0,45	0,30	7	0,20	25
2012	2 660,65	0,45	0,30	7	0,20	25
2013	3 967,58	0,45	0,30	7	0,20	25
2014	5 021,46	0,45	0,30	7	0,20	25
Groupe - Centre de l'Alberta - Léger - Réservoirs étanches - 13;14;15						
2009	9,12	0,60	0,45	7	0,20	25
2010	53,28	0,60	0,45	7	0,20	25
2011	29,25	0,60	0,45	7	0,20	25
2012	28,99	0,60	0,45	7	0,20	25
2013	45,97	0,60	0,45	7	0,20	25
2014	42,20	0,60	0,45	7	0,20	25

Année de puits	Production du groupe au 31 décembre 2014 (en b/i)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
Groupe - Centre de l'Alberta - Léger - Schiste - Duvernay						
2012	0,52	0,30	0,20	7	0,12	25
2013	0,00	0,30	0,20	7	0,12	25
2014	3,43	0,30	0,20	7	0,12	25
Groupe - Centre-ouest de l'Alberta - Lourd - Classique - 03						
2014	179,24	0,35	0,14	7	0,05	25
Groupe - Centre-ouest de l'Alberta - Lourd - Classique - 04;05;06;07;08						
2007	5,62	0,60	0,40	7	0,30	25
2008	5,98	0,60	0,40	7	0,30	25
2009	0,00	0,60	0,40	0	0,30	0
2010	0,00	0,60	0,40	7	0,30	25
2011	7,84	0,60	0,40	7	0,30	25
2012	34,96	0,60	0,40	7	0,30	25
2013	104,39	0,60	0,40	7	0,30	25
2014	39,00	0,70	0,60	7	0,30	25
Groupe - Centre-ouest de l'Alberta - Lourd - Classique - 09						
2007	0,31	0,70	0,60	7	0,30	25
2008	0,04	0,70	0,60	7	0,30	25
2009	0,00	0,70	0,60	0	0,30	0
2010	0,01	0,70	0,60	7	0,30	25
2011	0,13	0,70	0,60	7	0,30	25
2012	2,22	0,70	0,60	7	0,30	25
2013	11,13	0,70	0,60	7	0,30	25
2014	10,77	0,70	0,60	7	0,30	25
Groupe - Centre-ouest de l'Alberta - Lourd - Classique - 12;13						
2007	10,00	0,70	0,60	7	0,30	25
2008	245,13	0,70	0,60	7	0,30	25
2009	94,03	0,70	0,60	7	0,30	25
2010	152,48	0,70	0,60	7	0,30	25
2011	10,66	0,70	0,60	7	0,30	25
2012	187,72	0,70	0,60	7	0,30	25
2013	363,76	0,70	0,60	7	0,30	25
2014	183,65	0,70	0,60	7	0,30	25
Groupe - Centre-ouest de l'Alberta - Léger - Classique - 03						
2007	458,04	0,30	0,16	7	0,08	25
2008	693,04	0,30	0,16	7	0,08	25
2009	206,43	0,30	0,16	7	0,08	25
2010	238,64	0,30	0,16	7	0,08	25
2011	241,73	0,30	0,16	7	0,08	25
2012	179,40	0,30	0,16	7	0,08	25
2013	356,99	0,30	0,16	7	0,08	25
2014	865,37	0,30	0,16	7	0,08	25

Année de puits	Production du groupe au 31 décembre 2014 (en b/i)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
Groupe - Centre-ouest de l'Alberta - Léger - Classique - 04;05;06;07;08						
2007	2 171,66	0,30	0,16	7	0,05	25
2008	2 427,15	0,30	0,16	7	0,05	25
2009	1 220,82	0,30	0,16	7	0,05	25
2010	586,31	0,30	0,16	7	0,05	25
2011	2 186,89	0,30	0,16	7	0,05	25
2012	907,72	0,30	0,16	7	0,05	25
2013	3 284,90	0,30	0,16	7	0,05	25
2014	2 878,32	0,30	0,16	7	0,05	25
Groupe - Centre-ouest de l'Alberta - Léger - Classique - 09						
2007	115,57	0,25	0,12	7	0,08	25
2008	195,55	0,25	0,12	7	0,08	25
2009	125,16	0,25	0,12	7	0,08	25
2010	158,07	0,25	0,12	7	0,08	25
2011	254,92	0,25	0,12	7	0,08	25
2012	536,91	0,25	0,12	7	0,08	25
2013	33,35	0,25	0,12	7	0,08	25
2014	467,56	0,25	0,12	7	0,08	25
Groupe - Centre-ouest de l'Alberta - Léger - Classique - 12;13						
2007	45,00	0,30	0,20	7	0,10	25
2008	5,44	0,30	0,20	7	0,10	25
2009	0,00	0,30	0,20	0	0,10	0
2010	9,67	0,30	0,20	7	0,10	25
2011	0,87	0,30	0,20	7	0,10	25
2012	72,57	0,30	0,20	7	0,10	25
2013	32,65	0,30	0,20	7	0,10	25
2014	73,48	0,30	0,20	7	0,10	25
Groupe - Centre-ouest de l'Alberta - Léger - Classique - 14;15						
2007	1 705,60	0,20	0,14	7	0,10	25
2008	848,36	0,20	0,14	7	0,10	25
2009	91,82	0,20	0,14	7	0,10	25
2010	444,93	0,20	0,14	7	0,10	25
2011	750,04	0,20	0,14	7	0,10	25
Groupe - Centre-ouest de l'Alberta - Léger - Réservoirs étanches - 03						
2009	2,71	0,40	0,25	7	0,16	25
2010	320,41	0,40	0,25	7	0,16	25
2011	122,74	0,40	0,25	7	0,16	25
2012	200,08	0,40	0,25	7	0,16	25
2013	545,05	0,40	0,25	7	0,16	25
2014	1 309,84	0,40	0,25	7	0,16	25

Année de puits	Production du groupe au 31 décembre 2014 (en b/i)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
Groupe - Centre-ouest de l'Alberta - Léger - Réservoirs étanches - 04;05						
2008	30,63	0,70	0,50	7	0,25	25
2009	433,19	0,70	0,50	7	0,25	25
2010	3 454,57	0,70	0,50	7	0,25	25
2011	6 956,67	0,70	0,50	7	0,25	25
2012	14 346,88	0,70	0,50	7	0,25	25
2013	17 882,14	0,70	0,50	7	0,25	25
2014	13 652,37	0,70	0,50	7	0,25	25
Groupe - Centre-ouest de l'Alberta - Léger - Schiste - Duvernay						
2013	17,78	0,30	0,20	7	0,12	25
Groupe - Contreforts - Léger - Classique - 03;04;05;06;07;08;09						
2007	117,36	0,20	0,12	7	0,08	25
2008	52,00	0,20	0,12	7	0,08	25
2009	16,55	0,20	0,12	7	0,08	25
2010	85,54	0,20	0,12	7	0,08	25
2011	154,83	0,20	0,12	7	0,08	25
2012	29,35	0,20	0,12	7	0,08	25
2013	831,52	0,20	0,12	7	0,08	25
2014	78,31	0,20	0,12	7	0,08	25
Groupe - Contreforts - Léger - Classique - 13;14						
2007	74,58	0,20	0,12	7	0,08	25
2008	43,26	0,20	0,12	7	0,08	25
2009	0,00	0,20	0,12	0	0,08	0
2010	14,41	0,20	0,12	7	0,08	25
2011	108,56	0,20	0,12	7	0,08	25
2012	438,73	0,20	0,12	7	0,08	25
2013	653,02	0,20	0,12	7	0,08	25
2014	1 178,43	0,20	0,12	7	0,08	25
Groupe - Contreforts - Léger - Réservoirs étanches - 03;04;05;06;07;08;09						
2009	12,36	0,80	0,60	7	0,30	25
2010	143,46	0,80	0,60	7	0,30	25
2011	115,89	0,80	0,60	7	0,30	25
2012	2 085,40	0,80	0,60	7	0,30	25
2013	2 640,94	0,80	0,60	7	0,30	25
2014	2 562,94	0,80	0,60	7	0,30	25
Groupe - Contreforts - Léger - Réservoirs étanches - 13;14						
2013	4,39	0,20	0,12	7	0,05	25
Groupe - Kaybob - Lourd - Classique - 03;04;05;06;07;08						
2011	7,73	0,30	0,12	7	0,08	25

Année de puits	Production du groupe au 31 décembre 2014 (en b/i)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
Groupe - Kaybob - Lourd - Classique - 09;10;11;12						
2008	50,60	0,30	0,12	7	0,10	25
2009	0,00	0,30	0,12	0	0,10	0
2010	15,58	0,30	0,12	7	0,10	25
2011	47,75	0,30	0,12	7	0,10	25
2012	22,87	0,30	0,12	7	0,10	25
2013	0,00	0,30	0,12	0	0,10	0
2014	0,00	0,30	0,12	0	0,10	0
Groupe - Kaybob - Lourd - Classique - 13;14;15;16						
2009	12,26	0,35	0,12	7	0,10	25
2010	23,63	0,35	0,12	7	0,10	25
2011	12,32	0,35	0,12	7	0,10	25
2012	5,57	0,35	0,12	7	0,10	25
2013	0,61	0,35	0,12	7	0,10	25
2014	0,00	0,35	0,12	0	0,10	0
Groupe - Kaybob - Lourd - Réservoirs étanches - 03;04;05;06;07;08						
2009	5,95	0,60	0,50	7	0,25	25
2010	10,77	0,60	0,50	7	0,25	25
2011	0,00	0,60	0,50	0	0,25	0
2012	0,00	0,60	0,50	0	0,25	0
2013	5,56	0,60	0,50	7	0,25	25
2014	0,00	0,60	0,50	0	0,25	0
Groupe - Kaybob - Lourd - Réservoirs étanches - 09;10;11;12						
2009	12,63	0,25	0,12	7	0,05	25
2010	0,00	0,25	0,12	7	0,05	25
2011	0,00	0,25	0,12	0	0,00	0
2012	55,28	0,25	0,12	7	0,05	25
2013	80,86	0,25	0,12	7	0,05	25
2014	0,00	0,25	0,12	0	0,00	0
Groupe - Kaybob - Lourd - Réservoirs étanches - 13;14;15;16						
2010	6,07	0,20	0,12	7	0,05	25
2011	9,36	0,20	0,12	7	0,05	25
2012	19,65	0,20	0,12	7	0,05	25
2013	0,00	0,00	0,12	0	0,00	0
2014	0,00	0,00	0,12	0	0,00	0

Année de puits	Production du groupe au 31 décembre 2014 (en b/i)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
Groupe - Kaybob - Léger - Classique - 03;04;05;06;07;08						
2007	409,26	0,20	0,12	7	0,08	25
2008	758,21	0,20	0,12	7	0,08	25
2009	175,21	0,20	0,12	7	0,08	25
2010	546,82	0,20	0,12	7	0,08	25
2011	163,56	0,20	0,12	7	0,08	25
2012	42,46	0,20	0,12	7	0,08	25
2013	511,97	0,20	0,12	7	0,08	25
2014	1 433,89	0,20	0,12	7	0,08	25
Groupe - Kaybob - Léger - Classique - 09;10;11;12						
2007	1 293,65	0,35	0,16	7	0,10	25
2008	621,62	0,35	0,16	7	0,10	25
2009	335,50	0,35	0,16	7	0,10	25
2010	284,52	0,35	0,16	7	0,10	25
2011	204,55	0,35	0,16	7	0,10	25
2012	67,17	0,35	0,16	7	0,10	25
2013	419,43	0,35	0,16	7	0,10	25
2014	451,68	0,35	0,16	7	0,10	25
Groupe - Kaybob - Léger - Classique - 13;14;15;16						
2007	3 062,96	0,25	0,16	7	0,10	25
2008	5 651,95	0,25	0,16	7	0,10	25
2009	952,88	0,25	0,16	7	0,10	25
2010	1 476,62	0,25	0,16	7	0,10	25
2011	1 381,14	0,25	0,16	7	0,10	25
2012	772,80	0,25	0,16	7	0,10	25
2013	2 004,52	0,25	0,16	7	0,10	25
2014	287,71	0,25	0,16	7	0,10	25
Groupe - Kaybob - Léger - Réservoirs étanches - 03;04;05;06;07;08						
2009	25,58	0,25	0,12	7	0,08	25
2010	251,98	0,25	0,12	7	0,08	25
2011	952,71	0,25	0,12	7	0,08	25
2012	3 926,62	0,25	0,12	7	0,08	25
2013	5 542,42	0,25	0,12	7	0,08	25
2014	5 490,11	0,25	0,12	7	0,08	25
Groupe - Kaybob - Léger - Réservoirs étanches - 09;10;11;12						
2009	238,98	0,60	0,40	7	0,25	25
2010	202,76	0,60	0,40	7	0,25	25
2011	1 191,14	0,60	0,40	7	0,25	25
2012	2 525,47	0,60	0,40	7	0,25	25
2013	4 947,27	0,60	0,40	7	0,25	25
2014	3 081,18	0,60	0,40	7	0,25	25

Année de puits	Production du groupe au 31 décembre 2014 (en b/i)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
Groupe - Kaybob - Léger - Réservoirs étanches - 13;14;15;16						
2009	56,72	0,35	0,20	7	0,12	25
2010	1 025,76	0,35	0,20	7	0,12	25
2011	3 811,05	0,35	0,20	7	0,12	25
2012	5 717,48	0,35	0,20	7	0,12	25
2013	3 137,84	0,35	0,20	7	0,12	25
2014	2 047,00	0,35	0,20	7	0,12	25
Groupe - Kaybob - Léger - Schiste - Duvernay						
2012	15,35	0,35	0,20	7	0,12	25
2013	27,32	0,35	0,20	7	0,12	25
2014	133,13	0,35	0,20	7	0,12	25
Groupe - Peace River - Lourd - Classique - 06;07						
2007	72,21	0,22	0,12	7	0,05	25
2008	84,86	0,22	0,12	7	0,05	25
2009	0,00	0,22	0,12	0	0,00	0
2010	0,19	0,22	0,12	7	0,05	25
2011	26,92	0,22	0,12	7	0,05	25
Groupe - Peace River - Lourd - Classique - 08						
2007	242,44	0,60	0,50	7	0,25	25
2008	1 764,32	0,60	0,50	7	0,25	25
2009	122,04	0,60	0,50	7	0,25	25
2010	692,44	0,60	0,50	7	0,25	25
2011	1 469,68	0,60	0,50	7	0,25	25
2012	1 912,50	0,60	0,50	7	0,25	25
2013	760,49	0,60	0,50	7	0,25	25
2014	338,06	0,60	0,50	7	0,25	25
Groupe - Peace River - Lourd - Classique - 09;10;11						
2007	255,87	0,25	0,12	7	0,10	25
2008	41,74	0,25	0,12	7	0,10	25
2009	0,00	0,25	0,12	0	0,10	0
2010	14,14	0,25	0,12	7	0,10	25
2011	42,80	0,25	0,12	7	0,10	25
2012	52,87	0,25	0,12	7	0,10	25
2013	0,00	0,25	0,12	0	0,10	0
2014	148,62	0,25	0,12	7	0,10	25
Groupe - Peace River - Lourd - Classique - 16						
2007	14,29	0,40	0,16	7	0,08	25
2008	0,00	0,40	0,16	0	0,08	0
2009	3,46	0,40	0,16	7	0,08	25

Année de puits	Production du groupe au 31 décembre 2014 (en b/i)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
Groupe - Peace River - Lourd - Réservoirs étanches - 03;04;05;06;07;08						
2009	443,72	0,80	0,60	7	0,30	25
2010	603,80	0,80	0,60	7	0,30	25
2011	419,57	0,80	0,60	7	0,30	25
2012	334,72	0,80	0,60	7	0,30	25
2013	491,51	0,80	0,60	7	0,30	25
2014	550,08	0,80	0,60	7	0,30	25
Groupe - Peace River - Lourd - Réservoirs étanches - 09;10;11						
2009	86,70	0,60	0,40	7	0,20	25
2010	339,00	0,60	0,40	7	0,20	25
2011	423,83	0,60	0,40	7	0,20	25
2012	893,49	0,60	0,40	7	0,20	25
2013	980,12	0,60	0,40	7	0,20	25
2014	642,06	0,60	0,40	7	0,20	25
Groupe - Peace River - Léger - Classique - 03;04						
2007	167,58	0,25	0,12	7	0,05	25
2008	172,96	0,25	0,12	7	0,05	25
2009	0,00	0,25	0,12	0	0,00	0
2010	105,46	0,25	0,12	7	0,05	25
2011	18,68	0,25	0,12	7	0,05	25
2012	2,24	0,25	0,12	7	0,05	25
2013	30,21	0,25	0,12	7	0,05	25
2014	9,79	0,25	0,12	7	0,05	25
Groupe - Peace River - Léger - Classique - 05						
2007	361,48	0,25	0,16	7	0,10	25
2008	465,90	0,25	0,16	7	0,10	25
2009	259,61	0,25	0,16	7	0,10	25
2010	1 317,24	0,25	0,16	7	0,10	25
2011	1 201,31	0,25	0,16	7	0,10	25
2012	682,00	0,25	0,16	7	0,10	25
2013	199,46	0,25	0,16	7	0,10	25
2014	180,08	0,25	0,16	7	0,10	25
Groupe - Peace River - Léger - Classique - 06;07						
2007	17,08	0,25	0,12	7	0,10	25
2008	20,67	0,25	0,12	7	0,10	25
2009	177,28	0,25	0,12	7	0,10	25
2010	144,73	0,25	0,12	7	0,10	25
2011	444,70	0,25	0,12	7	0,10	25
2012	591,64	0,25	0,12	7	0,10	25
2013	3,11	0,25	0,12	7	0,10	25
2014	0,00	0,25	0,12	0	0,10	0

Année de puits	Production du groupe au 31 décembre 2014 (en b/i)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
Groupe - Peace River - Léger - Classique - 08						
2007	90,86	0,25	0,12	7	0,08	25
2008	127,30	0,25	0,12	7	0,08	25
2009	35,61	0,25	0,12	7	0,08	25
2010	31,16	0,25	0,12	7	0,08	25
2011	17,11	0,25	0,12	7	0,08	25
2012	0,41	0,25	0,12	7	0,08	25
2013	7,28	0,25	0,12	7	0,08	25
2014	0,00	0,25	0,12	0	0,08	0
Groupe - Peace River - Léger - Classique - 09;10;11						
2007	3 621,15	0,25	0,12	7	0,05	25
2008	3 929,53	0,25	0,12	7	0,05	25
2009	1 233,61	0,25	0,12	7	0,05	25
2010	811,04	0,25	0,12	7	0,05	25
2011	1 131,12	0,25	0,12	7	0,05	25
2012	746,10	0,25	0,12	7	0,05	25
2013	1 367,73	0,25	0,12	7	0,05	25
2014	721,98	0,25	0,12	7	0,05	25
Groupe - Peace River - Léger - Classique - 12;13						
2007	140,60	0,35	0,16	7	0,10	25
2008	308,27	0,35	0,16	7	0,10	25
2009	42,73	0,35	0,16	7	0,10	25
2010	117,24	0,35	0,16	7	0,10	25
2011	62,97	0,35	0,16	7	0,10	25
2012	0,00	0,35	0,16	0	0,10	0
2013	25,24	0,35	0,16	7	0,10	25
2014	17,24	0,35	0,16	7	0,10	25
Groupe - Peace River - Léger - Classique - 14						
2007	84,26	0,35	0,20	7	0,14	25
2008	125,76	0,35	0,20	7	0,14	25
2009	25,08	0,35	0,20	7	0,14	25
2010	289,14	0,35	0,20	7	0,14	25
2011	515,69	0,35	0,20	7	0,14	25
2012	61,27	0,35	0,20	7	0,14	25
2013	73,63	0,35	0,20	7	0,14	25
2014	112,60	0,35	0,20	7	0,14	25

Année de puits	Production du groupe au 31 décembre 2014 (en b/i)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
Groupe - Peace River - Léger - Classique - 15						
2007	3 742,98	0,45	0,25	7	0,14	25
2008	7 041,79	0,45	0,25	7	0,14	25
2009	2 433,91	0,45	0,25	7	0,14	25
2010	1 931,41	0,45	0,25	7	0,14	25
2011	6 367,84	0,45	0,25	7	0,14	25
2012	5 338,95	0,45	0,25	7	0,14	25
2013	513,98	0,45	0,25	7	0,14	25
2014	438,20	0,45	0,25	7	0,14	25
Groupe - Peace River - Léger - Classique - 16						
2007	549,15	0,50	0,35	7	0,25	25
2008	400,84	0,50	0,35	7	0,25	25
2009	1 182,14	0,50	0,35	7	0,25	25
2010	4 495,76	0,50	0,35	7	0,25	25
2011	773,34	0,50	0,35	7	0,25	25
2012	221,09	0,50	0,35	7	0,25	25
2013	0,00	0,50	0,35	0	0,25	0
2014	0,00	0,50	0,35	0	0,25	0
Groupe - Peace River - Léger - Réservoirs étanches - 03;04						
2010	36,19	0,25	0,12	7	0,10	25
2011	0,00	0,25	0,12	0	0,10	0
2012	0,76	0,25	0,12	7	0,10	25
2013	263,08	0,25	0,12	7	0,10	25
2014	244,46	0,25	0,12	7	0,10	25
Groupe - Peace River - Léger - Réservoirs étanches - 05;06;07;08;09;10;11						
2009	61,47	0,30	0,20	7	0,10	25
2010	941,92	0,30	0,20	7	0,10	25
2011	2 405,98	0,30	0,20	7	0,10	25
2012	3 732,69	0,30	0,20	7	0,10	25
2013	7 914,74	0,30	0,20	7	0,10	25
2014	8 518,10	0,30	0,20	7	0,10	25
Groupe - Peace River - Léger - Réservoirs étanches - 12;13;14;15;16						
2009	37,49	0,35	0,20	7	0,12	25
2010	515,11	0,35	0,20	7	0,12	25
2011	2 490,78	0,35	0,20	7	0,12	25
2012	2 817,93	0,35	0,20	7	0,12	25
2013	1 314,36	0,35	0,20	7	0,12	25
2014	1 769,34	0,35	0,20	7	0,12	25

Année de puits	Production du groupe au 31 décembre 2014 (en b/i)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
Groupe - Nord-est de l'Alberta - Lourd - Classique - 04;05;06;07;08						
2007	7,46	0,30	0,14	7	0,08	25
2008	3,35	0,30	0,14	7	0,08	25
2009	3,34	0,30	0,14	7	0,08	25
2010	2,92	0,30	0,14	7	0,08	25
2011	10,35	0,30	0,14	7	0,08	25
2012	5,74	0,30	0,14	7	0,08	25
2013	2,59	0,30	0,14	7	0,08	25
2014	90,17	0,30	0,14	7	0,08	25
Groupe - Nord-est de l'Alberta - Lourd - Classique - 14						
2010	6,50	0,40	0,12	7	0,05	25
Groupe - Nord-est de l'Alberta - Léger - Classique - 01;02;03;04;05;06;07						
2007	2,82	0,30	0,16	7	0,10	25
2008	1,78	0,30	0,16	7	0,10	25
2009	0,00	0,30	0,16	0	0,10	0
2010	0,01	0,30	0,16	7	0,10	25
2011	0,49	0,30	0,16	7	0,10	25
2012	10,41	0,30	0,16	7	0,10	25
2013	59,22	0,30	0,16	7	0,10	25
2014	243,00	0,30	0,16	7	0,10	25
Groupe - Nord-est de l'Alberta - Léger - Classique - 08						
2010	0,43	0,12	0,10	7	0,05	25
2011	0,00	0,12	0,10	0	0,00	0
2012	0,00	0,12	0,10	0	0,00	0
2013	0,00	0,12	0,10	0	0,00	0
2014	18,39	0,12	0,10	7	0,05	25
Groupe - Nord-est de l'Alberta - Léger - Réservoirs étanches - 04;05;06;07;08;14						
2010	0,03	0,25	0,12	7	0,05	25
2011	0,00	0,25	0,12	7	0,05	25
2012	0,00	0,25	0,12	7	0,05	25
2013	19,37	0,25	0,12	7	0,05	25
2014	0,00	0,25	0,12	0	0,00	0
Groupe - Nord-ouest de l'Alberta - Lourd - Classique - 08;13;14;15						
2008	41,38	0,40	0,12	7	0,05	25
2009	21,34	0,40	0,12	7	0,05	25

Année de puits	Production du groupe au 31 décembre 2014 (en b/i)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
Groupe - Nord-ouest de l'Alberta - Léger - Classique - 08;13;14;15						
2007	882,40	0,40	0,30	7	0,20	25
2008	1 260,26	0,40	0,30	7	0,20	25
2009	823,71	0,40	0,30	7	0,20	25
2010	610,45	0,40	0,30	7	0,20	25
2011	1 454,18	0,40	0,30	7	0,20	25
2012	4 923,13	0,40	0,30	7	0,20	25
2013	3 228,46	0,40	0,30	7	0,20	25
2014	3 871,54	0,40	0,30	7	0,20	25
Groupe - Nord-ouest de l'Alberta - Léger - Réservoirs étanches - 08;13;14;15						
2010	6,00	0,50	0,30	7	0,20	25
2011	7,16	0,50	0,30	7	0,20	25
2012	11,72	0,50	0,30	7	0,20	25
2013	28,08	0,50	0,30	7	0,20	25
2014	173,42	0,50	0,30	7	0,20	25
Groupe - Fort St, John - Lourd - Classique - 04;05;06;07;08						
2007	159,14	0,30	0,12	7	0,05	25
2008	72,79	0,30	0,12	7	0,05	25
2009	115,24	0,30	0,12	7	0,05	25
2010	48,07	0,30	0,12	7	0,05	25
2011	652,57	0,30	0,12	7	0,05	25
2012	953,87	0,30	0,12	7	0,05	25
2013	1 267,91	0,30	0,12	7	0,05	25
2014	917,38	0,30	0,12	7	0,05	25
Groupe - Fort St, John - Lourd - Classique - 10;11						
2007	5,56	0,30	0,12	7	0,05	25
Groupe - Fort St, John - Lourd - Classique - 12;13;14						
2009	14,80	0,30	0,12	7	0,05	25
2010	1,91	0,30	0,12	7	0,05	25
2011	146,54	0,30	0,12	7	0,05	25
2012	89,11	0,30	0,12	7	0,05	25
2013	0,00	0,30	0,12	0	0,00	0
2014	0,00	0,30	0,12	0	0,00	0

Année de puits	Production du groupe au 31 décembre 2014 (en b/i)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
Groupe - Fort St, John - Léger - Classique - 04;05;06;07;08						
2007	281,58	0,50	0,40	7	0,20	25
2008	648,26	0,50	0,40	7	0,20	25
2009	0,00	0,50	0,40	0	0,20	0
2010	317,92	0,50	0,40	7	0,20	25
2011	231,75	0,50	0,40	7	0,20	25
2012	236,32	0,50	0,40	7	0,20	25
2013	27,31	0,50	0,40	7	0,20	25
2014	94,32	0,50	0,40	7	0,20	25
Groupe - Fort St, John - Léger - Classique - 10;11						
2007	203,18	0,30	0,12	7	0,08	25
2008	470,15	0,30	0,12	7	0,08	25
2009	193,99	0,30	0,12	7	0,08	25
2010	452,32	0,30	0,12	7	0,08	25
2011	618,35	0,30	0,12	7	0,08	25
2012	527,31	0,30	0,12	7	0,08	25
2013	2 138,56	0,30	0,12	7	0,08	25
2014	4 960,92	0,30	0,12	7	0,08	25
Groupe - Fort St, John - Léger - Classique - 12;13;14						
2007	319,95	0,25	0,12	7	0,05	25
2008	406,56	0,25	0,12	7	0,05	25
2009	0,00	0,25	0,12	0	0,00	0
2010	1,79	0,25	0,12	7	0,05	25
2011	120,35	0,25	0,12	7	0,05	25
2012	138,79	0,25	0,12	7	0,05	25
2013	153,17	0,25	0,12	7	0,05	25
2014	35,10	0,25	0,12	7	0,05	25
Groupe - Lloydminster (Saskatchewan) - Lourd - Classique - 06						
2007	6 566,22	0,25	0,12	7	0,08	25
2008	6 648,25	0,25	0,12	7	0,08	25
2009	6 438,44	0,25	0,12	7	0,08	25
2010	5 325,77	0,25	0,12	7	0,08	25
2011	5 780,92	0,25	0,12	7	0,08	25
2012	7 478,09	0,25	0,12	7	0,08	25
2013	10 697,54	0,25	0,12	7	0,08	25
2014	13 909,90	0,25	0,12	7	0,08	25

Année de puits	Production du groupe au 31 décembre 2014 (en b/i)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
Groupe - Lloydminster (Saskatchewan) - Lourd - Classique - 07;08						
2007	2 259,74	0,30	0,20	7	0,10	25
2008	5 696,25	0,30	0,20	7	0,10	25
2009	2 875,61	0,30	0,20	7	0,10	25
2010	2 642,12	0,30	0,20	7	0,10	25
2011	4 630,59	0,30	0,20	7	0,10	25
2012	7 431,88	0,30	0,20	7	0,10	25
2013	12 329,28	0,30	0,20	7	0,10	25
2014	20 603,08	0,30	0,20	7	0,10	25
Groupe - Lloydminster (Saskatchewan) - Lourd - Classique - 13						
2007	561,70	0,20	0,12	7	0,05	25
2008	591,87	0,20	0,12	7	0,05	25
2009	275,24	0,20	0,12	7	0,05	25
2010	308,15	0,20	0,12	7	0,05	25
2011	896,13	0,20	0,12	7	0,05	25
2012	3 061,51	0,20	0,12	7	0,05	25
2013	1 364,61	0,20	0,12	7	0,05	25
2014	822,96	0,20	0,12	7	0,05	25
Groupe - Lloydminster (Saskatchewan) - Lourd - Classique - 14;15						
2007	125,84	0,20	0,12	7	0,05	25
2008	311,53	0,20	0,12	7	0,05	25
2009	465,91	0,20	0,12	7	0,05	25
2010	106,25	0,20	0,12	7	0,05	25
2011	413,59	0,20	0,12	7	0,05	25
2012	1 472,38	0,20	0,12	7	0,05	25
2013	2 470,29	0,20	0,12	7	0,05	25
2014	1 737,36	0,20	0,12	7	0,05	25
Groupe - Lloydminster (Saskatchewan) - Léger - Classique - 03;04;05;06;07;08						
2007	351,46	0,30	0,16	7	0,10	25
2008	1 561,00	0,30	0,16	7	0,10	25
2009	424,59	0,30	0,16	7	0,10	25
2010	523,36	0,30	0,16	7	0,10	25
2011	88,56	0,30	0,16	7	0,10	25
2012	467,42	0,30	0,16	7	0,10	25
2013	230,63	0,30	0,16	7	0,10	25
2014	534,39	0,30	0,16	7	0,10	25

Année de puits	Production du groupe au 31 décembre 2014 (en b/i)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
Groupe - Lloydminster (Saskatchewan) - Léger - Réservoirs étanches - 03;04;05;06;07;08						
2007	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0
2008	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0
2009	127,22	0,25	0,12	7	0,08	25
2010	184,33	0,25	0,12	7	0,08	25
2011	1 154,02	0,25	0,12	7	0,08	25
2012	2 696,59	0,25	0,12	7	0,08	25
2013	6 739,20	0,25	0,12	7	0,08	25
2014	12 932,37	0,25	0,12	7	0,08	25
Groupe - Sud-ouest de la Saskatchewan - Lourd - Classique - 03;04;05;06;07;08						
2007	409,80	0,20	0,12	7	0,05	25
2008	173,95	0,20	0,12	7	0,05	25
2009	220,71	0,20	0,12	7	0,05	25
2010	73,30	0,20	0,12	7	0,05	25
2011	334,62	0,20	0,12	7	0,05	25
2012	532,54	0,20	0,12	7	0,05	25
2013	503,81	0,20	0,12	7	0,05	25
2014	2 208,31	0,20	0,12	7	0,05	25
Groupe - Sud-ouest de la Saskatchewan - Lourd - Classique - 09;13;14						
2007	2 386,93	0,12	0,08	7	0,05	25
2008	1 179,34	0,12	0,08	7	0,05	25
2009	1 217,68	0,12	0,08	7	0,05	25
2010	3 048,59	0,12	0,08	7	0,05	25
2011	1 337,03	0,12	0,08	7	0,05	25
2012	2 487,00	0,12	0,08	7	0,05	25
2013	4 801,71	0,12	0,08	7	0,05	25
2014	8 963,39	0,12	0,08	7	0,05	25
Groupe - Sud-ouest de la Saskatchewan - Lourd - Réservoirs étanches - 09;13;14						
2007	22,50	0,30	0,16	7	0,10	25
2008	468,70	0,30	0,16	7	0,10	25
2009	1 306,18	0,30	0,16	7	0,10	25
2010	1 296,54	0,30	0,16	7	0,10	25
2011	1 114,60	0,30	0,16	7	0,10	25
2012	2 611,73	0,30	0,16	7	0,10	25
2013	1 921,00	0,30	0,16	7	0,10	25
2014	3 809,93	0,30	0,16	7	0,10	25

Année de puits	Production du groupe au 31 décembre 2014 (en b/i)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
Groupe - Sud-ouest de la Saskatchewan - Léger - Classique - 03;04;05;06;07;08;09;13						
2007	30,13	0,30	0,20	7	0,10	25
2008	70,06	0,30	0,20	7	0,10	25
2009	55,57	0,30	0,20	7	0,10	25
2010	33,62	0,30	0,20	7	0,10	25
2011	4,85	0,30	0,20	7	0,10	25
2012	7,55	0,30	0,20	7	0,10	25
2013	2,85	0,30	0,20	7	0,10	25
2014	23,70	0,30	0,20	7	0,10	25
Groupe - Sud-ouest de la Saskatchewan - Léger - Réservoirs étanches - 03;04;05;06;07;08;09;13						
2007	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0
2008	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0
2009	20,03	0,35	0,25	7	0,12	25
2010	72,86	0,35	0,25	7	0,12	25
2011	103,57	0,35	0,25	7	0,12	25
2012	338,97	0,35	0,25	7	0,12	25
2013	1 057,29	0,35	0,25	7	0,12	25
2014	2 979,56	0,35	0,25	7	0,12	25
Groupe - Sud-est de la Saskatchewan - Lourd - Classique - 06;07;08						
2007	77,57	0,25	0,12	7	0,05	25
2008	14,86	0,25	0,12	7	0,05	25
2009	0,00	0,25	0,12	0	0,00	0
2010	0,00	0,25	0,12	7	0,05	25
2011	0,00	0,25	0,12	0	0,00	0
2012	141,60	0,25	0,12	7	0,05	25
2013	19,45	0,25	0,12	7	0,05	25
2014	0,00	0,25	0,12	0	0,00	0
Groupe - Sud-est de la Saskatchewan - Lourd - Classique - 09;10;11						
2007	269,39	0,30	0,20	7	0,10	25
2008	207,88	0,30	0,20	7	0,10	25
2009	205,60	0,30	0,20	7	0,10	25
2010	19,25	0,30	0,20	7	0,10	25
2011	33,49	0,30	0,20	7	0,10	25
2012	76,01	0,30	0,20	7	0,10	25
2013	264,42	0,30	0,20	7	0,10	25
2014	209,28	0,30	0,20	7	0,10	25
Groupe - Sud-est de la Saskatchewan - Lourd - Classique - 13						
2007	3 731,86	0,25	0,12	7	0,08	25
2008	2 752,69	0,25	0,12	7	0,08	25
2009	2 095,03	0,25	0,12	7	0,08	25
2010	1 919,71	0,25	0,12	7	0,08	25
2011	4 712,46	0,25	0,12	7	0,08	25
2012	9 082,71	0,25	0,12	7	0,08	25
2013	10 719,13	0,25	0,12	7	0,08	25
2014	14 002,96	0,25	0,12	7	0,08	25

Année de puits	Production du groupe au 31 décembre 2014 (en b/i)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
Groupe - Sud-est de la Saskatchewan - Lourd - Classique - 14;15;16;17;18;19						
2007	100,87	0,25	0,12	7	0,08	25
2008	8,11	0,25	0,12	7	0,08	25
2009	11,48	0,25	0,12	7	0,08	25
2010	2,24	0,25	0,12	7	0,08	25
2011	2,38	0,25	0,12	7	0,08	25
2012	22,98	0,25	0,12	7	0,08	25
2013	16,30	0,25	0,12	7	0,08	25
2014	12,80	0,25	0,12	7	0,08	25
Groupe - Sud-est de la Saskatchewan - Léger - Classique - 06;07;08;09;10;11						
2012	24,66	0,25	0,16	7	0,10	25
Groupe - Sud-est de la Saskatchewan - Léger - Classique - 13						
2007	2 293,75	0,30	0,12	7	0,10	25
2008	4 266,64	0,30	0,12	7	0,10	25
2009	1 819,95	0,30	0,12	7	0,10	25
2010	3 107,16	0,30	0,12	7	0,10	25
2011	2 514,16	0,30	0,12	7	0,10	25
2012	2 731,97	0,30	0,12	7	0,10	25
2013	5 150,69	0,30	0,12	7	0,10	25
2014	8 442,24	0,30	0,12	7	0,10	25
Groupe - Sud-est de la Saskatchewan - Léger - Classique - 14;15						
2007	40,29	0,25	0,12	7	0,05	25
2008	167,05	0,25	0,12	7	0,05	25
2009	85,05	0,25	0,12	7	0,05	25
Groupe - Sud-est de la Saskatchewan - Léger - Réservoirs étanches - 13						
2007	2 346,05	0,25	0,12	7	0,10	25
2008	4 423,20	0,25	0,12	7	0,10	25
2009	7 449,31	0,25	0,12	7	0,10	25
2010	5 179,11	0,25	0,12	7	0,10	25
2011	7 920,98	0,25	0,12	7	0,10	25
2012	6 982,00	0,25	0,12	7	0,10	25
2013	10 820,07	0,25	0,12	7	0,10	25
2014	11 882,92	0,25	0,12	7	0,10	25
Groupe - Sud-est de la Saskatchewan - Léger - Réservoirs étanches - 14;15						
2007	61,49	0,35	0,20	7	0,10	25
2008	88,82	0,35	0,20	7	0,10	25
2009	60,22	0,35	0,20	7	0,10	25
2010	69,75	0,35	0,20	7	0,10	25
2011	203,35	0,35	0,20	7	0,10	25
2012	774,21	0,35	0,20	7	0,10	25
2013	825,69	0,35	0,20	7	0,10	25
2014	1 777,13	0,35	0,20	7	0,10	25

Année de puits	Production du groupe au 31 décembre 2014 (en b/i)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution
Groupe - Manitoba - Léger - Classique - 09;10;11;13;14						
2007	4 623,46	0,30	0,25	7	0,12	25
2008	2 467,34	0,30	0,25	7	0,12	25
2009	1 155,07	0,30	0,25	7	0,12	25
2010	899,66	0,30	0,25	7	0,12	25
2011	995,41	0,30	0,25	7	0,12	25
2012	1 988,48	0,30	0,25	7	0,12	25
2013	5 523,93	0,30	0,25	7	0,12	25
2014	7 105,51	0,30	0,25	7	0,12	25
Groupe - Manitoba - Léger - Réservoirs étanches - 09;10;11;13;14						
2007	32,55	0,60	0,50	7	0,25	25
2008	506,45	0,60	0,50	7	0,25	25
2009	1 333,34	0,60	0,50	7	0,25	25
2010	1 729,70	0,60	0,50	7	0,25	25
2011	3 465,87	0,60	0,50	7	0,25	25
2012	10 620,13	0,60	0,50	7	0,25	25
2013	12 018,54	0,60	0,50	7	0,25	25
2014	5 404,38	0,60	0,50	7	0,25	25

A4 - Paramètres de diminution pour les puits de pétrole futurs

Année de puits	Production initiale (en b/j)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
Groupe - Sud de l'Alberta - Lourd - Classique - 03;04;05;06										
2007	97,35	0,65	0,35	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2008	78,06	0,55	0,35	7	0,25	20	0,18	45	0,10	90
2009	100,84	0,75	0,50	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2010	83,93	0,60	0,40	7	0,33	20	0,20	45	0,08	90
2011	91,86	0,60	0,45	7	0,28	20	0,18	45	0,08	90
2012	69,04	0,70	0,45	7	0,32	20	0,12	45	0,10	90
2013	67,79	0,90	0,40	7	0,30	20	0,10	45	0,08	90
2014	43,70	0,75	0,45	7	0,30	20	0,12	45	0,08	90
2015	46,22	0,58	0,30	7	0,22	20	0,12	45	0,08	90
2016	42,14	0,60	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2017	32,80	0,20	0,40	7	0,25	20	0,18	45	0,08	90
Groupe - Sud de l'Alberta - Lourd - Classique - 07										
2007	43,70	0,75	0,45	7	0,30	20	0,12	45	0,08	90
2008	46,22	0,58	0,30	7	0,22	20	0,12	45	0,08	90
2009	42,14	0,60	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2010	32,80	0,20	0,40	7	0,25	20	0,18	45	0,08	90
2011	32,80	0,20	0,40	7	0,25	20	0,18	45	0,08	90
2012	49,29	0,75	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90
2013	52,09	0,70	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90
2014	83,84	0,80	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,08	90
2015	91,84	0,70	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90
2016	99,84	0,70	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90
2017	107,84	0,70	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90
Groupe - Sud de l'Alberta - Lourd - Classique - 08										
2007	30,73	0,80	0,35	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2008	21,10	0,40	0,30	7	0,16	20	0,12	45	0,05	90
2009	43,81	0,65	0,37	7	0,30	20	0,16	45	0,05	90
2010	43,98	0,70	0,35	7	0,16	20	0,12	45	0,05	90
2011	32,50	0,55	0,25	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2012	62,60	0,50	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2013	66,81	0,60	0,30	7	0,18	20	0,12	45	0,05	90
2014	79,06	0,60	0,30	7	0,18	20	0,12	45	0,05	90
2015	86,97	0,60	0,30	7	0,18	20	0,12	45	0,05	90
2016	95,67	0,60	0,30	7	0,18	20	0,12	45	0,05	90
2017	105,23	0,60	0,30	7	0,18	20	0,12	45	0,05	90

Année de puits	Production initiale (en b/j)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
Groupe - Sud de l'Alberta - Lourd - Classique - 09;10										
2007	20,27	0,75	0,55	7	0,30	20	0,12	45	0,10	90
2008	15,96	0,20	0,12	7	0,08	20	0,05	45	0,10	90
2009	20,74	0,30	0,20	7	0,16	20	0,12	45	0,10	90
2010	14,84	0,60	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2011	24,54	0,55	0,35	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2012	15,58	0,70	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2013	33,80	0,70	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2014	22,66	0,70	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2015	24,15	0,70	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2016	24,15	0,70	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2017	24,15	0,70	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
Groupe - Sud de l'Alberta - Lourd - Classique - 13;14;15										
2007	20,60	0,85	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2008	79,32	1,25	0,60	7	0,40	20	0,12	45	0,05	90
2009	65,10	1,25	0,60	7	0,40	20	0,12	45	0,05	90
2010	46,19	0,75	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2011	53,29	1,25	0,60	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2012	36,62	1,25	0,45	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2013	25,67	0,85	0,45	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2014	14,37	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2015	14,37	0,85	0,45	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2016	14,37	0,85	0,45	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2017	14,37	0,85	0,45	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Sud de l'Alberta - Lourd - Réservoirs étanches - 07;08										
2010	68,31	1,65	0,95	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2011	80,43	1,55	0,45	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2012	141,66	0,60	0,80	7	0,40	20	0,12	45	0,05	90
2013	220,20	1,05	0,70	7	0,40	20	0,12	45	0,05	90
2014	69,25	1,05	0,70	7	0,40	20	0,12	45	0,05	90
2015	69,25	1,05	0,70	7	0,40	20	0,12	45	0,05	90
2016	69,25	1,05	0,70	7	0,40	20	0,12	45	0,05	90
2017	69,25	1,05	0,70	7	0,40	20	0,12	45	0,05	90

Année de puits	Production initiale (en b/j)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
Groupe - Sud de l'Alberta - Lourd - Réservoirs étanches - 13;14;15										
2009	105,94	0,70	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2010	224,46	2,00	0,85	7	0,40	20	0,12	45	0,05	90
2011	138,67	2,25	0,80	7	0,40	20	0,12	45	0,05	90
2012	45,21	1,75	0,60	7	0,40	20	0,12	45	0,05	90
2013	25,61	1,45	0,70	7	0,40	20	0,12	45	0,05	90
2014	30,43	1,00	0,70	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2015	30,43	1,45	0,70	7	0,40	20	0,12	45	0,05	90
2016	30,43	1,45	0,70	7	0,40	20	0,12	45	0,05	90
2017	30,43	1,45	0,70	7	0,40	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Sud de l'Alberta - Léger - Classique - 03;04;05;06										
2007	19,85	0,55	0,30	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
2008	16,75	0,75	0,25	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2009	12,05	0,75	0,25	7	0,16	20	0,12	45	0,05	90
2010	14,45	0,65	0,12	7	0,10	20	0,05	45	0,05	90
2011	42,48	0,95	0,40	7	0,16	20	0,12	45	0,05	90
2012	26,76	0,65	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2013	54,78	0,65	0,30	7	0,16	20	0,10	45	0,05	90
2014	88,44	0,80	0,40	7	0,20	20	0,10	45	0,05	90
2015	92,86	0,65	0,30	7	0,16	20	0,10	45	0,05	90
2016	97,50	0,65	0,30	7	0,16	20	0,10	45	0,05	90
2017	102,38	0,65	0,30	7	0,16	20	0,10	45	0,05	90
Groupe - Sud de l'Alberta - Léger - Classique - 07										
2007	70,51	1,00	0,50	7	0,32	20	0,16	45	0,05	90
2008	37,09	0,60	0,35	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2009	25,18	0,60	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,05	90
2010	33,02	0,75	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2011	52,94	1,25	0,65	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2012	114,61	1,60	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2013	115,81	1,15	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2014	110,28	0,95	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2015	110,28	1,15	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2016	110,28	1,15	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2017	110,28	1,15	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90

Année de puits	Production initiale (en b/j)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
Groupe - Sud de l'Alberta - Léger - Classique - 08										
2007	37,16	0,50	0,30	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2008	39,68	1,25	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2009	22,44	0,50	0,35	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90
2010	23,17	0,45	0,35	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90
2011	28,57	0,55	0,35	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2012	24,46	0,45	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2013	60,23	0,50	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2014	92,51	0,50	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2015	102,51	0,50	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2016	107,51	0,50	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2017	112,51	0,50	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
Groupe - Sud de l'Alberta - Léger - Classique - 09;10										
2007	18,23	0,10	0,05	7	0,05	20	0,05	45	0,05	90
2008	33,58	0,85	0,30	7	0,18	20	0,12	45	0,05	90
2009	7,46	0,20	0,12	7	0,05	20	0,05	45	0,05	90
2010	8,92	0,40	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2011	26,10	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2012	22,76	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2013	19,41	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2014	19,41	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2015	19,41	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2016	19,41	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2017	19,41	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Sud de l'Alberta - Léger - Classique - 13;14;15										
2007	31,79	0,40	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,05	90
2008	35,94	0,85	0,45	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2009	40,17	0,60	0,50	7	0,35	20	0,12	45	0,05	90
2010	30,91	0,75	0,45	7	0,35	20	0,12	45	0,05	90
2011	30,75	0,85	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2012	22,65	0,60	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2013	105,81	0,60	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2014	145,42	0,80	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2015	152,69	0,60	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2016	156,51	0,60	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2017	160,42	0,60	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90

Année de puits	Production initiale (en b/j)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
Groupe - Sud de l'Alberta - Léger - Réservoirs étanches - 03;04;05;06										
2013	285,00	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2014	582,61	0,85	0,50	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2015	582,61	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2016	582,61	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2017	582,61	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Sud de l'Alberta - Léger - Réservoirs étanches - 07;08;09;10										
2010	81,23	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2011	62,22	1,25	0,70	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2012	170,93	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2013	150,33	1,05	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2014	343,09	1,05	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2015	343,09	1,05	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2016	343,09	1,05	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2017	343,09	1,05	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Sud de l'Alberta - Léger - Réservoirs étanches - 13;14;15										
2009	260,93	1,50	0,75	7	0,40	20	0,12	45	0,05	90
2010	56,32	0,85	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2011	55,73	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2012	120,63	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2013	255,68	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2014	306,82	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2015	314,49	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2016	322,35	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2017	330,41	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Lloydminster (Alberta) - Lourd - Classique - 03;04;05										
2007	32,18	0,85	0,45	7	0,35	20	0,16	45	0,05	90
2008	12,74	0,95	0,55	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2009	65,30	1,05	0,85	7	0,40	20	0,12	45	0,05	90
2010	34,83	1,50	0,75	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2011	31,08	0,60	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2012	27,67	0,60	0,45	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2013	63,25	0,60	0,45	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2014	27,40	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2015	27,40	0,60	0,45	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2016	27,40	0,60	0,45	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2017	27,40	0,60	0,45	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90

Année de puits	Production initiale (en b/j)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
Groupe - Lloydminster (Alberta) - Lourd - Classique - 06										
2007	27,93	0,12	0,35	7	0,32	20	0,25	45	0,10	90
2008	31,42	0,35	0,25	7	0,30	20	0,25	45	0,12	90
2009	31,45	0,60	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2010	25,98	0,50	0,23	7	0,22	20	0,12	45	0,10	90
2011	22,55	0,35	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2012	25,77	0,30	0,25	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2013	44,44	0,30	0,25	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2014	45,39	0,30	0,25	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2015	45,39	0,30	0,25	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2016	45,39	0,30	0,25	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2017	45,39	0,30	0,25	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
Groupe - Lloydminster (Alberta) - Lourd - Classique - 07;08										
2007	32,46	0,60	0,42	7	0,29	20	0,12	45	0,08	90
2008	35,78	0,65	0,35	7	0,30	20	0,20	45	0,08	90
2009	39,47	0,53	0,35	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2010	41,59	1,00	0,45	7	0,28	20	0,12	45	0,08	90
2011	44,88	0,65	0,45	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2012	56,33	0,75	0,42	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2013	43,27	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2014	54,28	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2015	54,28	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2016	54,28	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2017	54,28	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
Groupe - Lloydminster (Alberta) - Lourd - Classique - 14										
2007	79,09	1,10	0,55	7	0,42	20	0,12	45	0,05	90
2008	67,71	0,85	0,45	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2009	70,47	0,85	0,75	7	0,28	20	0,12	45	0,05	90
2010	72,14	0,95	0,55	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2011	25,78	0,35	0,20	7	0,16	20	0,12	45	0,05	90
2012	45,30	0,85	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2013	52,39	0,85	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2014	60,02	0,85	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2015	65,02	0,85	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2016	68,02	0,85	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2017	70,02	0,85	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90

Année de puits	Production initiale (en b/j)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
Groupe - Lloydminster (Alberta) - Léger - Classique - 03;04;05										
2007	7,16	0,95	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2008	3,14	1,55	0,50	7	0,28	20	0,16	45	0,08	90
2009	15,33	1,75	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2010	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,08	0
2011	11,00	1,05	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2012	24,84	1,05	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2013	70,50	1,05	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2014	35,45	1,05	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2015	35,45	1,05	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2016	35,45	1,05	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2017	35,45	1,05	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
Groupe - Lloydminster (Alberta) - Léger - Classique - 06										
2007	34,86	1,40	0,65	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2008	9,93	0,30	0,20	7	0,30	20	0,20	45	0,05	90
2009	12,48	0,80	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
2010	26,82	0,50	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2011	23,45	0,60	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2012	77,99	1,35	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2013	25,40	0,85	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2014	35,84	0,85	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2015	35,84	0,85	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2016	35,84	0,85	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2017	35,84	0,85	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Lloydminster (Alberta) - Léger - Classique - 07;08										
2007	16,86	0,75	0,35	7	0,22	20	0,16	45	0,05	90
2008	9,78	0,65	0,25	7	0,20	20	0,10	45	0,05	90
2009	31,35	0,40	0,25	7	0,40	20	0,20	45	0,05	90
2010	39,73	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2011	43,38	1,25	0,65	7	0,35	20	0,12	45	0,05	90
2012	37,96	0,90	0,50	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2013	42,09	0,75	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2014	47,34	0,70	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
2015	47,81	0,75	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2016	48,29	0,75	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2017	48,77	0,75	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90

Année de puits	Production initiale (en b/j)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
Groupe - Lloydminster (Alberta) - Léger - Classique - 13;14										
2011	2,73	0,60	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2012	2,73	0,60	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2013	29,53	0,60	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2014	28,53	0,60	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2015	28,53	0,60	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2016	28,53	0,60	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2017	28,53	0,60	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Lloydminster (Alberta) - Léger - Réservoirs étanches - 03;04;05;06										
2010	26,04	0,85	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2011	45,01	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2012	36,27	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2013	65,89	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2014	60,00	0,80	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2015	63,00	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2016	65,00	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2017	66,00	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Lloydminster (Alberta) - Léger - Réservoirs étanches - 13;14										
2014	21,45	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2015	21,45	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2016	21,45	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2017	21,45	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Est de l'Alberta - Lourd - Classique - 03;04;05										
2007	54,33	0,65	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
2008	29,94	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2009	8,00	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2010	3,02	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2011	3,60	1,45	0,65	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2012	29,68	0,60	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2013	17,02	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2014	70,89	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2015	70,89	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2016	70,89	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2017	70,89	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90

Année de puits	Production initiale (en b/j)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
Groupe - Est de l'Alberta - Lourd - Classique - 06										
2007	76,28	1,00	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2008	60,02	0,80	0,40	7	0,16	20	0,12	45	0,05	90
2009	80,99	1,50	0,65	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2010	25,21	0,65	0,20	7	0,16	20	0,12	45	0,05	90
2011	11,99	0,60	0,35	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2012	17,02	0,80	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2013	77,18	0,85	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2014	186,15	0,85	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2015	195,46	0,85	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2016	200,34	0,85	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2017	205,35	0,85	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Est de l'Alberta - Lourd - Classique - 07;08;09;10										
2007	45,09	0,90	0,55	7	0,30	20	0,12	45	0,10	90
2008	29,76	0,70	0,30	7	0,12	20	0,12	45	0,10	90
2009	9,98	0,50	0,20	7	0,12	20	0,12	45	0,10	90
2010	32,77	0,70	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,10	90
2011	22,69	0,85	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2012	19,81	0,85	0,35	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2013	25,92	0,80	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2014	37,43	0,80	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2015	44,43	0,80	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2016	49,43	0,80	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2017	52,43	0,80	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
Groupe - Est de l'Alberta - Lourd - Classique - 13;14;15										
2007	73,59	0,50	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,05	90
2008	69,60	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2009	8,04	1,75	0,65	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2010	31,36	0,60	0,35	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2011	50,84	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2012	37,44	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2013	45,24	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2014	47,50	0,65	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
2015	49,50	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2016	51,00	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2017	52,00	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90

Année de puits	Production initiale (en b/j)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
Groupe - Est de l'Alberta - Léger - Classique - 03;04;05										
2007	12,50	0,80	0,40	7	0,25	20	0,18	45	0,10	90
2008	10,13	0,65	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,08	90
2009	6,98	0,85	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2010	11,82	0,30	0,20	7	0,16	20	0,12	45	0,08	90
2011	12,49	0,60	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2012	19,93	0,85	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2013	27,62	0,85	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2014	47,25	0,85	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2015	50,79	0,85	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2016	53,33	0,85	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2017	54,66	0,85	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
Groupe - Est de l'Alberta - Léger - Classique - 06										
2007	27,84	0,90	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2008	37,53	0,45	0,35	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2009	56,19	0,85	0,35	7	0,20	20	0,16	45	0,05	90
2010	32,42	0,50	0,40	7	0,30	20	0,16	45	0,05	90
2011	28,73	0,80	0,55	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2012	27,78	0,30	0,20	7	0,16	20	0,12	45	0,05	90
2013	31,61	0,50	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2014	24,36	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2015	24,36	0,50	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2016	24,36	0,50	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2017	24,36	0,50	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Est de l'Alberta - Léger - Classique - 07;08;09;10										
2007	23,56	1,25	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2008	21,84	0,65	0,35	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2009	17,67	0,50	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2010	35,24	0,85	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,10	90
2011	47,16	0,80	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,10	90
2012	62,96	1,00	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,10	90
2013	50,57	0,90	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,10	90
2014	50,67	0,90	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,10	90
2015	50,67	0,90	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,10	90
2016	50,67	0,90	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,10	90
2017	50,67	0,90	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,10	90

Année de puits	Production initiale (en b/j)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
Groupe - Est de l'Alberta - Léger - Classique - 13;14;15										
2007	7,40	0,75	0,55	7	0,30	20	0,22	45	0,05	90
2008	7,17	1,05	0,60	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2009	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2010	35,19	1,05	0,30	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
2011	43,17	0,95	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2012	30,12	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2013	45,60	0,75	0,45	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2014	68,71	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2015	72,15	0,75	0,45	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2016	73,95	0,75	0,45	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2017	75,80	0,75	0,45	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Est de l'Alberta - Léger - Réservoirs étanches - 03;04;05;06										
2009	34,01	1,95	0,85	7	0,70	20	0,25	45	0,05	90
2010	62,25	1,65	0,45	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2011	44,22	1,35	0,60	7	0,35	20	0,12	45	0,05	90
2012	41,51	1,55	0,60	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2013	33,41	1,25	0,60	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2014	29,54	1,25	0,60	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2015	26,54	1,25	0,60	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2016	24,54	1,25	0,60	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2017	23,54	1,25	0,60	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Est de l'Alberta - Léger - Réservoirs étanches - 07;08;09;10										
2013	119,63	0,65	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
2014	119,63	0,65	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
2015	119,63	0,65	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
2016	119,63	0,65	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
2017	119,63	0,65	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Centre de l'Alberta - Lourd - Classique - 02;03										
2007	13,88	0,95	0,60	7	0,16	20	0,05	45	0,08	90
2008	39,14	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2009	7,70	0,85	0,55	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2010	7,35	1,05	0,45	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2011	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,08	0
2012	95,14	0,85	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2013	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,08	0
2014	0,29	0,65	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,08	90
2015	18,41	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,08	0
2016	18,41	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,08	0
2017	18,41	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,08	0

Année de puits	Production initiale (en b/j)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
Groupe - Centre de l'Alberta - Lourd - Classique - 04;05;06										
2007	24,27	1,05	0,40	7	0,22	20	0,22	45	0,12	90
2008	35,96	1,25	0,75	7	0,35	20	0,16	45	0,10	90
2009	7,53	0,40	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2010	34,13	0,90	0,45	7	0,25	20	0,12	45	0,10	90
2011	23,45	0,65	0,25	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2012	4,89	0,85	0,50	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2013	99,91	0,85	0,50	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2014	90,18	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2015	90,18	0,85	0,50	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2016	90,18	0,85	0,50	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2017	90,18	0,85	0,50	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
Groupe - Centre de l'Alberta - Lourd - Classique - 07;08										
2007	8,06	0,45	0,35	7	0,25	20	0,18	45	0,08	90
2008	22,88	1,50	0,75	7	0,30	20	0,16	45	0,05	90
2009	14,34	1,25	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,05	90
2010	20,11	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2011	19,53	0,90	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2012	19,53	0,85	0,50	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2013	32,90	0,80	0,50	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2014	23,95	0,80	0,50	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2015	23,95	0,80	0,50	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2016	23,95	0,80	0,50	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2017	23,95	0,80	0,50	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
Groupe - Centre de l'Alberta - Lourd - Classique - 09;10										
2007	20,35	0,85	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,10	90
2008	30,08	0,65	0,45	7	0,20	20	0,05	45	0,08	90
2009	6,04	0,65	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,08	90
2010	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,08	0
2011	6,66	1,25	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2012	20,68	1,25	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2013	20,68	1,25	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2014	20,68	1,25	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2015	20,68	1,25	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2016	20,68	1,25	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2017	20,68	1,25	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90

Année de puits	Production initiale (en b/j)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
Groupe - Centre de l'Alberta - Lourd - Classique - 13										
2007	59,25	0,40	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90
2008	73,07	1,00	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2009	42,28	2,00	1,00	7	0,35	20	0,16	45	0,10	90
2010	39,51	0,60	0,40	7	0,30	20	0,18	45	0,10	90
2011	81,81	1,15	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,10	90
2012	27,51	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2013	38,73	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90
2014	52,70	0,65	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,10	90
2015	57,97	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90
2016	60,87	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90
2017	62,70	0,65	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90
Groupe - Centre de l'Alberta - Lourd - Classique - 14;15										
2007	4,35	0,65	0,45	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2008	62,18	1,25	0,75	7	0,20	20	0,16	45	0,12	90
2009	95,06	1,25	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2010	55,36	0,55	0,40	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2011	12,01	0,85	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,10	90
2012	135,62	0,85	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,10	90
2013	176,93	0,85	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2014	101,93	0,85	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2015	101,93	0,85	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2016	101,93	0,85	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2017	101,93	0,85	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
Groupe - Centre de l'Alberta - Lourd - Réservoirs étanches - 02;03;04;05;06;07;08										
2008	169,00	1,65	0,50	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2009	107,21	1,55	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2010	118,39	1,75	0,70	7	0,40	20	0,12	45	0,05	90
2011	114,80	1,85	0,72	7	0,40	20	0,12	45	0,05	90
2012	107,45	1,55	0,60	7	0,40	20	0,12	45	0,05	90
2013	155,97	1,65	0,65	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2014	117,99	0,65	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
2015	117,99	1,65	0,65	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2016	117,99	1,65	0,65	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2017	117,99	1,65	0,65	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90

Année de puits	Production initiale (en b/j)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
Groupe - Centre de l'Alberta - Lourd - Réservoirs étanches - 13;14;15										
2009	71,37	1,25	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2010	108,63	0,60	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2011	44,27	0,45	0,35	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2012	27,66	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2013	18,40	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2014	101,71	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2015	101,71	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2016	101,71	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2017	101,71	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Centre de l'Alberta - Léger - Classique - 02;03										
2007	19,76	0,90	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,05	90
2008	34,41	0,60	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2009	9,60	0,40	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2010	7,72	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2011	40,32	0,75	0,35	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2012	79,45	0,65	0,45	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2013	36,16	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2014	6,12	0,85	0,45	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2015	6,12	0,85	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2016	6,12	0,85	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2017	6,12	0,85	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Centre de l'Alberta - Léger - Classique - 04;05;06										
2007	22,96	0,95	0,30	7	0,25	20	0,20	45	0,10	90
2008	24,79	0,60	0,40	7	0,25	20	0,18	45	0,10	90
2009	14,12	0,50	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2010	34,74	1,25	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2011	25,77	1,15	0,35	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2012	27,82	0,80	0,35	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2013	24,95	0,80	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2014	80,88	0,80	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2015	80,88	0,80	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2016	80,88	0,80	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2017	80,88	0,80	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90

Année de puits	Production initiale (en b/j)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
Groupe - Centre de l'Alberta - Léger - Classique - 07;08										
2007	25,16	0,65	0,40	7	0,28	20	0,16	45	0,10	90
2008	27,63	0,75	0,40	7	0,22	20	0,16	45	0,10	90
2009	31,47	1,55	0,35	7	0,25	20	0,12	45	0,10	90
2010	34,92	0,65	0,35	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2011	40,59	0,95	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2012	61,11	0,10	0,70	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2013	56,56	0,85	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2014	58,53	0,80	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,08	90
2015	58,53	0,85	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,08	90
2016	58,53	0,85	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,08	90
2017	58,53	0,85	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,08	90
Groupe - Centre de l'Alberta - Léger - Classique - 09;10										
2007	30,99	1,55	0,60	7	0,40	20	0,20	45	0,10	90
2008	59,14	0,55	0,35	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2009	19,75	2,50	0,80	7	0,40	20	0,20	45	0,05	90
2010	21,11	1,75	0,60	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2011	40,12	2,85	0,60	7	0,35	20	0,20	45	0,10	90
2012	7,98	2,85	0,60	7	0,35	20	0,20	45	0,10	90
2013	2,23	2,85	0,60	7	0,35	20	0,20	45	0,10	90
2014	57,94	2,85	0,60	7	0,35	20	0,20	45	0,10	90
2015	57,94	2,85	0,60	7	0,35	20	0,20	45	0,10	90
2016	57,94	2,85	0,60	7	0,35	20	0,20	45	0,10	90
2017	57,94	2,85	0,60	7	0,35	20	0,20	45	0,10	90
Groupe - Centre de l'Alberta - Léger - Classique - 13										
2007	42,68	0,85	0,50	7	0,25	20	0,20	45	0,05	90
2008	102,32	2,00	0,70	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2009	52,72	1,75	0,55	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2010	81,56	1,05	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2011	62,70	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2012	61,76	0,90	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2013	49,83	1,25	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2014	27,00	1,25	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2015	24,30	1,25	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2016	23,09	1,25	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2017	21,93	1,25	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90

Année de puits	Production initiale (en b/j)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
Groupe - Centre de l'Alberta - Léger - Classique - 14;15										
2007	72,50	1,00	0,35	7	0,16	20	0,12	45	0,05	90
2008	110,44	1,25	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,05	90
2009	80,11	0,65	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,05	90
2010	45,28	0,65	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2011	25,02	0,65	0,35	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2012	49,99	0,60	0,35	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2013	119,41	0,80	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2014	115,56	0,80	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2015	115,56	0,80	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2016	115,56	0,80	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2017	115,56	0,80	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Centre de l'Alberta - Léger - Réservoirs étanches - 02;03;04;05;06;07;08										
2008	81,17	0,60	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,05	90
2009	67,96	0,65	0,55	7	0,30	20	0,14	45	0,05	90
2010	81,81	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2011	99,60	1,50	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2012	89,23	1,25	0,75	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2013	109,85	1,25	0,70	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2014	120,54	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2015	125,54	1,25	0,70	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2016	128,54	1,25	0,70	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2017	129,54	1,25	0,70	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Centre de l'Alberta - Léger - Réservoirs étanches - 13;14;15										
2009	71,37	1,25	0,60	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2010	61,57	0,65	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
2011	44,27	0,60	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
2012	27,66	0,60	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2013	49,12	0,60	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2014	100,71	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2015	110,71	0,60	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2016	118,21	0,60	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2017	123,21	0,60	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Centre de l'Alberta - Léger - Schiste - Duvernay										
2012	72,21	0,65	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
2013	0,01	0,65	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
2014	165,19	0,65	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
2015	165,19	0,65	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
2016	165,19	0,65	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
2017	165,19	0,65	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90

Année de puits	Production initiale (en b/j)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
Groupe - Centre-ouest de l'Alberta - Lourd - Classique - 03										
2007	48,14	1,45	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,05	90
2008	38,63	1,45	0,60	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
2009	97,63	1,25	0,60	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2010	125,93	2,10	0,55	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2011	60,41	0,40	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2012	49,58	1,05	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2013	84,74	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2014	343,71	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2015	326,53	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2016	326,53	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2017	326,53	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Centre-ouest de l'Alberta - Lourd - Classique - 04;05;06;07;08										
2007	6,11	0,50	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2008	13,60	0,50	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2009	27,08	1,50	0,75	7	0,45	20	0,20	45	0,05	90
2010	12,70	1,75	0,60	7	0,40	20	0,20	45	0,05	90
2011	20,27	0,50	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2012	34,24	0,60	0,45	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2013	156,74	0,50	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2014	142,85	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2015	142,85	0,50	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2016	142,85	0,50	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2017	142,85	0,50	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Centre-ouest de l'Alberta - Lourd - Classique - 09										
2007	30,38	0,90	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2008	3,25	0,90	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2009	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2010	2,20	1,25	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2011	11,02	0,85	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2012	155,45	1,65	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,05	90
2013	189,94	1,65	0,65	7	0,30	20	0,20	45	0,05	90
2014	138,62	0,95	0,40	7	0,20	20	0,20	45	0,05	90
2015	124,76	1,65	0,65	7	0,30	20	0,20	45	0,05	90
2016	110,90	1,65	0,65	7	0,30	20	0,20	45	0,05	90
2017	97,03	1,65	0,65	7	0,30	20	0,20	45	0,05	90

Année de puits	Production initiale (en b/j)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
Groupe - Centre-ouest de l'Alberta - Lourd - Classique - 12;13										
2007	18,60	0,60	0,40	7	0,30	20	0,20	45	0,05	90
2008	61,52	0,65	0,50	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2009	107,33	1,05	0,55	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2010	191,06	1,65	0,55	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2011	19,58	0,95	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2012	158,25	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2013	186,35	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2014	89,08	1,25	0,50	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2015	89,08	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2016	89,08	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2017	89,08	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Centre-ouest de l'Alberta - Lourd - Réservoirs étanches - 03;04;05;06;07;08;09										
2010	170,99	2,10	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2011	80,50	0,90	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2012	99,13	1,00	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2013	81,74	0,80	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2014	93,66	0,80	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2015	93,66	0,80	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2016	93,66	0,80	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2017	93,66	0,80	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Centre-ouest de l'Alberta - Léger - Classique - 03										
2007	36,05	0,48	0,30	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90
2008	22,56	0,20	0,50	7	0,32	20	0,20	45	0,08	90
2009	50,31	0,80	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2010	35,04	1,35	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,08	90
2011	15,89	0,85	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2012	15,52	1,35	0,75	7	0,30	20	0,12	45	0,08	90
2013	57,79	1,25	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,08	90
2014	87,15	1,25	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,08	90
2015	91,50	1,25	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,08	90
2016	96,08	1,25	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,08	90
2017	100,88	1,25	0,50	7	0,30	20	0,16	45	0,08	90

Année de puits	Production initiale (en b/j)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
Groupe - Centre-ouest de l'Alberta - Léger - Classique - 04;05;06;07;08										
2007	25,79	0,90	0,55	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2008	30,32	1,05	0,40	7	0,30	20	0,16	45	0,05	90
2009	28,10	1,25	0,35	7	0,25	20	0,16	45	0,05	90
2010	37,75	1,40	0,50	7	0,35	20	0,20	45	0,05	90
2011	63,36	1,00	0,55	7	0,30	20	0,14	45	0,05	90
2012	40,28	0,90	0,55	7	0,25	20	0,16	45	0,05	90
2013	79,92	0,90	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,05	90
2014	90,32	1,25	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,05	90
2015	99,35	0,90	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,05	90
2016	104,32	0,90	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,05	90
2017	109,53	0,90	0,55	7	0,30	20	0,16	45	0,05	90
Groupe - Centre-ouest de l'Alberta - Léger - Classique - 09										
2007	33,45	1,00	0,40	7	0,30	20	0,20	45	0,08	90
2008	24,58	0,40	0,40	7	0,25	20	0,20	45	0,08	90
2009	48,46	0,90	0,55	7	0,35	20	0,16	45	0,08	90
2010	82,91	1,45	0,65	7	0,30	20	0,16	45	0,08	90
2011	39,33	0,45	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2012	135,41	0,90	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2013	15,90	0,60	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2014	44,96	0,60	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2015	44,96	0,60	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2016	44,96	0,60	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2017	44,96	0,60	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
Groupe - Centre-ouest de l'Alberta - Léger - Classique - 12;13										
2007	142,00	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2008	45,45	1,50	0,70	7	0,35	20	0,20	45	0,10	90
2009	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2010	32,52	1,50	0,75	7	0,40	20	0,20	45	0,10	90
2011	2,65	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2012	260,80	0,65	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
2013	101,99	0,95	0,50	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2014	109,57	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,10	90
2015	109,57	0,95	0,50	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2016	109,57	0,95	0,50	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2017	109,57	0,95	0,50	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90

Année de puits	Production initiale (en b/j)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
Groupe - Centre-ouest de l'Alberta - Léger - Classique - 14;15										
2007	405,12	0,10	0,14	7	0,35	20	0,30	45	0,10	90
2008	324,79	0,65	0,50	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2009	403,52	1,65	1,15	7	0,45	20	0,20	45	0,10	90
2010	424,79	0,75	0,50	7	0,40	20	0,20	45	0,10	90
2011	249,49	0,10	0,30	7	0,25	20	0,20	45	0,10	90
2012	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2013	87,08	0,40	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90
2014	87,08	0,40	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90
2015	87,08	0,40	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90
2016	87,08	0,40	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90
2017	87,08	0,40	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90
Groupe - Centre-ouest de l'Alberta - Léger - Réservoirs étanches - 03										
2009	239,61	1,25	1,15	7	0,65	20	0,25	45	0,10	90
2010	120,87	1,50	0,70	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2011	101,42	1,25	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2012	105,88	1,20	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2013	119,35	1,25	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2014	220,54	1,25	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2015	225,54	1,25	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2016	230,54	1,25	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2017	235,54	1,25	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
Groupe - Centre-ouest de l'Alberta - Léger - Réservoirs étanches - 04;05										
2008	23,06	0,60	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2009	108,56	1,05	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2010	118,32	1,55	0,75	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2011	110,19	1,25	0,65	7	0,35	20	0,12	45	0,05	90
2012	119,50	1,25	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2013	129,85	1,00	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2014	121,64	0,90	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2015	121,64	1,00	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2016	121,64	1,00	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2017	121,64	1,00	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Centre-ouest de l'Alberta - Léger - Réservoirs étanches - 06;07;08;09										
2013	75,29	0,65	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
2014	36,13	0,80	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2015	36,13	0,65	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
2016	36,13	0,65	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
2017	36,13	0,65	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90

Année de puits	Production initiale (en b/j)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
Groupe - Centre-ouest de l'Alberta - Léger - Schiste - Duvernay										
2013	97,08	0,80	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2014	0,01	0,80	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2015	97,08	0,80	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2016	97,08	0,80	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2017	97,08	0,80	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Contreforts - Lourd - Classique - 03;04;05;06;07;08;09										
2007	36,66	1,50	1,25	7	0,35	20	0,20	45	0,05	90
2008	15,61	1,15	0,45	7	0,35	20	0,20	45	0,05	90
2009	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2010	26,67	0,65	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2011	37,61	0,55	0,35	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2012	37,61	0,55	0,35	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2013	178,35	0,65	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
2014	178,35	0,65	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
2015	178,35	0,65	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
2016	178,35	0,65	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
2017	178,35	0,65	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Contreforts - Lourd - Classique - 13;14										
2010	62,63	1,25	0,60	7	0,40	20	0,12	45	0,05	90
2011	250,00	1,25	0,60	7	0,40	20	0,12	45	0,05	90
2012	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2013	0,25	1,25	0,45	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2014	0,25	1,25	0,45	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2015	83,42	1,25	0,45	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2016	83,42	1,25	0,45	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2017	83,42	1,25	0,45	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Contreforts - Lourd - Réservoirs étanches - 03;04;05;06;07;08;09										
2009	41,10	1,15	0,55	7	0,16	20	0,12	45	0,05	90
2010	139,17	1,65	0,20	7	0,14	20	0,12	45	0,05	90
2011	66,82	1,25	0,55	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2012	26,42	0,85	0,50	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2013	313,43	1,25	0,60	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2014	313,43	1,25	0,60	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2015	313,43	1,25	0,60	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2016	313,43	1,25	0,60	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2017	313,43	1,25	0,60	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90

Année de puits	Production initiale (en b/j)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
Groupe - Contreforts - Léger - Classique - 03;04;05;06;07;08;09										
2007	43,25	2,50	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,08	90
2008	22,61	2,25	0,65	7	0,30	20	0,16	45	0,08	90
2009	7,88	0,65	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,08	90
2010	13,52	0,50	0,40	7	0,30	20	0,12	45	0,08	90
2011	16,80	0,40	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2012	22,54	0,85	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2013	70,29	0,40	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2014	36,54	0,40	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2015	36,54	0,40	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2016	36,54	0,40	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2017	36,54	0,40	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
Groupe - Contreforts - Léger - Classique - 13;14										
2007	342,92	0,65	0,35	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2008	125,45	0,35	0,25	7	0,16	20	0,10	45	0,08	90
2009	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2010	25,50	0,65	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,08	90
2011	54,13	0,65	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2012	67,53	0,55	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2013	170,23	0,40	0,30	7	0,20	20	0,10	45	0,08	90
2014	220,09	0,40	0,30	7	0,20	20	0,10	45	0,08	90
2015	240,09	0,40	0,30	7	0,20	20	0,10	45	0,08	90
2016	255,09	0,40	0,30	7	0,20	20	0,10	45	0,08	90
2017	265,09	0,40	0,30	7	0,20	20	0,10	45	0,08	90
Groupe - Contreforts - Léger - Réservoirs étanches - 03;04;05;06;07;08;09										
2009	51,10	1,60	0,65	7	0,16	20	0,12	45	0,08	90
2010	52,63	0,80	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90
2011	78,49	1,45	0,75	7	0,40	20	0,20	45	0,08	90
2012	113,07	0,60	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2013	139,58	0,60	0,40	7	0,30	20	0,12	45	0,08	90
2014	102,18	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2015	102,18	0,60	0,40	7	0,30	20	0,12	45	0,08	90
2016	102,18	0,60	0,40	7	0,30	20	0,12	45	0,08	90
2017	102,18	0,60	0,40	7	0,30	20	0,12	45	0,08	90

Année de puits	Production initiale (en b/j)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
Groupe - Contreforts - Léger - Réservoirs étanches - 13;14										
2013	0,00	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2014	37,00	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2015	37,00	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2016	37,00	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2017	37,00	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Kaybob - Lourd - Classique - 03;04;05;06;07;08										
2007	53,85	0,80	0,40	7	0,30	20	0,12	45	0,08	90
2008	37,76	0,60	0,40	7	0,30	20	0,12	45	0,08	90
2009	27,21	0,50	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2010	60,18	1,25	0,42	7	0,30	20	0,12	45	0,08	90
2011	45,95	1,75	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,08	90
2012	33,08	0,80	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2013	60,44	1,05	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2014	2,47	1,00	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2015	32,00	1,05	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2016	32,00	1,05	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2017	32,00	1,05	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
Groupe - Kaybob - Lourd - Classique - 09;10;11;12										
2007	46,35	1,05	0,47	7	0,25	20	0,20	45	0,10	90
2008	35,05	0,80	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,10	90
2009	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,10	0
2010	33,91	0,80	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,10	90
2011	30,30	0,65	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,10	90
2012	24,97	1,05	0,55	7	0,25	20	0,12	45	0,10	90
2013	24,48	1,05	0,55	7	0,25	20	0,12	45	0,10	90
2014	24,48	1,05	0,55	7	0,25	20	0,12	45	0,10	90
2015	24,48	1,05	0,55	7	0,25	20	0,12	45	0,10	90
2016	24,48	1,05	0,55	7	0,25	20	0,12	45	0,10	90
2017	24,48	1,05	0,55	7	0,25	20	0,12	45	0,10	90
Groupe - Kaybob - Lourd - Classique - 13;14;15;16										
2007	75,37	0,50	0,25	7	0,18	20	0,12	45	0,05	90
2008	61,37	0,65	0,30	7	0,20	20	0,18	45	0,08	90
2009	28,84	0,60	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2010	30,13	0,60	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2011	58,21	0,80	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2012	38,86	0,65	0,45	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2013	4,02	1,00	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2014	33,70	1,00	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2015	33,70	1,00	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2016	33,70	1,00	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2017	33,70	1,00	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90

Année de puits	Production initiale (en b/j)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
Groupe - Kaybob - Lourd - Réservoirs étanches - 03;04;05;06;07;08										
2008	28,73	0,40	0,25	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2009	54,04	1,75	0,85	7	0,40	20	0,12	45	0,05	90
2010	51,76	2,00	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2011	71,10	0,75	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2012	160,20	1,55	0,65	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2013	91,53	1,45	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2014	125,01	0,65	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
2015	125,01	1,45	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2016	125,01	1,45	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2017	125,01	1,45	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Kaybob - Lourd - Réservoirs étanches - 09;10;11;12										
2008	35,51	0,85	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2009	68,38	1,50	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2010	126,13	1,40	0,60	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2011	83,87	1,75	0,65	7	0,35	20	0,12	45	0,05	90
2012	255,93	1,25	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2013	145,47	1,25	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2014	56,43	0,65	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
2015	47,97	1,25	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2016	43,17	1,25	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2017	41,01	1,25	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Kaybob - Lourd - Réservoirs étanches - 13;14;15;16										
2009	38,39	1,50	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2010	27,56	1,50	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2011	25,35	1,25	0,55	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2012	32,71	1,25	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2013	195,62	1,10	0,50	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2014	185,64	0,65	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
2015	185,64	1,10	0,50	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2016	185,64	1,10	0,50	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2017	185,64	1,10	0,50	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90

Année de puits	Production initiale (en b/j)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
Groupe - Kaybob - Léger - Classique - 03;04;05;06;07;08										
2007	41,42	0,90	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,08	90
2008	30,25	0,65	0,35	7	0,20	20	0,14	45	0,05	90
2009	26,63	0,60	0,35	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90
2010	46,65	1,40	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2011	17,18	0,85	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2012	7,61	0,65	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2013	52,86	0,40	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2014	72,98	0,60	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2015	92,98	0,40	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2016	107,98	0,40	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2017	117,98	0,40	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
Groupe - Kaybob - Léger - Classique - 09;10;11;12										
2007	49,05	0,75	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2008	53,59	1,20	0,55	7	0,35	20	0,18	45	0,10	90
2009	32,47	0,90	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2010	18,64	0,55	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90
2011	21,74	0,95	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,10	90
2012	15,03	1,25	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2013	70,50	0,95	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2014	88,67	0,95	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2015	98,67	0,95	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2016	103,67	0,95	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2017	106,67	0,95	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
Groupe - Kaybob - Léger - Classique - 13;14;15;16										
2007	79,73	1,00	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90
2008	62,78	0,50	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90
2009	70,01	1,50	0,65	7	0,30	20	0,16	45	0,10	90
2010	92,50	1,25	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2011	90,12	1,50	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2012	39,23	1,05	0,50	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2013	72,49	1,05	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2014	92,64	1,05	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2015	112,64	1,05	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2016	127,64	1,05	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2017	137,64	1,05	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90

Année de puits	Production initiale (en b/j)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
Groupe - Kaybob - Léger - Réservoirs étanches - 03;04;05;06;07;08										
2009	24,95	0,85	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2010	102,57	1,25	0,60	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2011	94,83	1,00	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2012	140,73	1,25	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2013	142,23	0,85	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2014	139,00	0,85	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2015	139,00	0,85	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2016	139,00	0,85	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2017	139,00	0,85	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Kaybob - Léger - Réservoirs étanches - 09;10;11;12										
2009	89,62	0,50	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2010	150,22	1,50	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2011	160,24	1,25	0,55	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2012	205,23	1,50	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2013	199,31	1,25	0,60	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2014	193,60	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2015	193,60	1,25	0,60	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2016	193,60	1,25	0,60	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2017	193,60	1,25	0,60	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Kaybob - Léger - Réservoirs étanches - 13;14;15;16										
2009	80,58	1,25	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2010	159,01	1,25	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2011	170,98	1,25	0,60	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2012	152,24	1,00	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2013	151,15	1,00	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2014	142,18	1,00	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2015	137,18	1,00	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2016	134,18	1,00	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2017	132,18	1,00	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Kaybob - Léger - Schiste - Duvernay										
2012	100,22	0,80	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2013	318,42	0,85	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2014	130,76	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2015	130,76	0,85	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2016	130,76	0,85	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2017	130,76	0,85	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90

Année de puits	Production initiale (en b/j)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
Groupe - Peace River - Lourd - Classique - 03;04;05										
2008	22,10	0,80	0,12	7	0,10	20	0,08	45	0,05	90
2009	15,53	0,40	0,25	7	0,14	20	0,12	45	0,05	90
2010	45,26	0,80	0,12	7	0,10	20	0,08	45	0,05	90
2011	35,39	0,95	0,50	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2012	19,45	0,75	0,40	7	0,24	20	0,12	45	0,05	90
2013	32,59	0,75	0,20	7	0,14	20	0,12	45	0,05	90
2014	32,59	0,75	0,20	7	0,14	20	0,12	45	0,05	90
2015	32,59	0,75	0,20	7	0,14	20	0,12	45	0,05	90
2016	32,59	0,75	0,20	7	0,14	20	0,12	45	0,05	90
2017	32,59	0,75	0,20	7	0,14	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Peace River - Lourd - Classique - 06;07										
2007	92,57	1,05	0,65	7	0,40	20	0,16	45	0,05	90
2008	63,12	0,65	0,40	7	0,30	20	0,16	45	0,05	90
2009	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2010	0,53	1,25	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,05	90
2011	45,28	1,65	0,60	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
2012	45,28	1,65	0,60	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
2013	45,28	1,65	0,60	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
2014	45,28	1,65	0,60	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
2015	45,28	1,65	0,60	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
2016	45,28	1,65	0,60	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
2017	45,28	1,65	0,60	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Peace River - Lourd - Classique - 08										
2007	123,43	0,95	0,65	7	0,45	20	0,25	45	0,10	90
2008	200,97	0,60	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2009	40,80	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2010	121,64	0,65	0,40	7	0,30	20	0,16	45	0,10	90
2011	107,29	0,60	0,45	7	0,25	20	0,12	45	0,10	90
2012	105,53	0,60	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2013	99,69	0,75	0,45	7	0,25	20	0,12	45	0,10	90
2014	32,28	0,65	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,10	90
2015	27,28	0,75	0,45	7	0,25	20	0,12	45	0,10	90
2016	24,28	0,75	0,45	7	0,25	20	0,12	45	0,10	90
2017	22,28	0,75	0,45	7	0,25	20	0,12	45	0,10	90

Année de puits	Production initiale (en b/j)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
Groupe - Peace River - Lourd - Classique - 09;10;11										
2007	50,99	1,25	0,45	7	0,20	20	0,10	45	0,05	90
2008	21,03	0,80	0,30	7	0,25	20	0,20	45	0,10	90
2009	40,78	0,60	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2010	22,99	0,90	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,10	90
2011	14,94	1,25	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,10	90
2012	45,37	1,25	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,10	90
2013	17,41	1,15	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,10	90
2014	22,74	1,15	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,10	90
2015	22,74	1,15	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,10	90
2016	22,74	1,15	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,10	90
2017	22,74	1,15	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,10	90
Groupe - Peace River - Lourd - Classique - 12;13										
2007	55,30	0,65	0,55	7	0,35	20	0,18	45	0,05	90
2008	145,18	2,50	0,80	7	0,35	20	0,12	45	0,10	90
2009	13,37	0,65	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2010	18,48	0,50	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2011	18,48	0,50	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2012	18,48	0,50	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2013	18,48	0,50	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2014	18,48	0,50	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2015	18,48	0,50	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2016	18,48	0,50	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2017	18,48	0,50	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Peace River - Lourd - Classique - 14										
2007	102,24	1,65	0,80	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2008	296,17	1,45	0,75	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2009	49,15	1,65	1,15	7	0,55	20	0,20	45	0,05	90
2010	125,02	1,65	1,05	7	0,50	20	0,20	45	0,05	90
2011	77,68	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2012	76,49	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2013	60,52	1,25	0,50	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2014	45,19	0,65	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
2015	60,73	1,25	0,50	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2016	60,73	1,25	0,50	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2017	60,73	1,25	0,50	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90

Année de puits	Production initiale (en b/j)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
Groupe - Peace River - Lourd - Classique - 15										
2007	33,56	1,25	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2008	74,20	0,50	0,35	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2009	54,26	0,75	0,60	7	0,35	20	0,16	45	0,08	90
2010	58,62	1,50	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2011	74,09	1,20	0,85	7	0,30	20	0,16	45	0,08	90
2012	86,48	0,70	0,55	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90
2013	43,97	1,10	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,08	90
2014	43,97	1,10	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,08	90
2015	43,97	1,10	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,08	90
2016	43,97	1,10	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,08	90
2017	43,97	1,10	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,08	90
Groupe - Peace River - Lourd - Classique - 16										
2007	149,13	1,50	0,60	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2008	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,08	0
2009	60,41	0,95	1,10	7	0,35	20	0,16	45	0,08	90
2010	60,41	0,95	1,10	7	0,35	20	0,16	45	0,08	90
2011	60,41	0,95	1,10	7	0,35	20	0,16	45	0,08	90
2012	60,41	0,95	1,10	7	0,35	20	0,16	45	0,08	90
2013	60,41	0,95	1,10	7	0,35	20	0,16	45	0,08	90
2014	60,41	0,95	1,10	7	0,35	20	0,16	45	0,08	90
2015	60,41	0,95	1,10	7	0,35	20	0,16	45	0,08	90
2016	60,41	0,95	1,10	7	0,35	20	0,16	45	0,08	90
2017	60,41	0,95	1,10	7	0,35	20	0,16	45	0,08	90
Groupe - Peace River - Lourd - Réservoirs étanches - 03;04;05;06;07;08										
2009	94,51	0,75	0,45	7	0,35	20	0,12	45	0,05	90
2010	110,08	1,15	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2011	42,17	0,70	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2012	250,61	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2013	260,04	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2014	89,70	1,00	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2015	89,70	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2016	89,70	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2017	89,70	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90

Année de puits	Production initiale (en b/j)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
Groupe - Peace River - Lourd - Réservoirs étanches - 09;10;11										
2008	45,49	1,15	0,40	7	0,12	20	0,05	45	0,05	90
2009	80,86	1,50	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2010	88,86	0,65	0,40	7	0,30	20	0,16	45	0,05	90
2011	86,25	0,90	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2012	108,67	1,25	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2013	82,89	1,00	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2014	108,16	0,85	0,45	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2015	108,16	1,00	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2016	108,16	1,00	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2017	108,16	1,00	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Peace River - Lourd - Réservoirs étanches - 12;13;14;15;16										
2009	118,00	0,90	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2010	97,24	1,25	0,80	7	0,40	20	0,12	45	0,05	90
2011	3,03	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2012	18,35	1,00	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2013	118,97	1,25	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2014	99,91	1,00	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2015	99,91	1,25	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2016	99,91	1,25	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2017	99,91	1,25	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Peace River - Léger - Classique - 03;04										
2007	23,29	0,70	0,22	7	0,14	20	0,12	45	0,05	90
2008	45,68	0,60	0,14	7	0,05	20	0,05	45	0,05	90
2009	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2010	70,92	0,70	0,38	7	0,25	20	0,14	45	0,05	90
2011	25,84	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2012	1,91	0,50	0,20	7	0,14	20	0,12	45	0,05	90
2013	35,56	0,90	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2014	6,25	0,85	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2015	6,25	0,90	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2016	6,25	0,90	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2017	6,25	0,90	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90

Année de puits	Production initiale (en b/j)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
Groupe - Peace River - Léger - Classique - 05										
2007	11,50	0,30	0,14	7	0,12	20	0,05	45	0,05	90
2008	22,99	0,30	0,22	7	0,22	20	0,18	45	0,10	90
2009	52,16	0,90	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2010	56,84	0,95	0,40	7	0,25	20	0,14	45	0,05	90
2011	94,85	0,85	0,55	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2012	70,93	0,90	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2013	36,77	0,95	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2014	54,90	0,95	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2015	54,20	0,95	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2016	54,20	0,95	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2017	54,20	0,95	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
Groupe - Peace River - Léger - Classique - 06;07										
2007	120,87	1,25	0,65	7	0,30	20	0,12	45	0,08	90
2008	159,81	0,95	0,60	7	0,35	20	0,20	45	0,08	90
2009	240,50	0,65	0,50	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2010	304,31	0,85	0,45	7	0,40	20	0,20	45	0,08	90
2011	245,43	0,35	0,45	7	0,30	20	0,20	45	0,08	90
2012	208,95	0,95	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2013	23,85	0,85	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2014	159,41	0,85	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2015	159,41	0,85	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2016	159,41	0,85	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2017	159,41	0,85	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
Groupe - Peace River - Léger - Classique - 08										
2007	49,22	0,50	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,08	90
2008	29,74	0,90	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2009	23,95	0,85	0,45	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2010	27,80	1,55	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,08	90
2011	6,24	1,00	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2012	0,59	0,80	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2013	4,26	0,80	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2014	4,26	0,80	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2015	4,26	0,80	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2016	4,26	0,80	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2017	4,26	0,80	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90

Année de puits	Production initiale (en b/j)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
Groupe - Peace River - Léger - Classique - 09;10;11										
2007	34,07	0,80	0,45	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
2008	34,60	0,75	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
2009	31,43	0,45	0,35	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2010	39,35	0,95	0,40	7	0,30	20	0,20	45	0,05	90
2011	42,53	1,15	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2012	50,60	1,15	0,60	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2013	61,49	1,10	0,60	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2014	32,88	1,10	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2015	32,88	1,10	0,60	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2016	32,88	1,10	0,60	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2017	32,88	1,10	0,60	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Peace River - Léger - Classique - 12;13										
2007	81,05	0,65	0,40	7	0,35	20	0,20	45	0,12	90
2008	64,54	0,65	0,30	7	0,20	20	0,14	45	0,10	90
2009	17,94	0,65	0,40	7	0,37	20	0,20	45	0,10	90
2010	14,85	0,90	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,10	90
2011	62,19	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2012	62,19	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2013	19,20	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2014	16,31	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2015	16,31	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2016	16,31	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2017	16,31	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
Groupe - Peace River - Léger - Classique - 14										
2007	97,57	1,05	1,10	7	0,55	20	0,25	45	0,08	90
2008	178,33	0,65	0,40	7	0,25	20	0,20	45	0,10	90
2009	55,15	1,50	0,70	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2010	77,50	0,60	0,40	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2011	170,51	0,75	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2012	70,91	1,50	0,85	7	0,40	20	0,12	45	0,05	90
2013	47,81	0,95	0,55	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2014	48,19	0,80	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2015	48,19	0,95	0,55	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2016	48,19	0,95	0,55	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2017	48,19	0,95	0,55	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90

Année de puits	Production initiale (en b/j)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
Groupe - Peace River - Léger - Classique - 15										
2007	65,11	0,65	0,40	7	0,30	20	0,30	45	0,10	90
2008	74,80	0,85	0,30	7	0,25	20	0,12	45	0,10	90
2009	73,74	1,30	0,40	7	0,30	20	0,12	45	0,10	90
2010	69,84	1,50	0,65	7	0,40	20	0,20	45	0,10	90
2011	72,28	1,00	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,10	90
2012	108,93	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,10	90
2013	34,97	1,25	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,10	90
2014	25,71	1,25	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,10	90
2015	23,14	1,25	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,10	90
2016	21,98	1,25	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,10	90
2017	20,88	1,25	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,10	90
Groupe - Peace River - Léger - Classique - 16										
2007	122,11	1,05	0,90	7	0,50	20	0,20	45	0,10	90
2008	101,74	1,05	0,60	7	0,70	20	0,25	45	0,10	90
2009	167,63	1,25	1,40	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2010	92,81	0,65	0,40	7	0,22	20	0,20	45	0,10	90
2011	66,47	1,60	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2012	80,00	1,60	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2013	80,00	1,60	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2014	80,00	1,60	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2015	80,00	1,60	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2016	80,00	1,60	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2017	80,00	1,60	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
Groupe - Peace River - Léger - Réservoirs étanches - 03;04										
2010	70,92	0,70	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2011	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2012	3,09	0,70	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2013	121,44	0,80	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2014	130,74	0,80	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2015	143,82	0,80	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2016	153,89	0,80	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2017	161,58	0,80	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90

Année de puits	Production initiale (en b/j)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
Groupe - Peace River - Léger - Réservoirs étanches - 05;06;07;08;09;10;11										
2008	111,09	0,55	0,75	7	0,50	20	0,20	45	0,05	90
2009	57,25	1,20	0,60	7	0,35	20	0,20	45	0,05	90
2010	74,14	0,90	0,45	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2011	118,95	0,95	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2012	128,14	0,85	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2013	160,46	0,80	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2014	126,01	0,90	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2015	126,01	0,80	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2016	126,01	0,80	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2017	126,01	0,80	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Peace River - Léger - Réservoirs étanches - 12;13;14;15;16										
2009	88,41	1,50	0,60	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2010	86,18	1,30	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2011	120,38	1,25	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2012	110,03	1,25	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2013	100,40	0,90	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2014	119,79	0,90	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2015	119,79	0,90	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2016	119,79	0,90	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2017	119,79	0,90	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Nord-est de l'Alberta - Lourd - Classique - 01;02;03										
2010	9,23	0,65	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,10	90
2011	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,10	0
2012	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,10	0
2013	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,10	0
2014	0,00	0,65	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,10	90
2015	9,23	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2016	9,23	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2017	9,23	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
Groupe - Nord-est de l'Alberta - Lourd - Classique - 04;05;06;07;08										
2007	9,52	0,60	0,25	7	0,16	20	0,08	45	0,05	90
2008	9,81	0,60	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2009	9,55	0,80	0,40	7	0,20	20	0,14	45	0,08	90
2010	22,81	0,95	0,60	7	0,30	20	0,16	45	0,08	90
2011	27,81	0,80	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,08	90
2012	17,71	0,65	0,40	7	0,25	20	0,14	45	0,08	90
2013	9,96	0,65	0,40	7	0,25	20	0,14	45	0,08	90
2014	110,56	0,65	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2015	110,56	0,65	0,40	7	0,25	20	0,14	45	0,08	90
2016	110,56	0,65	0,40	7	0,25	20	0,14	45	0,08	90
2017	110,56	0,65	0,40	7	0,25	20	0,14	45	0,08	90

Année de puits	Production initiale (en b/j)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
Groupe - Nord-est de l'Alberta - Lourd - Classique - 14										
2015	16,37	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2016	16,37	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2017	16,37	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
Groupe - Nord-est de l'Alberta - Léger - Classique - 01;02;03;04;05;06;07										
2007	5,80	0,65	0,40	1	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2008	7,10	0,90	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2009	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2010	0,26	0,90	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2011	1,45	1,50	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2012	5,90	0,90	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2013	76,52	0,90	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2014	54,28	0,90	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2015	54,28	0,90	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2016	54,28	0,90	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2017	54,28	0,90	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Nord-est de l'Alberta - Léger - Classique - 08										
2009	250,56	0,10	0,05	7	0,05	20	0,05	45	0,05	90
2010	250,56	0,10	0,05	7	0,05	20	0,05	45	0,05	90
2011	250,56	0,10	0,05	7	0,05	20	0,05	45	0,05	90
2012	250,56	0,10	0,05	7	0,05	20	0,05	45	0,05	90
2013	250,56	0,10	0,05	7	0,05	20	0,05	45	0,05	90
2014	130,58	0,10	0,05	7	0,05	20	0,05	45	0,05	90
2015	130,58	0,10	0,05	7	0,05	20	0,05	45	0,05	90
2016	130,58	0,10	0,05	7	0,05	20	0,05	45	0,05	90
2017	130,58	0,10	0,05	7	0,05	20	0,05	45	0,05	90
Groupe - Nord-est de l'Alberta - Léger - Classique - 14										
2008	10,00	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2009	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2010	74,05	0,70	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2011	7,85	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2012	40,95	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2013	40,95	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2014	40,95	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2015	40,95	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2016	40,95	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2017	40,95	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90

Année de puits	Production initiale (en b/j)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
Groupe - Nord-est de l'Alberta - Léger - Réservoirs étanches - 04;05;06;07;08;14										
2011	24,29	1,25	0,50	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2012	27,92	0,90	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2013	1,66	0,90	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2014	17,96	0,90	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2015	17,96	0,90	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2016	17,96	0,90	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2017	17,96	0,90	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Nord-ouest de l'Alberta - Lourd - Classique - 08;13;14;15										
2007	66,44	2,50	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2008	58,29	0,60	0,40	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2009	290,75	3,00	1,20	7	0,40	20	0,12	45	0,05	90
2010	112,22	2,25	0,80	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2011	20,75	2,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2012	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2013	220,57	2,50	0,80	7	0,40	20	0,12	45	0,05	90
2014	76,38	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2015	76,38	2,50	0,80	7	0,40	20	0,12	45	0,05	90
2016	76,38	2,50	0,80	7	0,40	20	0,12	45	0,05	90
2017	76,38	2,50	0,80	7	0,40	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Nord-ouest de l'Alberta - Léger - Classique - 08;13;14;15										
2007	92,92	1,25	0,60	7	0,35	20	0,20	45	0,08	90
2008	135,42	1,50	0,65	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2009	76,35	0,65	0,45	7	0,35	20	0,20	45	0,08	90
2010	98,73	1,50	0,55	7	0,40	20	0,20	45	0,08	90
2011	68,00	0,80	0,45	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2012	99,62	0,65	0,45	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2013	49,38	0,90	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2014	110,38	0,90	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2015	110,38	0,90	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2016	110,38	0,90	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2017	110,38	0,90	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90

Année de puits	Production initiale (en b/j)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
Groupe - Nord-ouest de l'Alberta - Léger - Réservoirs étanches - 08;13;14;15										
2010	34,72	2,00	0,90	7	0,50	20	0,20	45	0,05	90
2011	37,09	2,00	0,80	7	0,40	20	0,20	45	0,05	90
2012	19,81	2,00	0,70	7	0,30	20	0,20	45	0,05	90
2013	39,33	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2014	155,77	1,15	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2015	163,56	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2016	171,73	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2017	180,32	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Fort St, John - Lourd - Classique - 04;05;06;07;08										
2007	80,31	1,50	0,60	7	0,20	20	0,35	45	0,10	90
2008	185,78	0,65	0,12	7	0,16	20	0,14	45	0,10	90
2009	76,37	0,30	0,50	7	0,65	20	0,30	45	0,10	90
2010	361,56	2,05	1,15	7	0,65	20	0,20	45	0,10	90
2011	132,48	0,95	0,65	7	0,45	20	0,20	45	0,05	90
2012	172,59	1,50	0,75	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2013	154,90	1,00	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2014	106,15	1,00	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2015	101,15	1,00	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2016	96,15	1,00	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2017	91,15	1,00	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Fort St, John - Lourd - Classique - 10;11										
2007	42,01	0,75	0,40	7	0,16	20	0,12	45	0,05	90
2008	65,58	0,25	0,22	7	0,18	20	0,12	45	0,05	90
2009	42,76	0,20	0,18	7	0,16	20	0,12	45	0,05	90
2010	88,77	1,05	0,60	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2011	104,67	0,65	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2012	62,37	0,75	0,45	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2013	140,67	1,10	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2014	73,99	0,65	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
2015	73,99	1,10	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2016	73,99	1,10	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2017	73,99	1,10	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90

Année de puits	Production initiale (en b/j)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
Groupe - Fort St, John - Lourd - Classique - 12;13;14										
2008	42,53	0,85	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2009	9,25	1,65	0,65	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2010	1,68	1,00	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2011	75,98	0,80	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2012	36,19	1,45	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2013	36,19	1,45	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2014	36,19	1,45	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2015	36,19	1,45	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2016	36,19	1,45	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2017	36,19	1,45	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Fort St, John - Léger - Classique - 04;05;06;07;08										
2007	19,61	0,50	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2008	59,09	0,85	0,30	7	0,10	20	0,10	45	0,05	90
2009	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2010	59,91	0,75	0,50	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2011	40,23	0,65	0,35	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2012	25,18	0,75	0,40	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2013	8,83	0,75	0,40	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2014	15,32	0,75	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2015	15,32	0,75	0,40	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2016	15,32	0,75	0,40	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2017	15,32	0,75	0,40	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Fort St, John - Léger - Classique - 10;11										
2007	80,17	1,50	0,45	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2008	70,00	0,35	0,25	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2009	55,78	0,60	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2010	90,73	1,00	0,60	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2011	125,51	1,50	0,40	7	0,30	20	0,12	45	0,08	90
2012	58,64	0,60	0,40	7	0,30	20	0,12	45	0,08	90
2013	142,93	0,60	0,40	7	0,30	20	0,12	45	0,08	90
2014	310,99	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2015	318,77	0,60	0,40	7	0,30	20	0,12	45	0,08	90
2016	323,55	0,60	0,40	7	0,30	20	0,12	45	0,08	90
2017	326,78	0,60	0,40	7	0,30	20	0,12	45	0,08	90

Année de puits	Production initiale (en b/j)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
Groupe - Fort St, John - Léger - Classique - 12;13;14										
2007	101,52	1,25	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2008	78,35	1,25	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2009	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2010	1,60	1,00	0,75	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2011	33,81	0,75	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2012	76,54	0,80	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2013	34,92	0,80	0,50	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2014	20,31	0,80	0,50	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2015	19,30	0,80	0,50	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2016	18,72	0,80	0,50	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2017	18,53	0,80	0,50	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Lloydminster (Saskatchewan) - Lourd - Classique - 03;04;05										
2007	3,18	0,45	0,35	7	0,30	20	0,20	45	0,05	90
2008	4,76	0,65	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2009	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2010	4,74	0,50	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,05	90
2011	3,37	0,65	0,45	7	0,30	20	0,16	45	0,05	90
2012	3,23	0,35	0,30	7	0,25	20	0,16	45	0,05	90
2013	4,91	0,50	0,35	7	0,25	20	0,16	45	0,05	90
2014	7,61	0,80	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,05	90
2015	7,99	0,50	0,35	7	0,25	20	0,16	45	0,05	90
2016	8,39	0,50	0,35	7	0,25	20	0,16	45	0,05	90
2017	8,80	0,50	0,35	7	0,25	20	0,16	45	0,05	90
Groupe - Lloydminster (Saskatchewan) - Lourd - Classique - 06										
2007	35,71	0,25	0,40	7	0,30	20	0,27	45	0,08	90
2008	27,68	0,30	0,40	7	0,35	20	0,25	45	0,08	90
2009	33,51	0,45	0,35	7	0,27	20	0,25	45	0,08	90
2010	32,19	0,30	0,25	7	0,35	20	0,25	45	0,08	90
2011	29,74	0,50	0,30	7	0,40	20	0,20	45	0,08	90
2012	24,47	0,45	0,30	7	0,35	20	0,20	45	0,08	90
2013	25,12	0,40	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,08	90
2014	27,33	0,40	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,08	90
2015	28,33	0,40	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,08	90
2016	29,33	0,40	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,08	90
2017	30,33	0,40	0,30	7	0,20	20	0,16	45	0,08	90

Année de puits	Production initiale (en b/j)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
Groupe - Lloydminster (Saskatchewan) - Lourd - Classique - 07;08										
2007	31,42	0,40	0,35	7	0,40	20	0,22	45	0,12	90
2008	41,05	0,35	0,30	7	0,25	20	0,20	45	0,12	90
2009	26,91	0,25	0,20	7	0,30	20	0,25	45	0,12	90
2010	39,85	0,10	0,25	7	0,55	20	0,30	45	0,12	90
2011	30,06	0,30	0,40	7	0,35	20	0,20	45	0,12	90
2012	36,86	0,45	0,70	7	0,35	20	0,20	45	0,12	90
2013	32,00	0,55	0,35	7	0,25	20	0,20	45	0,12	90
2014	39,85	0,45	0,30	7	0,25	20	0,20	45	0,12	90
2015	39,85	0,55	0,35	7	0,25	20	0,20	45	0,12	90
2016	39,85	0,55	0,35	7	0,25	20	0,20	45	0,12	90
2017	39,85	0,55	0,35	7	0,25	20	0,20	45	0,12	90
Groupe - Lloydminster (Saskatchewan) - Lourd - Classique - 13										
2007	33,51	0,55	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2008	23,25	0,60	0,40	7	0,14	20	0,10	45	0,05	90
2009	20,69	0,35	0,28	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2010	48,12	0,85	0,40	7	0,27	20	0,12	45	0,05	90
2011	23,56	0,35	0,25	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2012	19,78	0,65	0,45	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2013	14,57	0,35	0,25	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2014	14,98	0,40	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2015	14,83	0,35	0,25	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2016	14,69	0,35	0,25	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2017	14,54	0,35	0,25	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Lloydminster (Saskatchewan) - Lourd - Classique - 14;15										
2007	28,01	0,95	0,35	7	0,10	20	0,05	45	0,05	90
2008	26,13	0,20	0,12	7	0,10	20	0,05	45	0,05	90
2009	83,23	0,65	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
2010	41,84	0,85	0,80	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2011	65,71	0,85	0,80	7	0,39	20	0,12	45	0,05	90
2012	42,01	0,85	0,70	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2013	25,83	0,70	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2014	17,92	0,60	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2015	14,92	0,70	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2016	12,92	0,70	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2017	11,92	0,70	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90

Année de puits	Production initiale (en b/j)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
Groupe - Lloydminster (Saskatchewan) - Lourd - Réservoirs étanches - 03;04;05;06;07;08										
2009	30,47	0,65	0,45	7	0,25	20	0,20	45	0,05	90
2010	30,50	1,25	0,55	7	0,35	20	0,16	45	0,05	90
2011	25,85	0,90	0,60	7	0,35	20	0,20	45	0,05	90
2012	26,87	1,00	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,05	90
2013	29,72	0,80	0,50	7	0,30	20	0,20	45	0,05	90
2014	30,71	0,80	0,40	7	0,30	20	0,20	45	0,05	90
2015	31,71	0,80	0,50	7	0,30	20	0,20	45	0,05	90
2016	32,71	0,80	0,50	7	0,30	20	0,20	45	0,05	90
2017	33,71	0,80	0,50	7	0,30	20	0,20	45	0,05	90
Groupe - Lloydminster (Saskatchewan) - Léger - Classique - 03;04;05;06;07;08										
2007	3,25	0,60	0,40	7	0,20	20	0,16	45	0,10	90
2008	4,76	0,65	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
2009	4,96	0,70	0,55	7	0,35	20	0,20	45	0,10	90
2010	4,84	0,60	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2011	3,37	0,65	0,40	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2012	3,23	0,40	0,35	7	0,25	20	0,20	45	0,10	90
2013	4,63	0,65	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2014	13,91	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,10	90
2015	14,91	0,65	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2016	15,91	0,65	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2017	16,91	0,65	0,40	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
Groupe - Lloydminster (Saskatchewan) - Léger - Réservoirs étanches - 03;04;05;06;07;08										
2009	30,47	0,65	0,45	7	0,25	20	0,20	45	0,10	90
2010	29,50	1,25	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2011	25,85	0,95	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2012	26,87	0,95	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2013	29,72	0,80	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2014	30,71	0,80	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2015	31,71	0,80	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2016	32,71	0,80	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2017	33,71	0,80	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90

Année de puits	Production initiale (en b/j)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
Groupe - Sud-ouest de la Saskatchewan - Lourd - Classique - 03;04;05;06;07;08										
2007	20,25	0,50	0,25	7	0,20	20	0,05	45	0,05	90
2008	15,61	0,20	0,35	7	0,25	20	0,14	45	0,05	90
2009	15,95	0,45	0,30	7	0,18	20	0,12	45	0,05	90
2010	10,07	0,25	0,20	7	0,16	20	0,12	45	0,05	90
2011	19,40	0,30	0,20	7	0,16	20	0,12	45	0,05	90
2012	31,85	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2013	33,84	0,60	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2014	42,24	0,60	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2015	51,24	0,60	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2016	58,24	0,60	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2017	64,24	0,60	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Sud-ouest de la Saskatchewan - Lourd - Classique - 09;13;14										
2007	25,59	0,40	0,20	7	0,12	20	0,05	45	0,05	90
2008	16,06	0,50	0,20	7	0,05	20	0,05	45	0,05	90
2009	18,41	0,40	0,20	7	0,05	20	0,05	45	0,05	90
2010	24,26	0,20	0,10	7	0,05	20	0,05	45	0,05	90
2011	24,19	0,45	0,12	7	0,08	20	0,08	45	0,05	90
2012	26,15	0,20	0,16	7	0,12	20	0,10	45	0,05	90
2013	47,24	0,20	0,16	7	0,12	20	0,08	45	0,05	90
2014	67,38	0,20	0,16	7	0,12	20	0,08	45	0,05	90
2015	74,11	0,20	0,16	7	0,12	20	0,08	45	0,05	90
2016	77,82	0,20	0,16	7	0,12	20	0,08	45	0,05	90
2017	79,77	0,20	0,16	7	0,12	20	0,08	45	0,05	90
Groupe - Sud-ouest de la Saskatchewan - Lourd - Réservoirs étanches - 03;04;05;06;07;08										
2009	19,33	1,05	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2010	21,41	0,60	0,35	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
2011	18,62	0,50	0,40	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2012	22,27	0,65	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2013	31,34	0,60	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2014	47,86	0,50	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2015	57,86	0,60	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2016	62,86	0,60	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2017	67,86	0,60	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90

Année de puits	Production initiale (en b/j)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
Groupe - Sud-ouest de la Saskatchewan - Lourd - Réservoirs étanches - 09;13;14										
2007	86,86	1,25	0,65	7	0,45	20	0,20	45	0,05	90
2008	84,71	1,25	0,60	7	0,30	20	0,08	45	0,05	90
2009	74,99	1,05	0,70	7	0,16	20	0,12	45	0,05	90
2010	59,18	1,05	0,45	7	0,20	20	0,05	45	0,05	90
2011	49,81	0,85	0,55	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2012	62,00	0,80	0,60	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2013	52,88	0,85	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2014	78,06	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2015	78,06	0,85	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2016	78,06	0,85	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2017	78,06	0,85	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Sud-ouest de la Saskatchewan - Léger - Classique - 03;04;05;06;07;08;09;13										
2007	55,33	1,25	0,60	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2008	11,26	0,60	0,40	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2009	9,72	0,60	0,40	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2010	7,12	0,60	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2011	2,01	0,65	0,40	7	0,30	20	0,10	45	0,05	90
2012	6,64	0,80	0,40	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2013	3,64	0,80	0,40	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2014	52,09	0,80	0,40	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2015	46,88	0,80	0,40	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2016	46,88	0,80	0,40	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2017	46,88	0,80	0,40	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
Groupe - Sud-ouest de la Saskatchewan - Léger - Réservoirs étanches - 03;04;05;06;07;08;09;13										
2009	19,33	0,95	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2010	21,41	0,65	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
2011	18,62	0,50	0,40	7	0,30	20	0,20	45	0,10	90
2012	21,27	0,65	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
2013	29,30	0,70	0,45	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2014	41,86	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2015	51,86	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2016	56,86	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2017	58,86	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90

Année de puits	Production initiale (en b/j)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
Groupe - Sud-est de la Saskatchewan - Lourd - Classique - 06;07;08										
2007	10,98	0,50	0,30	7	0,14	20	0,12	45	0,05	90
2008	8,70	0,30	0,25	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2009	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2010	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2011	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2012	14,07	0,80	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2013	7,76	0,50	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2014	7,76	0,50	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2015	7,76	0,50	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2016	7,76	0,50	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2017	7,76	0,50	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Sud-est de la Saskatchewan - Lourd - Classique - 09;10;11										
2007	50,70	0,70	0,65	7	0,40	20	0,18	45	0,08	90
2008	50,79	0,70	0,65	7	0,30	20	0,20	45	0,08	90
2009	32,62	0,55	0,45	7	0,40	20	0,16	45	0,08	90
2010	8,47	0,65	0,50	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2011	30,27	0,50	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2012	17,81	0,70	0,35	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2013	22,89	0,65	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2014	27,53	0,60	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,08	90
2015	31,53	0,65	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2016	34,53	0,65	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2017	36,53	0,65	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
Groupe - Sud-est de la Saskatchewan - Lourd - Classique - 13										
2007	39,84	0,75	0,44	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2008	34,51	0,75	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2009	37,54	0,75	0,45	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2010	44,51	0,80	0,55	7	0,25	20	0,16	45	0,10	90
2011	34,88	0,80	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2012	36,80	0,85	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2013	40,83	0,80	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2014	49,94	0,80	0,45	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2015	53,94	0,80	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2016	56,94	0,80	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2017	58,94	0,80	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90

Année de puits	Production initiale (en b/j)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
Groupe - Sud-est de la Saskatchewan - Lourd - Classique - 14;15;16;17;18;19										
2007	15,81	0,95	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2008	17,36	0,75	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2009	16,03	0,90	0,50	7	0,25	20	0,16	45	0,05	90
2010	5,50	0,40	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2011	7,27	0,65	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2012	8,60	0,65	0,30	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2013	17,20	0,80	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2014	27,36	0,80	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2015	37,36	0,80	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2016	47,36	0,80	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2017	57,36	0,80	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Sud-est de la Saskatchewan - Lourd - Réservoirs étanches - 13										
2007	120,11	1,55	0,95	7	0,55	20	0,20	45	0,05	90
2008	29,32	1,90	0,80	7	0,35	20	0,16	45	0,05	90
2009	40,14	1,25	0,45	7	0,35	20	0,12	45	0,05	90
2010	58,01	1,60	0,55	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2011	50,44	1,05	0,65	7	0,35	20	0,12	45	0,05	90
2012	78,02	0,95	0,70	7	0,35	20	0,12	45	0,05	90
2013	70,33	1,00	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2014	55,00	1,00	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2015	50,00	1,00	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2016	47,00	1,00	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2017	45,00	1,00	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Sud-est de la Saskatchewan - Lourd - Réservoirs étanches - 14;15										
2008	40,86	0,65	0,45	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2009	35,91	1,00	0,40	7	0,30	20	0,20	45	0,05	90
2010	37,44	1,15	0,60	7	0,35	20	0,20	45	0,05	90
2011	39,68	1,05	0,40	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2012	53,82	1,15	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2013	57,72	1,15	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2014	85,75	1,10	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2015	90,75	1,15	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2016	94,75	1,15	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2017	97,75	1,15	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Sud-est de la Saskatchewan - Léger - Classique - 06;07;08;09;10;11										
2012	21,10	0,90	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2013	21,10	0,90	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2014	21,10	0,90	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2015	21,10	0,90	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2016	21,10	0,90	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2017	21,10	0,90	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90

Année de puits	Production initiale (en b/j)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
Groupe - Sud-est de la Saskatchewan - Léger - Classique - 13										
2007	61,79	1,10	0,55	7	0,35	20	0,25	45	0,08	90
2008	62,62	0,95	0,60	7	0,35	20	0,20	45	0,05	90
2009	50,43	0,90	0,55	7	0,30	20	0,20	45	0,08	90
2010	52,58	0,80	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2011	48,61	0,85	0,50	7	0,35	20	0,20	45	0,08	90
2012	45,19	0,90	0,50	7	0,30	20	0,20	45	0,08	90
2013	46,96	0,70	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2014	58,07	0,80	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,08	90
2015	59,24	0,70	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2016	60,42	0,70	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
2017	61,63	0,70	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,08	90
Groupe - Sud-est de la Saskatchewan - Léger - Classique - 14;15										
2007	20,21	0,35	0,25	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2008	29,88	0,60	0,35	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2009	17,92	0,55	0,35	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2010	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2011	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2012	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2013	0,00	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2014	0,01	0,35	0,25	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2015	20,21	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2016	20,21	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
2017	20,21	0,00	0,00	0	0,00	0	0,00	0	0,00	0
Groupe - Sud-est de la Saskatchewan - Léger - Réservoirs étanches - 13										
2007	49,55	0,20	0,18	7	0,14	20	0,20	45	0,05	90
2008	73,26	0,65	0,55	7	0,35	20	0,12	45	0,05	90
2009	60,72	0,80	0,65	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2010	70,29	1,00	0,70	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2011	70,48	0,95	0,55	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2012	74,01	0,85	0,55	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2013	82,93	0,75	0,45	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2014	80,95	0,65	0,45	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2015	80,95	0,75	0,45	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2016	80,95	0,75	0,45	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2017	80,95	0,75	0,45	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90

Année de puits	Production initiale (en b/j)	Premier taux de diminution	Deuxième taux de diminution	Nombre de mois avant le deuxième taux de diminution	Troisième taux de diminution	Nombre de mois avant le troisième taux de diminution	Quatrième taux de diminution	Nombre de mois avant le quatrième taux de diminution	Cinquième taux de diminution	Nombre de mois avant le cinquième taux de diminution
Groupe - Sud-est de la Saskatchewan - Léger - Réservoirs étanches - 14;15										
2007	63,40	0,70	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2008	41,68	0,65	0,40	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2009	35,91	0,80	0,50	7	0,30	20	0,20	45	0,08	90
2010	35,66	1,00	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2011	37,28	0,80	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2012	50,63	0,80	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2013	56,42	0,90	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2014	89,75	0,90	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2015	99,75	0,90	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2016	104,75	0,90	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2017	107,25	0,90	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Manitoba - Léger - Classique - 09;10;11;13;14										
2007	28,88	1,00	0,60	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2008	21,42	1,30	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2009	26,60	1,15	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2010	9,54	0,85	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2011	11,01	0,90	0,50	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2012	19,38	1,50	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2013	20,13	1,00	0,50	7	0,20	20	0,12	45	0,05	90
2014	21,09	1,00	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2015	21,62	1,00	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2016	22,70	1,00	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2017	23,83	1,00	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
Groupe - Manitoba - Léger - Réservoirs étanches - 09;10;11;13;14										
2007	14,32	0,65	0,40	7	0,22	20	0,12	45	0,05	90
2008	56,43	0,65	0,70	7	0,40	20	0,12	45	0,05	90
2009	67,37	0,65	0,95	7	0,35	20	0,16	45	0,05	90
2010	73,05	1,25	0,85	7	0,45	20	0,20	45	0,05	90
2011	72,58	1,20	0,90	7	0,40	20	0,16	45	0,05	90
2012	73,03	1,05	0,60	7	0,30	20	0,12	45	0,05	90
2013	71,09	0,85	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2014	77,87	1,05	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2015	77,87	0,85	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2016	77,87	0,85	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90
2017	77,87	0,85	0,50	7	0,25	20	0,12	45	0,05	90

ANNEXE B

B1 – Répartition du nombre de jours de forage ciblant du pétrole selon la région

Nombre historique de jours de forage ciblant du pétrole selon la région															
Année	01 - Sud de l'Alberta	02 - Lloydminster (Alberta)	03 - Est de l'Alberta	04 - Centre de l'Alberta	05 - Centre-ouest de l'Alberta	06 - Contreforts	07 - Kaybob	08 - Peace River	09 - Nord-est de l'Alberta	10 - Nord-ouest de l'Alberta	11 - Fort St. John	12 - Lloydminster (Saskatchewan)	13 - Sud-ouest de la Saskatchewan	14 - Sud-est de la Saskatchewan	15 - Manitoba
2005	2 251	1 911	1 080	2 889	1 795	821	2 461	4 020	49	574	661	4 912	550	6 420	1 402
2006	1 812	2 122	711	2 848	2 276	673	2 202	4 542	45	525	761	4 408	702	8 530	2 254
2007	1 544	1 698	881	2 416	1 501	250	1 190	4 057	41	540	1 247	3 638	792	9 903	2 002
2008	1 871	1 684	1 157	2 888	1 410	49	1 336	3 138	83	657	198	3 933	1 890	13 873	2 637
2009	1 286	1 059	225	1 309	1 475	56	1 232	1 442	12	137	734	2 384	907	6 778	1 858
2010	3 084	2 862	835	4 654	5 137	398	3 326	3 856	67	152	258	5 313	1 655	10 157	4 024
2011	4 065	3 141	1 977	7 061	6 787	908	6 716	5 769	59	263	1 072	8 575	4 015	10 107	9 113
2012	3 281	2 500	1 504	4 952	6 330	1 130	6 768	5 351	42	483	811	8 714	2 326	9 620	5 914
2013	2 550	2 441	1 088	4 872	5 017	1 067	5 289	3 962	45	315	789	9 246	2 625	8 418	3 227
2014	2 242	2 302	758	4 824	4 932	928	4 790	4 374	128	326	462	10 350	3 702	8 445	2 056

Fraction historique du nombre total de jours de forage ciblant du pétrole selon la région															
AnFor	01 - Sud de l'Alberta	02 - Lloydminster (Alberta)	03 - Est de l'Alberta	04 - Centre de l'Alberta	05 - Centre-ouest de l'Alberta	06 - Contreforts	07 - Kaybob	08 - Peace River	09 - Nord-est de l'Alberta	10 - Nord-ouest de l'Alberta	11 - Fort St. John	12 - Lloydminster (Saskatchewan)	13 - Sud-ouest de la Saskatchewan	14 - Sud-est de la Saskatchewan	15 - Manitoba
2005	7 %	6 %	3 %	9 %	6 %	3 %	8 %	13 %	0 %	2 %	2 %	15 %	2 %	20 %	4 %
2006	5 %	6 %	2 %	8 %	7 %	2 %	6 %	13 %	0 %	2 %	2 %	13 %	2 %	25 %	7 %
2007	5 %	5 %	3 %	8 %	5 %	1 %	4 %	13 %	0 %	2 %	4 %	11 %	2 %	31 %	6 %
2008	5 %	5 %	3 %	8 %	4 %	0 %	4 %	9 %	0 %	2 %	1 %	11 %	5 %	38 %	7 %
2009	6 %	5 %	1 %	6 %	7 %	0 %	6 %	7 %	0 %	1 %	4 %	11 %	4 %	32 %	9 %
2010	7 %	6 %	2 %	10 %	11 %	1 %	7 %	8 %	0 %	0 %	1 %	12 %	4 %	22 %	9 %
2011	6 %	5 %	3 %	10 %	10 %	1 %	10 %	8 %	0 %	0 %	2 %	12 %	6 %	15 %	13 %
2012	5 %	4 %	3 %	8 %	11 %	2 %	11 %	9 %	0 %	1 %	1 %	15 %	4 %	16 %	10 %
2013	5 %	5 %	2 %	10 %	10 %	2 %	10 %	8 %	0 %	1 %	2 %	18 %	5 %	17 %	6 %
2014	4 %	5 %	1 %	10 %	10 %	2 %	9 %	9 %	0 %	1 %	1 %	20 %	7 %	17 %	4 %

Nombre de jours de forage ciblant du pétrole projetés selon la région – Scénario de prix médian															
AnFor	01 - Sud de l'Alberta	02 - Lloydminster (Alberta)	03 - Est de l'Alberta	04 - Centre de l'Alberta	05 - Centre-ouest de l'Alberta	06 - Contreforts	07 - Kaybob	08 - Peace River	09 - Nord-est de l'Alberta	10 - Nord-ouest de l'Alberta	11 - Fort St. John	12 - Lloydminster (Saskatchewan)	13 - Sud-ouest de la Saskatchewan	14 - Sud-est de la Saskatchewan	15 - Manitoba
2015	843	911	284	1 616	1 525	288	1 468	1 783	58	114	349	6 392	1 175	2 864	1 084
2016	987	1 071	329	1 961	1 797	343	1 739	2 108	66	133	392	5 180	1 402	3 357	1 200
2017	763	844	261	1 467	1 349	260	1 327	1 628	54	104	327	6 908	1 071	2 594	1 011

Fraction projetée du nombre total de jours de forage ciblant du pétrole selon la région – Scénario de prix médian															
AnFor	01 - Sud de l'Alberta	02 - Lloydminster (Alberta)	03 - Est de l'Alberta	04 - Centre de l'Alberta	05 - Centre-ouest de l'Alberta	06 - Contreforts	07 - Kaybob	08 - Peace River	09 - Nord-est de l'Alberta	10 - Nord-ouest de l'Alberta	11 - Fort St. John	12 - Lloydminster (Saskatchewan)	13 - Sud-ouest de la Saskatchewan	14 - Sud-est de la Saskatchewan	15 - Manitoba
2015	4 %	4 %	1 %	8 %	7 %	1 %	7 %	9 %	0 %	1 %	2 %	31 %	6 %	14 %	5 %
2016	4 %	5 %	1 %	9 %	8 %	2 %	8 %	10 %	0 %	1 %	2 %	23 %	6 %	15 %	5 %
2017	4 %	4 %	1 %	7 %	7 %	1 %	7 %	8 %	0 %	1 %	2 %	35 %	5 %	13 %	5 %

Nombre de jours de forage ciblant du pétrole projetés selon la région – Scénario de prix plus élevé															
AnFor	01 - Sud de l'Alberta	02 - Lloydminster (Alberta)	03 - Est de l'Alberta	04 - Centre de l'Alberta	05 - Centre-ouest de l'Alberta	06 - Contreforts	07 - Kaybob	08 - Peace River	09 - Nord-est de l'Alberta	10 - Nord-ouest de l'Alberta	11 - Fort St. John	12 - Lloydminster (Saskatchewan)	13 - Sud-ouest de la Saskatchewan	14 - Sud-est de la Saskatchewan	15 - Manitoba
2015	892	962	299	1 726	1 621	307	1 559	1 890	61	120	363	6 546	1 249	3 031	1 125
2016	1 068	1 155	354	2 143	1 954	373	1 888	2 284	70	144	415	5 433	1 522	3 630	1 267
2017	926	1 014	310	1 836	1 660	320	1 624	1 983	63	125	374	7 415	1 314	3 139	1 145

Fraction projetée du nombre total de jours de forage ciblant du pétrole selon la région – Scénario de prix plus élevé															
AnFor	01 - Sud de l'Alberta	02 - Lloydminster (Alberta)	03 - Est de l'Alberta	04 - Centre de l'Alberta	05 - Centre-ouest de l'Alberta	06 - Contreforts	07 - Kaybob	08 - Peace River	09 - Nord-est de l'Alberta	10 - Nord-ouest de l'Alberta	11 - Fort St. John	12 - Lloydminster (Saskatchewan)	13 - Sud-ouest de la Saskatchewan	14 - Sud-est de la Saskatchewan	15 - Manitoba
2015	4 %	4 %	1 %	8 %	7 %	1 %	7 %	9 %	0 %	1 %	2 %	30 %	6 %	14 %	5 %
2016	5 %	5 %	1 %	9 %	8 %	2 %	8 %	10 %	0 %	1 %	2 %	23 %	6 %	15 %	5 %
2017	4 %	4 %	1 %	8 %	7 %	1 %	7 %	9 %	0 %	1 %	2 %	32 %	6 %	14 %	5 %

Nombre de jours de forage ciblant du pétrole projetés selon la région – Scénario de prix plus faible															
AnFor	01 - Sud de l'Alberta	02 - Lloydminster (Alberta)	03 - Est de l'Alberta	04 - Centre de l'Alberta	05 - Centre-ouest de l'Alberta	06 - Contreforts	07 - Kaybob	08 - Peace River	09 - Nord-est de l'Alberta	10 - Nord-ouest de l'Alberta	11 - Fort St. John	12 - Lloydminster (Saskatchewan)	13 - Sud-ouest de la Saskatchewan	14 - Sud-est de la Saskatchewan	15 - Manitoba
2015	900	970	302	1 743	1 636	309	1 572	1 906	61	121	365	4 843	1 260	3 056	1 131
2016	727	801	250	1 373	1 294	247	1 263	1 540	52	99	317	3 068	1 013	2 480	984
2017	702	781	242	1 328	1 232	237	1 215	1 494	51	96	310	3 802	979	2 389	961

Fraction projetée du nombre total de jours de forage ciblant du pétrole selon la région – Scénario de prix plus faible															
AnFor	01 - Sud de l'Alberta	02 - Lloydminster (Alberta)	03 - Est de l'Alberta	04 - Centre de l'Alberta	05 - Centre-ouest de l'Alberta	06 - Contreforts	07 - Kaybob	08 - Peace River	09 - Nord-est de l'Alberta	10 - Nord-ouest de l'Alberta	11 - Fort St. John	12 - Lloydminster (Saskatchewan)	13 - Sud-ouest de la Saskatchewan	14 - Sud-est de la Saskatchewan	15 - Manitoba
2015	4 %	5 %	1 %	9 %	8 %	2 %	8 %	9 %	0 %	1 %	2 %	24 %	6 %	15 %	6 %
2016	5 %	5 %	2 %	9 %	8 %	2 %	8 %	10 %	0 %	1 %	2 %	20 %	7 %	16 %	6 %
2017	4 %	5 %	2 %	8 %	8 %	1 %	8 %	9 %	0 %	1 %	2 %	24 %	6 %	15 %	6 %

B2 – Puits de pétrole prévus selon le scénario

Région	Catégorie	Type	Groupe	Scénario de prix médian				Scénario de prix plus élevé			Scénario de prix plus faible		
				2014	2015	2016	2017	2015	2016	2017	2015	2016	2017
01	Lourd	Classique	03;04;05;06	5	2	2	2	2	2	2	2	2	2
01	Lourd	Classique	07	80	37	44	33	39	47	41	39	31	30
01	Lourd	Classique	08	20	7	9	7	8	9	8	8	7	6
01	Lourd	Classique	09;10	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1
01	Lourd	Classique	13;14;15	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01	Lourd	Réservoirs étanches	07;08	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
01	Lourd	Réservoirs étanches	13;14;15	1	1	0	0	1	1	0	1	0	0
01	Léger	Classique	03;04;05;06	15	6	7	5	6	7	6	6	5	5
01	Léger	Classique	07	31	12	13	11	12	14	13	12	10	10
01	Léger	Classique	08	56	19	22	17	20	24	21	20	16	16
01	Léger	Classique	09;10	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1
01	Léger	Classique	13;14;15	22	8	10	8	9	10	9	9	7	7
01	Léger	Réservoirs étanches	03;04;05;06;07;08;09;10	1	0	1	0	0	1	0	0	0	0
01	Léger	Réservoirs étanches	13;14;15	13	4	5	3	4	5	4	4	3	3
02	Lourd	Classique	03;04;05	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1
02	Lourd	Classique	06	134	50	58	46	53	63	55	53	44	43
02	Lourd	Classique	07;08	169	81	95	76	86	102	91	86	72	71
02	Lourd	Classique	14	9	3	4	3	4	4	4	4	3	3
02	Léger	Classique	06	24	9	11	8	10	11	10	10	8	8
02	Léger	Classique	07;08	25	6	8	6	7	9	7	7	5	5
02	Léger	Classique	13;14	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02	Léger	Réservoirs étanches	03;04;05;06	63	15	19	14	16	21	18	16	12	12
03	Lourd	Classique	03;04;05	6	2	3	2	3	3	3	3	2	2
03	Lourd	Classique	06	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1
03	Lourd	Classique	07;08;09;10	6	2	3	2	2	3	2	2	2	2
03	Léger	Classique	03;04;05	6	2	3	2	2	3	3	2	2	2
03	Léger	Classique	06	5	2	2	1	2	2	2	2	1	1
03	Léger	Classique	07;08;09;10	37	14	16	13	15	17	15	15	12	12
03	Léger	Classique	13;14;15	14	5	6	5	6	7	6	6	5	5
03	Léger	Réservoirs étanches	03;04;05;06	46	17	20	15	18	21	18	18	15	14

Région	Catégorie	Type	Groupe	Scénario de prix médian				Scénario de prix plus élevé			Scénario de prix plus faible		
				2014	2015	2016	2017	2015	2016	2017	2015	2016	2017
04	Lourd	Classique	04;05;06	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04	Lourd	Classique	07;08	6	2	3	2	2	3	3	2	2	2
04	Lourd	Classique	13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04	Léger	Classique	02;03	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04	Léger	Classique	04;05;06	10	4	4	4	4	5	4	4	3	3
04	Léger	Classique	07;08	41	16	18	14	16	19	17	17	14	13
04	Léger	Classique	09;10	1	1	1	0	1	1	1	1	0	0
04	Léger	Classique	13	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1
04	Léger	Classique	14;15	31	12	13	11	12	14	13	12	10	10
04	Léger	Réservoirs étanches	02;03;04;05;06;07;08	319	102	127	92	110	140	118	111	86	83
04	Léger	Réservoirs étanches	13;14;15	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
04	Léger	Schiste	Duvernay	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05	Lourd	Classique	03	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0
05	Lourd	Classique	04;05;06;07;08	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05	Lourd	Classique	09	7	2	2	2	2	2	2	2	2	2
05	Lourd	Classique	12;13	3	2	2	2	2	3	2	2	2	2
05	Léger	Classique	03	9	3	4	3	3	4	4	4	3	3
05	Léger	Classique	04;05;06;07;08	42	16	18	14	16	20	17	17	14	13
05	Léger	Classique	09	5	2	2	2	2	2	2	2	2	2
05	Léger	Classique	12;13	4	2	2	1	2	2	2	2	1	1
05	Léger	Réservoirs étanches	03	38	7	10	6	8	11	9	8	6	5
05	Léger	Réservoirs étanches	04;05	288	91	106	80	96	115	98	97	77	73
05	Léger	Schiste	Duvernay	3	0	1	0	0	1	0	0	0	0
06	Léger	Classique	03;04;05;06;07;08;09	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
06	Léger	Classique	13;14	7	2	3	2	2	3	3	2	2	2
06	Léger	Réservoirs étanches	03;04;05;06;07;08;09	36	11	13	10	12	15	13	12	10	9
07	Lourd	Réservoirs étanches	03;04;05;06;07;08	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
07	Lourd	Réservoirs étanches	09;10;11;12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
07	Léger	Classique	03;04;05;06;07;08	24	9	10	8	9	11	10	9	8	8
07	Léger	Classique	09;10;11;12	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1
07	Léger	Classique	13;14;15;16	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
07	Léger	Réservoirs étanches	03;04;05;06;07;08	112	35	42	32	37	45	39	37	30	29
07	Léger	Réservoirs étanches	09;10;11;12	98	28	34	25	30	37	32	31	24	23
07	Léger	Réservoirs étanches	13;14;15;16	39	14	17	13	15	18	16	15	13	12
07	Léger	Schiste	Duvernay	10	2	2	1	2	2	2	2	1	1

Région	Catégorie	Type	Groupe	Scénario de prix médian				Scénario de prix plus élevé			Scénario de prix plus faible		
				2014	2015	2016	2017	2015	2016	2017	2015	2016	2017
08	Lourd	Classique	03;04;05	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2
08	Lourd	Classique	08	12	5	5	4	5	6	5	5	4	4
08	Lourd	Classique	09;10;11	4	2	2	1	2	2	2	2	1	1
08	Lourd	Réservoirs étanches	03;04;05;06;07;08	5	2	2	2	2	2	2	2	2	1
08	Lourd	Réservoirs étanches	09;10;11	13	5	6	4	5	6	5	5	4	4
08	Léger	Classique	03;04	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
08	Léger	Classique	05	4	1	2	1	1	2	2	1	1	1
08	Léger	Classique	08	1	9	8	8	9	8	8	9	8	8
08	Léger	Classique	09;10;11	24	9	11	8	10	11	10	10	8	8
08	Léger	Classique	14	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1
08	Léger	Classique	15	4	2	2	1	2	2	2	2	1	1
08	Léger	Classique	16	1	0	1	0	1	1	1	1	0	0
08	Léger	Réservoirs étanches	03;04	5	2	2	2	2	2	2	2	2	2
08	Léger	Réservoirs étanches	05;06;07;08;09;10;11	178	66	81	61	71	88	76	72	57	55
08	Léger	Réservoirs étanches	12;13;14;15;16	44	21	24	19	22	26	23	22	18	17
09	Lourd	Classique	04;05;06;07;08	9	2	3	2	2	3	2	2	2	2
09	Léger	Classique	01;02;03;04;05;06;07	10	7	8	7	7	8	7	7	7	6
10	Léger	Classique	08;13;14;15	11	4	5	4	4	5	5	4	4	4
10	Léger	Classique	Zama		0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	Léger	Réservoirs étanches	08;13;14;15	4	1	1	1	1	1	1	1	1	1
11	Lourd	Classique	04;05;06;07;08	4	6	6	6	6	6	6	6	5	5
11	Léger	Classique	04;05;06;07;08	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	Léger	Classique	10;11	22	14	16	13	15	17	15	15	12	12
12	Lourd	Classique	06	254	77	93	71	82	101	87	83	66	64
12	Lourd	Classique	07;08	399	98	118	81	106	130	105	107	79	72
12	Lourd	Classique	13	20	8	9	7	8	9	8	8	7	6
12	Lourd	Classique	14;15	81	30	35	28	32	38	33	32	27	26
12	Lourd	Classique	Projets thermiques		581	341	688	581	341	688	335	155	272
12	Léger	Classique	03;04;05;06;07;08	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1
12	Léger	Réservoirs étanches	03;04;05;06;07;08	1 232	236	284	220	251	309	269	253	207	202
13	Lourd	Classique	03;04;05;06;07;08	70	22	27	20	24	29	25	24	19	19
13	Lourd	Classique	09;13	83	31	36	29	33	39	34	33	27	27
13	Lourd	Réservoirs étanches	09;13	163	50	59	45	53	65	55	53	42	41
13	Léger	Réservoirs étanches	03;04;05;06;07;08;09;13	171	54	64	49	57	70	61	57	46	45

Région	Catégorie	Type	Groupe	Scénario de prix médian				Scénario de prix plus élevé			Scénario de prix plus faible		
				2014	2015	2016	2017	2015	2016	2017	2015	2016	2017
14	Lourd	Classique	09;10;11	5	2	2	2	2	2	2	2	2	2
14	Lourd	Classique	13	273	103	120	95	108	129	113	109	91	89
14	Lourd	Classique	14;15;16;17;18;19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	Lourd	Classique	Projet de récupération assistée par injection de CO2		0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	Léger	Classique	13	198	69	81	63	73	87	76	74	60	58
14	Léger	Classique	14;15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	Léger	Réservoirs étanches	13	257	75	88	64	80	96	80	80	62	58
14	Léger	Réservoirs étanches	14;15	107	37	43	34	39	47	41	39	32	31
15	Léger	Classique	09;10;11;13;14	130	115	124	112	118	128	121	118	110	109
15	Léger	Réservoirs étanches	09;10;11;13;14	183	35	43	26	39	49	37	39	25	21
Total				5 941	2 463	2 560	2 399	2 575	2 743	2 767	2 345	1 783	1 844

B3 – Puits de pétrole prévus par type selon le scénario

	Scénario de prix médian			Scénario de prix plus élevé			Scénario de prix plus faible		
	Classique	Réservoirs étanches	Schiste	Classique	Réservoirs étanches	Schiste	Classique	Réservoirs étanches	Schiste
2000	5 066	0	0	5 066	0	0	5 066	0	0
2001	3 971	0	0	3 971	0	0	3 971	0	0
2002	3 366	0	0	3 366	0	0	3 366	0	0
2003	4 279	0	0	4 279	0	0	4 279	0	0
2004	3 976	0	0	3 976	0	0	3 976	0	0
2005	4 382	53	0	4 382	53	0	4 382	53	0
2006	4 655	128	0	4 655	128	0	4 655	128	0
2007	3 870	301	0	3 870	301	0	3 870	301	0
2008	3 674	910	0	3 674	910	0	3 674	910	0
2009	1 710	869	0	1 710	869	0	1 710	869	0
2010	2 920	2 231	0	2 920	2 231	0	2 920	2 231	0
2011	3 498	3 225	0	3 498	3 225	0	3 498	3 225	0
2012	2 923	3 337	4	2 923	3 337	4	2 923	3 337	4
2013	2 669	3 249	6	2 669	3 249	6	2 669	3 249	6
2014	2 505	3 421	15	2 505	3 421	15	2 505	3 421	15
2015	971	909	2	1 022	969	2	1 030	978	2
2016	1 123	1 092	3	1 208	1 192	3	853	773	2
2017	890	819	2	1 059	1 018	3	827	744	2

ANNEXE C

C1 – Détails de la productibilité selon le scénario (b/j)

Région	Catégorie	Type	Groupe	Scénario de prix médian				Scénario de prix plus élevé			Scénario de prix plus faible		
				2014	2015	2016	2017	2015	2016	2017	2015	2016	2017
01	Lourd	Classique	03;04;05;06	4 138	3 591	3 390	3 288	3 596	3 409	3 331	3 589	3 344	3 183
01	Lourd	Classique	07	22 916	21 788	21 535	21 899	21 857	21 804	22 541	21 748	20 801	20 409
01	Lourd	Classique	08	15 622	15 010	14 507	14 206	15 022	14 555	14 322	15 004	14 382	13 932
01	Lourd	Classique	09;10	3 594	3 393	3 098	2 813	3 393	3 099	2 815	3 393	3 096	2 807
01	Lourd	Classique	13;14;15	589	425	373	327	425	373	328	425	372	326
01	Lourd	Réservoirs étanches	07;08	620	401	311	244	401	311	245	401	309	242
01	Lourd	Réservoirs étanches	13;14;15	409	327	274	228	327	275	230	327	273	225
01	Léger	Classique	03;04;05;06	3 264	2 990	2 740	2 642	2 999	2 775	2 723	2 985	2 647	2 451
01	Léger	Classique	07	7 376	6 797	6 702	6 843	6 819	6 781	7 019	6 785	6 491	6 436
01	Léger	Classique	08	17 623	16 316	15 944	15 965	16 357	16 105	16 344	16 293	15 520	15 074
01	Léger	Classique	09;10	1 669	1 503	1 422	1 355	1 504	1 423	1 356	1 503	1 420	1 352
01	Léger	Classique	13;14;15	5 334	5 244	5 576	5 851	5 266	5 658	6 039	5 231	5 355	5 412
01	Léger	Réservoirs étanches	03;04;05;06;07;08;09;10	9 204	7 968	7 276	6 890	7 971	7 284	6 909	7 967	7 253	6 847
01	Léger	Réservoirs étanches	13;14;15	5 200	4 502	4 279	4 177	4 527	4 366	4 369	4 488	4 038	3 734
02	Lourd	Classique	03;04;05	2 370	2 472	2 391	2 285	2 472	2 393	2 289	2 472	2 387	2 276
02	Lourd	Classique	06	33 110	30 190	28 571	27 520	30 232	28 744	27 916	30 167	28 159	26 552
02	Lourd	Classique	07;08	40 068	35 272	34 325	34 039	35 349	34 618	34 703	35 228	33 563	32 462
02	Lourd	Classique	13	165	95	78	67	95	78	67	95	78	67
02	Lourd	Classique	14	1 361	1 455	1 487	1 511	1 458	1 500	1 543	1 453	1 452	1 437
02	Léger	Classique	03;04;05	166	168	163	150	168	163	150	168	163	150
02	Léger	Classique	06	2 472	2 290	2 245	2 246	2 296	2 265	2 291	2 287	2 195	2 139
02	Léger	Classique	07;08	3 641	3 479	3 279	3 222	3 488	3 310	3 291	3 474	3 196	3 062
02	Léger	Classique	13;14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02	Léger	Réservoirs étanches	03;04;05;06	1 496	2 715	2 835	2 964	2 744	2 939	3 200	2 698	2 531	2 440
03	Lourd	Classique	03;04;05	501	578	609	652	580	620	677	576	582	593
03	Lourd	Classique	06	2 381	2 427	2 338	2 280	2 429	2 346	2 299	2 426	2 318	2 236
03	Lourd	Classique	07;08;09;10	4 481	3 872	3 506	3 233	3 874	3 512	3 249	3 871	3 488	3 197
03	Lourd	Classique	13;14;15	1 654	2 240	2 020	1 828	2 240	2 020	1 828	2 240	2 020	1 828
03	Léger	Classique	03;04;05	1 875	1 892	1 774	1 692	1 894	1 781	1 709	1 891	1 755	1 652
03	Léger	Classique	06	1 965	1 591	1 371	1 193	1 592	1 374	1 198	1 591	1 365	1 179
03	Léger	Classique	07;08;09;10	8 167	7 615	6 992	6 603	7 627	7 034	6 695	7 609	6 880	6 386
03	Léger	Classique	13;14;15	1 734	2 087	2 173	2 254	2 094	2 201	2 318	2 083	2 099	2 107
03	Léger	Réservoirs étanches	03;04;05;06	3 697	3 013	2 838	2 767	3 020	2 861	2 814	3 009	2 775	2 658

Région	Catégorie	Type	Groupe	Scénario de prix médian				Scénario de prix plus élevé			Scénario de prix plus faible		
				2014	2015	2016	2017	2015	2016	2017	2015	2016	2017
04	Lourd	Classique	02;03	56	49	46	42	49	46	42	49	46	42
04	Lourd	Classique	04;05;06	131	120	111	110	120	113	114	120	106	100
04	Lourd	Classique	07;08	936	816	759	723	817	762	731	816	750	706
04	Lourd	Classique	09;10	113	88	79	70	88	79	70	88	79	70
04	Lourd	Classique	13	812	760	706	623	760	706	623	760	706	622
04	Lourd	Classique	14;15	200	165	149	135	165	149	135	165	149	135
04	Lourd	Réservoirs étanches	13;14;15	35	27	28	27	27	28	27	27	28	27
04	Léger	Classique	02;03	1 704	1 607	1 513	1 436	1 607	1 513	1 436	1 607	1 512	1 435
04	Léger	Classique	04;05;06	10 487	9 006	8 310	7 693	9 010	8 329	7 736	9 004	8 265	7 586
04	Léger	Classique	07;08	11 528	10 064	9 559	9 242	10 080	9 617	9 372	10 056	9 406	8 936
04	Léger	Classique	09;10	1 291	1 332	1 191	1 046	1 333	1 192	1 048	1 332	1 188	1 042
04	Léger	Classique	13	4 261	3 885	3 718	3 541	3 886	3 720	3 544	3 885	3 715	3 534
04	Léger	Classique	14;15	18 032	19 462	19 315	18 954	19 473	19 382	19 108	19 455	19 192	18 525
04	Léger	Réservoirs étanches	02;03;04;05;06;07;08	33 525	30 578	30 051	30 442	30 877	31 090	32 741	30 408	26 953	25 367
04	Léger	Réservoirs étanches	13;14;15	162	148	175	197	148	177	202	147	168	185
04	Léger	Schiste	Duvernay	195	412	392	372	413	396	380	411	381	352
05	Lourd	Classique	03	69	13	0	0	13	0	0	13	0	0
05	Lourd	Classique	04;05;06;07;08	128	207	189	189	208	192	198	206	179	170
05	Lourd	Classique	09	793	276	216	219	277	221	229	275	204	197
05	Lourd	Classique	12;13	636	490	461	459	491	466	470	489	446	432
05	Lourd	Réservoirs étanches	03;04;05;06;07;08;09	0	7	0	0	7	0	0	7	0	0
05	Léger	Classique	03	3 404	3 215	3 017	2 879	3 220	3 033	2 917	3 213	2 972	2 791
05	Léger	Classique	04;05;06;07;08	19 176	18 273	17 348	16 934	18 288	17 421	17 099	18 265	17 181	16 503
05	Léger	Classique	09	2 408	1 970	1 814	1 711	1 971	1 820	1 724	1 969	1 798	1 681
05	Léger	Classique	12;13	354	421	410	416	424	419	436	420	385	373
05	Léger	Classique	14;15	4 074	4 137	3 915	3 543	4 137	3 915	3 543	4 137	3 915	3 543
05	Léger	Réservoirs étanches	03	5 976	6 078	5 334	5 146	6 126	5 513	5 541	6 050	4 819	4 258
05	Léger	Réservoirs étanches	04;05	50 639	43 842	38 944	37 292	44 066	39 751	39 053	43 714	36 693	33 270
05	Léger	Schiste	Duvernay	32	29	65	83	31	72	98	28	46	51
06	Léger	Classique	03;04;05;06;07;08;09	1 491	1 529	1 428	1 319	1 529	1 428	1 319	1 529	1 428	1 318
06	Léger	Classique	13;14	3 835	3 586	3 565	3 706	3 590	3 602	3 795	3 583	3 506	3 449
06	Léger	Réservoirs étanches	03;04;05;06;07;08;09	6 656	5 546	4 778	4 630	5 573	4 875	4 846	5 531	4 517	4 131
06	Léger	Réservoirs étanches	13;14	0	2	3	3	2	3	3	2	3	3

Région	Catégorie	Type	Groupe	Scénario de prix médian			Scénario de prix plus élevé			Scénario de prix plus faible			
				2014	2015	2016	2017	2015	2016	2017	2015	2016	2017
07	Lourd	Classique	03;04;05;06; 07;08	107	30	18	16	30	18	16	30	18	16
07	Lourd	Classique	09;10;11;12	147	120	110	99	120	110	99	120	110	99
07	Lourd	Classique	13;14;15;16	116	87	76	69	87	76	69	87	76	69
07	Lourd	Réservoirs étanches	03;04;05;06; 07;08	40	31	33	36	31	34	38	30	31	31
07	Lourd	Réservoirs étanches	09;10;11;12	210	119	107	102	119	107	103	119	107	102
07	Lourd	Réservoirs étanches	13;14;15;16	57	39	37	35	39	37	35	39	37	35
07	Léger	Classique	03;04;05;06; 07;08	4 508	4 963	5 111	5 288	4 978	5 173	5 441	4 954	4 934	4 935
07	Léger	Classique	09;10;11;12	4 150	4 054	3 721	3 398	4 055	3 726	3 410	4 053	3 705	3 370
07	Léger	Classique	13;14;15;16	19 702	18 102	16 279	14 746	18 103	16 281	14 751	18 102	16 274	14 735
07	Léger	Réservoirs étanches	03;04;05;06; 07;08	22 628	22 609	22 335	22 235	22 714	22 714	23 070	22 548	21 253	20 358
07	Léger	Réservoirs étanches	09;10;11;12	19 790	15 631	14 304	13 838	15 737	14 685	14 667	15 570	13 224	11 947
07	Léger	Réservoirs étanches	13;14;15;16	16 998	13 236	11 956	11 318	13 272	12 077	11 579	13 216	11 606	10 739
07	Léger	Schiste	Duvernay	607	985	955	932	989	970	967	982	908	858
08	Lourd	Classique	03;04;05	8	11	11	10	11	11	10	11	11	10
08	Lourd	Classique	06;07	254	205	191	181	205	191	181	205	191	181
08	Lourd	Classique	08	3 024	2 078	1 646	1 365	2 080	1 654	1 381	2 077	1 628	1 326
08	Lourd	Classique	09;10;11	1 013	970	875	803	970	876	808	969	869	794
08	Lourd	Classique	12;13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
08	Lourd	Classique	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
08	Lourd	Classique	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
08	Lourd	Réservoirs étanches	03;04;05;06; 07;08	1 276	935	756	660	938	766	682	933	726	613
08	Lourd	Réservoirs étanches	09;10;11	2 895	2 367	2 143	2 061	2 375	2 175	2 134	2 362	2 055	1 894
08	Léger	Classique	03;04	371	361	349	336	361	350	337	361	348	334
08	Léger	Classique	05	4 296	3 921	3 542	3 233	3 922	3 546	3 243	3 920	3 529	3 209
08	Léger	Classique	06;07	940	885	792	716	885	792	716	885	792	716
08	Léger	Classique	08	421	463	471	464	463	471	465	463	470	463
08	Léger	Classique	09;10;11	15 795	14 609	13 885	13 286	14 614	13 902	13 324	14 606	13 837	13 199
08	Léger	Classique	12;13	935	864	765	693	864	765	693	864	765	693
08	Léger	Classique	14	1 025	819	699	625	820	702	631	819	692	612
08	Léger	Classique	15	18 481	16 171	14 089	12 257	16 171	14 091	12 262	16 170	14 083	12 248
08	Léger	Classique	16	2 227	1 870	1 474	1 164	1 871	1 476	1 168	1 870	1 468	1 155
08	Léger	Réservoirs étanches	03;04	982	963	1 006	1 059	968	1 027	1 106	960	947	954
08	Léger	Réservoirs étanches	05;06;07;08; 09;10;11	29 172	31 192	31 206	31 642	31 381	31 883	33 144	31 084	29 285	28 247
08	Léger	Réservoirs étanches	12;13;14;15;16	11 372	9 504	9 198	9 143	9 555	9 374	9 528	9 474	8 681	8 295

Région	Catégorie	Type	Groupe	Scénario de prix médian				Scénario de prix plus élevé			Scénario de prix plus faible		
				2014	2015	2016	2017	2015	2016	2017	2015	2016	2017
09	Lourd	Classique	01;02;03	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
09	Lourd	Classique	04;05;06;07;08	1 121	971	969	981	979	996	1 040	967	897	848
09	Lourd	Classique	14	4	3	4	4	3	4	4	3	4	4
09	Léger	Classique	01;02;03;04; 05;06;07	192	710	781	854	713	793	881	708	748	793
09	Léger	Classique	8	24	17	15	15	17	15	15	17	15	15
09	Léger	Classique	14	0	3	4	4	3	4	4	3	4	4
09	Léger	Réservoirs étanches		19	14	8	0	14	8	0	14	8	0
10	Lourd	Classique	08;13;14;15	71	81	73	69	81	73	69	81	73	69
10	Léger	Classique	08;13;14;15	11 956	10 345	8 578	7 299	10 354	8 610	7 373	10 340	8 482	7 135
10	Léger	Classique	Zama	248	177	200	200	177	200	200	177	200	200
10	Léger	Réservoirs étanches	08;13;14;15	326	516	512	507	522	529	545	513	458	426
11	Lourd	Classique	04;05;06;07;08	4 483	4 955	5 056	4 960	4 959	5 067	4 984	4 953	5 019	4 911
11	Lourd	Classique	10;11	23	19	18	17	19	18	17	19	18	17
11	Lourd	Classique	12;13;14	736	685	644	613	685	644	613	685	644	613
11	Léger	Classique	04;05;06;07;08	706	602	478	393	602	478	394	602	477	392
11	Léger	Classique	10;11	13 765	14 292	15 763	16 901	14 376	16 075	17 607	14 245	14 903	15 282
11	Léger	Classique	12;13;14	1 759	1 796	1 638	1 493	1 796	1 638	1 493	1 796	1 638	1 493
12	Lourd	Classique	06	72 273	58 751	54 470	51 466	58 826	54 755	52 119	58 709	53 533	50 174
12	Lourd	Classique	07;08	65 406	55 396	50 676	47 156	55 550	51 240	48 378	55 308	48 842	44 712
12	Lourd	Classique	13	13 005	11 170	10 442	9 973	11 173	10 453	9 998	11 168	10 404	9 923
12	Lourd	Classique	14;15	7 244	7 527	7 263	6 980	7 538	7 300	7 057	7 520	7 140	6 830
12	Lourd	Classique	Projets thermiques	38 160	45 801	60 971	79 994	45 801	60 971	79 994	45 801	57 961	67 563
12	Léger	Classique	03;04;05;06;07;08	3 912	3 214	2 899	2 619	3 214	2 900	2 621	3 214	2 896	2 615
12	Léger	Réservoirs étanches	03;04;05;06;07;08	43 623	44 170	42 711	41 977	44 374	43 495	43 764	44 054	40 009	38 576
13	Lourd	Classique	03;04;05;06;07;08	8 031	7 503	7 813	8 081	7 537	7 953	8 422	7 483	7 332	7 419
13	Lourd	Classique	09;13	35 568	33 938	34 240	34 370	34 009	34 519	35 013	33 897	33 345	33 069
13	Lourd	Réservoirs étanches	09;13	17 099	17 850	18 451	18 347	17 968	18 889	19 312	17 783	16 962	16 495
13	Léger	Classique	03;04;05;06;07; 08;09;13	170	108	98	88	108	98	88	108	98	88
13	Léger	Réservoirs étanches	03;04;05;06;07; 08;09;13	9 157	9 350	10 075	10 597	9 433	10 402	11 352	9 302	8 939	9 145
14	Lourd	Classique	06;07;08	1 715	1 676	1 586	1 509	1 676	1 586	1 509	1 676	1 586	1 509
14	Lourd	Classique	09;10;11	1 455	1 118	986	925	1 120	992	938	1 117	967	899
14	Lourd	Classique	13	58 610	51 535	49 890	48 373	51 662	50 380	49 490	51 463	48 187	46 256
14	Lourd	Classique	14;15;16;17;18;19	449	344	317	296	344	318	298	343	315	293
14	Lourd	Classique	Projet de récupération assistée par injection de CO2	29 475	29 181	28 500	27 805	29 181	28 500	27 805	29 181	28 500	27 805
14	Léger	Classique	06;07;08;09;10;11	24	22	19	17	22	19	17	22	19	17
14	Léger	Classique	13	36 836	32 196	30 329	28 674	32 296	30 704	29 502	32 138	29 018	27 114
14	Léger	Classique	14;15	539	534	510	486	535	510	486	534	510	485
14	Léger	Réservoirs étanches	13	61 060	53 397	50 903	47 894	53 584	51 585	49 362	53 290	48 568	45 088
14	Léger	Réservoirs étanches	14;15	9 091	9 305	10 176	10 284	9 393	10 518	11 055	9 254	8 964	8 843

Région	Catégorie	Type	Groupe	Scénario de prix médian				Scénario de prix plus élevé			Scénario de prix plus faible		
				2014	2015	2016	2017	2015	2016	2017	2015	2016	2017
15	Léger	Classique	09;10;11;13;14	17 078	18 648	17 661	16 809	18 665	17 726	16 960	18 638	17 480	16 460
15	Léger	Réservoirs étanches	09;10;11;13;14	28 893	19 755	15 797	13 794	19 830	16 072	14 388	19 712	15 055	12 414
Total – Lourd				501 961	462 051	459 928	466 378	462 890	463 133	473 636	461 571	446 901	438 849
Total – Léger				667 895	615 667	583 747	564 678	617 898	591 972	582 975	614 394	559 019	525 062
Total – Classique				776 714	720 156	703 424	699 132	721 293	707 818	709 123	719 507	687 311	665 062
Total – Réservoirs étanches				392 308	356 136	338 839	330 537	358 062	345 849	346 042	355 037	317 274	297 588
Total – Schiste				833	1 425	1 412	1 387	1 433	1 439	1 445	1 421	1 335	1 261
Total – Colombie-Britannique				21 472	22 349	23 597	24 377	22 437	23 922	25 108	22 299	22 699	22 708
Total – Alberta				589 510	542 881	513 295	498 166	544 513	519 296	511 574	541 950	496 591	467 414
Total – Saskatchewan				512 902	474 084	473 325	477 910	475 342	478 089	488 581	473 366	454 095	444 916
Total – Manitoba				45 971	38 403	33 458	30 603	38 495	33 798	31 348	38 350	32 534	28 873
Productibilité totale				1 169 856	1 077 718	1 043 675	1 031 056	1 080 788	1 055 105	1 056 610	1 075 965	1 005 920	963 911

Les taux représentent des moyennes annuelles.

*Production réelle jusqu'en avril 2015 inclusivement

C1 – Détails de la productibilité selon le scénario (m³/j)

Région	Catégorie	Type	Groupe	Scénario de prix médian				Scénario de prix plus élevé			Scénario de prix plus faible		
				2014	2015	2016	2017	2015	2016	2017	2015	2016	2017
01	Lourd	Classique	03;04;05;06	658	571	539	523	572	542	530	571	532	506
01	Lourd	Classique	07	3 643	3 464	3 424	3 482	3 475	3 466	3 584	3 458	3 307	3 245
01	Lourd	Classique	08	2 484	2 386	2 306	2 259	2 388	2 314	2 277	2 385	2 287	2 215
01	Lourd	Classique	09;10	571	539	493	447	539	493	448	539	492	446
01	Lourd	Classique	13;14;15	94	68	59	52	68	59	52	68	59	52
01	Lourd	Réservoirs étanches	07;08	99	64	49	39	64	49	39	64	49	38
01	Lourd	Réservoirs étanches	13;14;15	65	52	44	36	52	44	37	52	43	36
01	Léger	Classique	03;04;05;06	519	475	436	420	477	441	433	475	421	390
01	Léger	Classique	07	1 173	1 081	1 066	1 088	1 084	1 078	1 116	1 079	1 032	1 023
01	Léger	Classique	08	2 802	2 594	2 535	2 538	2 601	2 560	2 598	2 590	2 467	2 397
01	Léger	Classique	09;10	265	239	226	215	239	226	216	239	226	215
01	Léger	Classique	13;14;15	848	834	887	930	837	900	960	832	851	860
01	Léger	Réservoirs étanches	03;04;05;06;07;08;09;10	1 463	1 267	1 157	1 095	1 267	1 158	1 098	1 267	1 153	1 089
01	Léger	Réservoirs étanches	13;14;15	827	716	680	664	720	694	695	714	642	594
02	Lourd	Classique	03;04;05	377	393	380	363	393	380	364	393	380	362
02	Lourd	Classique	06	5 264	4 800	4 542	4 375	4 806	4 570	4 438	4 796	4 477	4 221
02	Lourd	Classique	07;08	6 370	5 608	5 457	5 412	5 620	5 504	5 517	5 601	5 336	5 161
02	Lourd	Classique	13	26	15	12	11	15	12	11	15	12	11
02	Lourd	Classique	14	216	231	236	240	232	239	245	231	231	228
02	Léger	Classique	03;04;05	26	27	26	24	27	26	24	27	26	24
02	Léger	Classique	06	393	364	357	357	365	360	364	364	349	340
02	Léger	Classique	07;08	579	553	521	512	555	526	523	552	508	487
02	Léger	Classique	13;14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02	Léger	Réservoirs étanches	03;04;05;06	238	432	451	471	436	467	509	429	402	388

Région	Catégorie	Type	Groupe	Scénario de prix médian				Scénario de prix plus élevé			Scénario de prix plus faible		
				2014	2015	2016	2017	2015	2016	2017	2015	2016	2017
03	Lourd	Classique	03;04;05	80	92	97	104	92	99	108	92	92	94
03	Lourd	Classique	06	379	386	372	363	386	373	365	386	368	356
03	Lourd	Classique	07;08;09;10	712	616	557	514	616	558	516	616	555	508
03	Lourd	Classique	13;14;15	263	356	321	291	356	321	291	356	321	291
03	Léger	Classique	03;04;05	298	301	282	269	301	283	272	301	279	263
03	Léger	Classique	06	312	253	218	190	253	218	190	253	217	187
03	Léger	Classique	07;08;09;10	1 298	1 211	1 112	1 050	1 213	1 118	1 064	1 210	1 094	1 015
03	Léger	Classique	13;14;15	276	332	346	358	333	350	368	331	334	335
03	Léger	Réservoirs étanches	03;04;05;06	588	479	451	440	480	455	447	478	441	423
04	Lourd	Classique	02;03	9	8	7	7	8	7	7	8	7	7
04	Lourd	Classique	04;05;06	21	19	18	18	19	18	18	19	17	16
04	Lourd	Classique	07;08	149	130	121	115	130	121	116	130	119	112
04	Lourd	Classique	09;10	18	14	13	11	14	13	11	14	13	11
04	Lourd	Classique	13	129	121	112	99	121	112	99	121	112	99
04	Lourd	Classique	14;15	32	26	24	21	26	24	21	26	24	21
04	Lourd	Réservoirs étanches	13;14;15	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4
04	Léger	Classique	02;03	271	256	241	228	256	241	228	256	240	228
04	Léger	Classique	04;05;06	1 667	1 432	1 321	1 223	1 433	1 324	1 230	1 431	1 314	1 206
04	Léger	Classique	07;08	1 833	1 600	1 520	1 469	1 603	1 529	1 490	1 599	1 495	1 421
04	Léger	Classique	09;10	205	212	189	166	212	190	167	212	189	166
04	Léger	Classique	13	677	618	591	563	618	591	563	618	591	562
04	Léger	Classique	14;15	2 867	3 094	3 071	3 013	3 096	3 082	3 038	3 093	3 051	2 945
04	Léger	Réservoirs étanches	02;03;04;05;06;07;08	5 330	4 862	4 778	4 840	4 909	4 943	5 205	4 834	4 285	4 033
04	Léger	Réservoirs étanches	13;14;15	26	23	28	31	24	28	32	23	27	29
04	Léger	Schiste	Duvernay	31	65	62	59	66	63	60	65	61	56
05	Lourd	Classique	03	11	2	0	0	2	0	0	2	0	0
05	Lourd	Classique	04;05;06;07;08	20	33	30	30	33	31	31	33	28	27
05	Lourd	Classique	09	126	44	34	35	44	35	36	44	32	31
05	Lourd	Classique	12;13	101	78	73	73	78	74	75	78	71	69
05	Lourd	Réservoirs étanches	03;04;05;06;07;08;09	0	1	0	0	1	0	0	1	0	0
05	Léger	Classique	03	541	511	480	458	512	482	464	511	473	444
05	Léger	Classique	04;05;06;07;08	3 049	2 905	2 758	2 692	2 908	2 770	2 719	2 904	2 732	2 624
05	Léger	Classique	09	383	313	288	272	313	289	274	313	286	267
05	Léger	Classique	12;13	56	67	65	66	67	67	69	67	61	59
05	Léger	Classique	14;15	648	658	623	563	658	623	563	658	623	563
05	Léger	Réservoirs étanches	03	950	966	848	818	974	876	881	962	766	677
05	Léger	Réservoirs étanches	04;05	8 051	6 970	6 192	5 929	7 006	6 320	6 209	6 950	5 834	5 290
05	Léger	Schiste	Duvernay	5	5	10	13	5	11	16	4	7	8
06	Léger	Classique	03;04;05;06;07;08;09	237	243	227	210	243	227	210	243	227	210
06	Léger	Classique	13;14	610	570	567	589	571	573	603	570	557	548
06	Léger	Réservoirs étanches	03;04;05;06;07;08;09	1 058	882	760	736	886	775	770	879	718	657
06	Léger	Réservoirs étanches	13;14	0	0	1	0	0	1	0	0	1	0

Région	Catégorie	Type	Groupe	Scénario de prix médian				Scénario de prix plus élevé			Scénario de prix plus faible		
				2014	2015	2016	2017	2015	2016	2017	2015	2016	2017
07	Lourd	Classique	03;04;05;06; 07;08	17	5	3	3	5	3	3	5	3	3
07	Lourd	Classique	09;10;11;12	23	19	17	16	19	17	16	19	17	16
07	Lourd	Classique	13;14;15;16	18	14	12	11	14	12	11	14	12	11
07	Lourd	Réservoirs étanches	03;04;05;06; 07;08	6	5	5	6	5	5	6	5	5	5
07	Lourd	Réservoirs étanches	09;10;11;12	33	19	17	16	19	17	16	19	17	16
07	Lourd	Réservoirs étanches	13;14;15;16	9	6	6	6	6	6	6	6	6	6
07	Léger	Classique	03;04;05;06; 07;08	717	789	813	841	791	822	865	788	784	785
07	Léger	Classique	09;10;11;12	660	644	592	540	645	592	542	644	589	536
07	Léger	Classique	13;14;15;16	3 132	2 878	2 588	2 344	2 878	2 589	2 345	2 878	2 587	2 343
07	Léger	Réservoirs étanches	03;04;05;06; 07;08	3 598	3 594	3 551	3 535	3 611	3 611	3 668	3 585	3 379	3 237
07	Léger	Réservoirs étanches	09;10;11;12	3 146	2 485	2 274	2 200	2 502	2 335	2 332	2 475	2 102	1 899
07	Léger	Réservoirs étanches	13;14;15;16	2 703	2 104	1 901	1 799	2 110	1 920	1 841	2 101	1 845	1 707
07	Léger	Schiste	Duverney	96	157	152	148	157	154	154	156	144	136
08	Lourd	Classique	03;04;05	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2
08	Lourd	Classique	06;07	40	33	30	29	33	30	29	33	30	29
08	Lourd	Classique	08	481	330	262	217	331	263	220	330	259	211
08	Lourd	Classique	09;10;11	161	154	139	128	154	139	128	154	138	126
08	Lourd	Classique	12;13	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
08	Lourd	Classique	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
08	Lourd	Classique	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
08	Lourd	Réservoirs étanches	03;04;05;06; 07;08	203	149	120	105	149	122	108	148	115	97
08	Lourd	Réservoirs étanches	09;10;11	460	376	341	328	378	346	339	376	327	301
08	Léger	Classique	03;04	59	57	56	53	57	56	54	57	55	53
08	Léger	Classique	05	683	623	563	514	624	564	516	623	561	510
08	Léger	Classique	06;07	149	141	126	114	141	126	114	141	126	114
08	Léger	Classique	08	67	74	75	74	74	75	74	74	75	74
08	Léger	Classique	09;10;11	2 511	2 323	2 208	2 112	2 323	2 210	2 118	2 322	2 200	2 098
08	Léger	Classique	12;13	149	137	122	110	137	122	110	137	122	110
08	Léger	Classique	14	163	130	111	99	130	112	100	130	110	97
08	Léger	Classique	15	2 938	2 571	2 240	1 949	2 571	2 240	1 949	2 571	2 239	1 947
08	Léger	Classique	16	354	297	234	185	297	235	186	297	233	184
08	Léger	Réservoirs étanches	03;04	156	153	160	168	154	163	176	153	151	152
08	Léger	Réservoirs étanches	05;06;07;08;09; 10;11	4 638	4 959	4 961	5 031	4 989	5 069	5 269	4 942	4 656	4 491
08	Léger	Réservoirs étanches	12;13;14;15;16	1 808	1 511	1 462	1 454	1 519	1 490	1 515	1 506	1 380	1 319

Région	Catégorie	Type	Groupe	Scénario de prix médian				Scénario de prix plus élevé			Scénario de prix plus faible		
				2014	2015	2016	2017	2015	2016	2017	2015	2016	2017
09	Lourd	Classique	01;02;03	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
09	Lourd	Classique	04;05;06;07;08	178	154	154	156	156	158	165	154	143	135
09	Lourd	Classique	14	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
09	Léger	Classique	01;02;03;04;05;06;07	31	113	124	136	113	126	140	113	119	126
09	Léger	Classique	8	4	3	2	2	3	2	2	3	2	2
09	Léger	Classique	14	0	0	1	1	0	1	1	0	1	1
09	Léger	Réservoirs étanches	0	3	2	1	0	2	1	0	2	1	0
10	Lourd	Classique	08;13;14;15	11	13	12	11	13	12	11	13	12	11
10	Léger	Classique	08;13;14;15	1 901	1 645	1 364	1 160	1 646	1 369	1 172	1 644	1 349	1 134
10	Léger	Classique	Zama	39	28	32	32	28	32	32	28	32	32
10	Léger	Réservoirs étanches	08;13;14;15	52	82	81	81	83	84	87	82	73	68
11	Lourd	Classique	04;05;06;07;08	713	788	804	789	788	806	792	788	798	781
11	Lourd	Classique	10;11	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3
11	Lourd	Classique	12;13;14	117	109	102	97	109	102	97	109	102	97
11	Léger	Classique	04;05;06;07;08	112	96	76	62	96	76	63	96	76	62
11	Léger	Classique	10;11	2 189	2 272	2 506	2 687	2 286	2 556	2 799	2 265	2 369	2 430
11	Léger	Classique	12;13;14	280	285	260	237	285	260	237	285	260	237
12	Lourd	Classique	06	11 491	9 341	8 660	8 183	9 353	8 705	8 286	9 334	8 511	7 977
12	Lourd	Classique	07;08	10 399	8 807	8 057	7 497	8 832	8 147	7 691	8 793	7 765	7 109
12	Lourd	Classique	13	2 068	1 776	1 660	1 586	1 776	1 662	1 590	1 776	1 654	1 578
12	Lourd	Classique	14;15	1 152	1 197	1 155	1 110	1 198	1 161	1 122	1 196	1 135	1 086
12	Lourd	Classique	Projets thermiques	6 067	7 282	9 694	12 718	7 282	9 694	12 718	7 282	9 215	10 742
12	Léger	Classique	03;04;05;06;07;08	622	511	461	416	511	461	417	511	460	416
12	Léger	Réservoirs étanches	03;04;05;06;07;08	6 936	7 022	6 790	6 674	7 055	6 915	6 958	7 004	6 361	6 133
13	Lourd	Classique	03;04;05;06;07;08	1 277	1 193	1 242	1 285	1 198	1 264	1 339	1 190	1 166	1 180
13	Lourd	Classique	09;13	5 655	5 396	5 444	5 464	5 407	5 488	5 567	5 389	5 301	5 258
13	Lourd	Réservoirs étanches	09;13	2 719	2 838	2 933	2 917	2 857	3 003	3 070	2 827	2 697	2 622
13	Léger	Classique	03;04;05;06;07;08;09;13	27	17	16	14	17	16	14	17	16	14
13	Léger	Réservoirs étanches	03;04;05;06;07;08;09;13	1 456	1 487	1 602	1 685	1 500	1 654	1 805	1 479	1 421	1 454
14	Lourd	Classique	06;07;08	273	266	252	240	266	252	240	266	252	240
14	Lourd	Classique	09;10;11	231	178	157	147	178	158	149	178	154	143
14	Lourd	Classique	13	9 318	8 193	7 932	7 691	8 214	8 010	7 868	8 182	7 661	7 354
14	Lourd	Classique	14;15;16;17;18;19	71	55	50	47	55	51	47	55	50	47
14	Lourd	Classique	Projet de récupération assistée par injection de CO2	4 686	4 639	4 531	4 421	4 639	4 531	4 421	4 639	4 531	4 421
14	Léger	Classique	06;07;08;09;10;11	4	3	3	3	3	3	3	3	3	3
14	Léger	Classique	13	5 856	5 119	4 822	4 559	5 135	4 882	4 691	5 110	4 614	4 311
14	Léger	Classique	14;15	86	85	81	77	85	81	77	85	81	77
14	Léger	Réservoirs étanches	13	9 708	8 489	8 093	7 615	8 519	8 201	7 848	8 472	7 722	7 168
14	Léger	Réservoirs étanches	14;15	1 445	1 479	1 618	1 635	1 493	1 672	1 758	1 471	1 425	1 406

Région	Catégorie	Type	Groupe	Scénario de prix médian				Scénario de prix plus élevé			Scénario de prix plus faible		
				2014	2015	2016	2017	2015	2016	2017	2015	2016	2017
15	Léger	Classique	09;10;11;13;14	2 715	2 965	2 808	2 672	2 968	2 818	2 696	2 963	2 779	2 617
15	Léger	Réservoirs étanches	09;10;11;13;14	4 594	3 141	2 512	2 193	3 153	2 555	2 287	3 134	2 393	1 974
Total – Lourd				79 805	73 460	73 123	74 148	73 594	73 632	75 302	73 384	71 052	69 771
Total – Léger				106 187	97 883	92 808	89 777	98 238	94 116	92 686	97 681	88 877	83 478
Total – Classique				123 488	114 496	111 836	111 153	114 676	112 534	112 741	114 392	109 274	105 736
Total – Réservoirs étanches				62 372	56 621	53 871	52 551	56 927	54 986	55 016	56 446	50 442	47 313
Total – Schiste				133	227	225	221	228	229	230	226	212	200
Total – Colombie-Britannique				3 414	3 553	3 752	3 876	3 567	3 803	3 992	3 545	3 609	3 610
Total – Alberta				93 725	86 311	81 607	79 202	86 571	82 561	81 334	86 163	78 952	74 313
Total – Saskatchewan				81 545	75 373	75 253	75 982	75 573	76 010	77 678	75 259	72 195	70 736
Total – Manitoba				7 309	6 106	5 319	4 865	6 120	5 373	4 984	6 097	5 173	4 590
Productibilité totale				185 992	171 343	165 931	163 925	171 832	167 748	167 988	171 065	159 928	153 250

Les taux représentent des moyennes annuelles.

*Production réelle jusqu'en avril 2015 inclusivement

FIGURE C.1

Productibilité de pétrole dans l'Ouest canadien – Puits existants et projetés – Scénario de prix médian

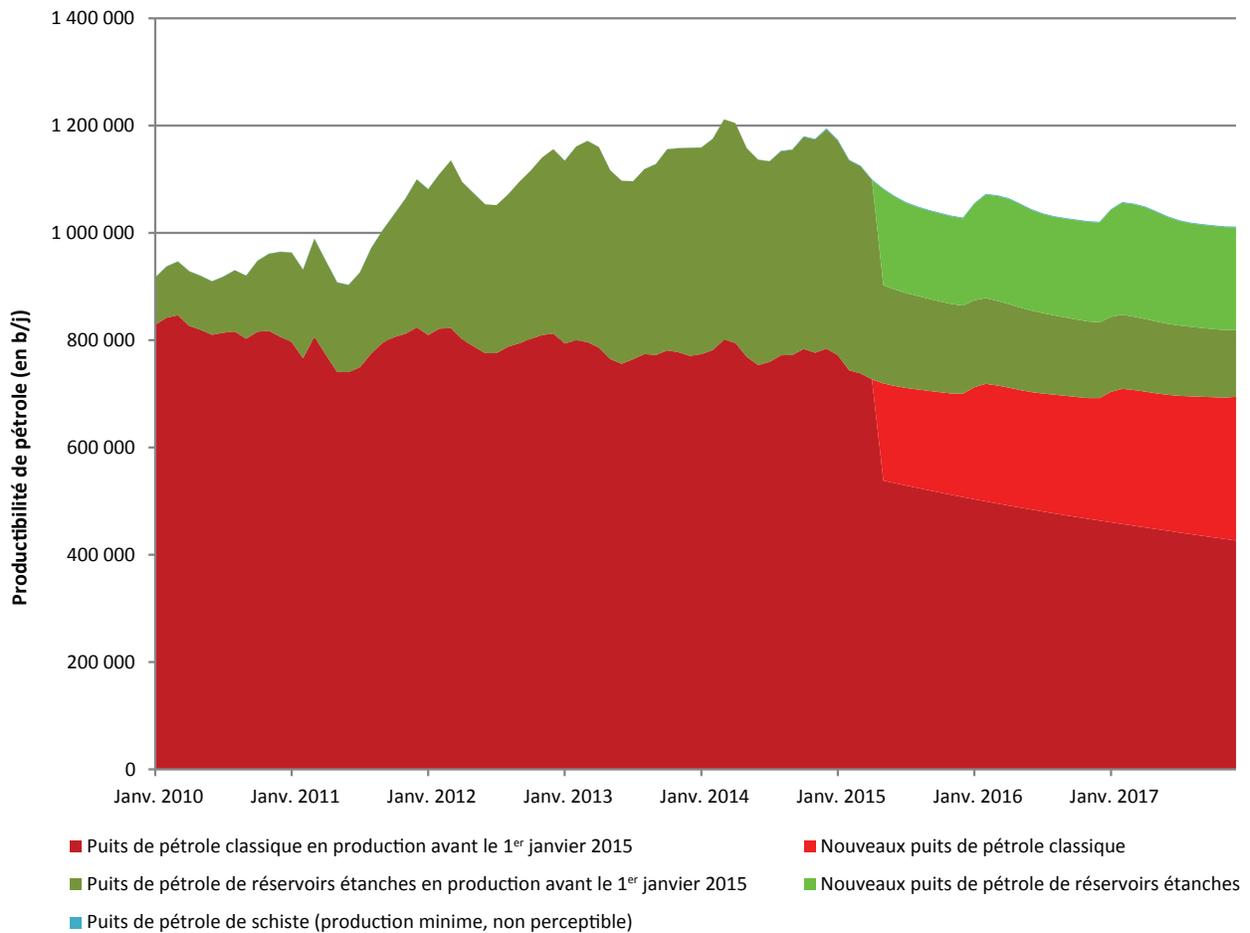


FIGURE C.2

Productibilité de pétrole dans l'Ouest canadien – Puits existants et projetés – Scénario de prix plus élevé

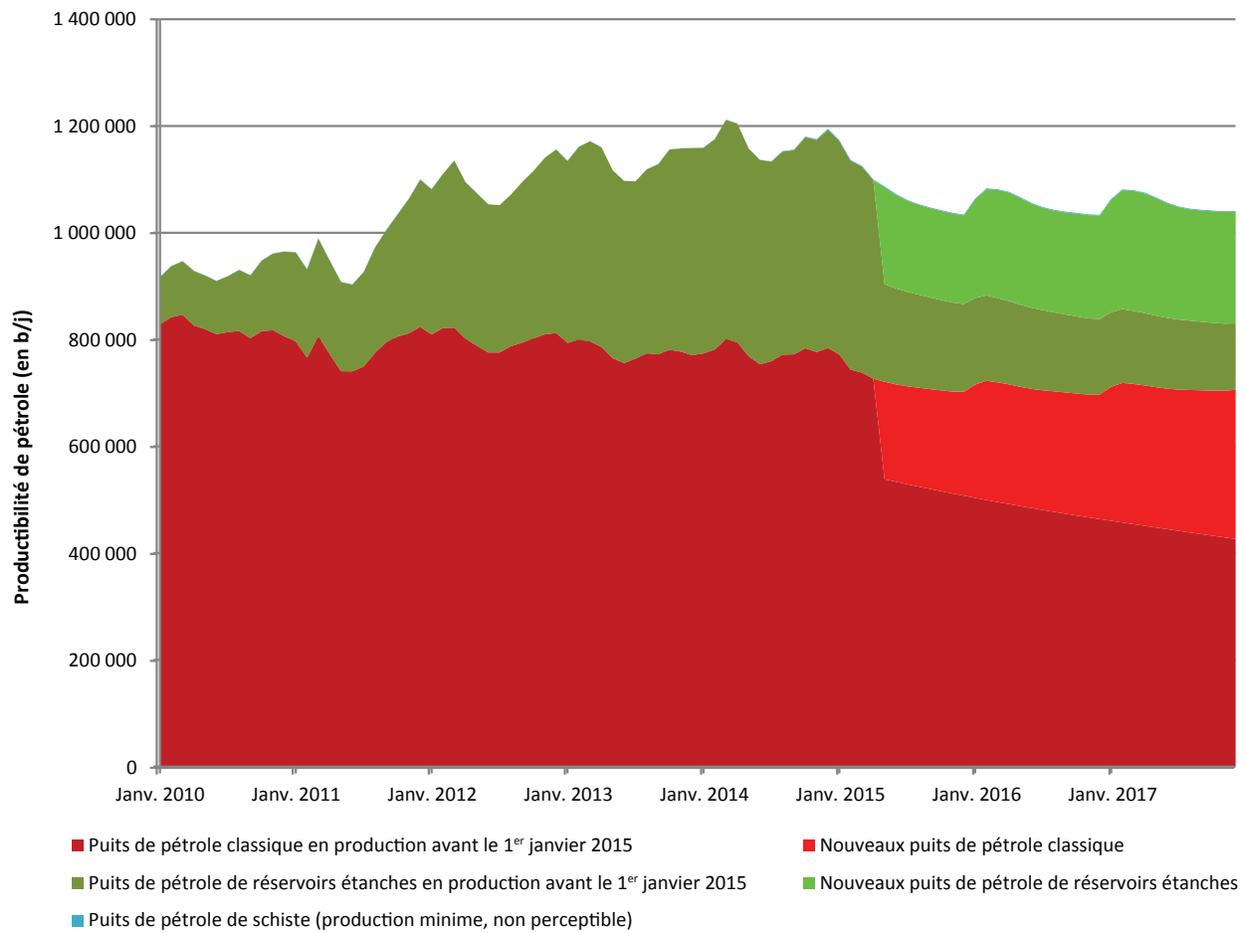


FIGURE C.3

Productibilité de pétrole dans l'Ouest canadien – Puits existants et projetés – Scénario de prix plus faible

