



Office national
de l'énergie

National Energy
Board

ÉVALUATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE



Supplément Avenir énergétique du Canada en 2017

.....
PRODUCTION DE PÉTROLE CLASSIQUE
OU TIRÉ DE RÉSERVOIRS ÉTANCHES ET DE FORMATIONS SCHISTEUSES

Canada

Autorisation de reproduction

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

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 2018

ISSN 2369-1484
Key title : Supplément au rapport sur l'avenir énergétique

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 2018

ISSN 2369-1479
Key title: Energy Futures Supplement

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

T A B L E D E S M A T I È R E S

Chapitre 1 : Contexte **1**

Chapitre 2 : Scénario de référence **3**

Chapitre 3 : Tous les scénarios **12**

Chapitre 4 : En conclusion **14**

Annexe A1 – Méthodes (Description détaillée) **15**

Annexe A2 – Paramètres de diminution – Résultats **29**

Annexe A3 – Index et paramètres de diminution pour les regroupements de puits de pétrole existants **32**

[Appendix A4, B, and C](#)

Contexte

La série de documents produits par l'Office national de l'énergie sur l'*avenir énergétique* permet d'explorer diverses possibilités qui pourraient s'offrir aux Canadiens à long terme. Les analyses alors présentées rendent compte d'un large éventail de répercussions sur l'ensemble de la filière énergétique canadienne. De façon à pouvoir aborder les différentes facettes du secteur de l'énergie au Canada dans un seul document de perspectives d'offre et de demande, l'analyse de la production de pétrole brut et de gaz naturel doit demeurer à un niveau relativement élevé. Des analyses supplémentaires sur cette production permettent de traiter d'incidences propres à l'offre, ce qui donne l'occasion de fournir davantage de précisions et de greffer de nouveaux scénarios visant expressément une plus grande volatilité des prix et autorisant une évaluation plus approfondie des avancées technologiques.

Les prix du pétrole constituent un déterminant de premier plan quand on parle de production à venir et ils comptent aussi parmi les principales incertitudes liées aux projections dans le rapport intitulé [Avenir énergétique du Canada en 2017 - Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040](#) (« Avenir énergétique 2017 »). Ceux du brut pourraient être plus élevés ou plus bas selon la demande, la technologie utilisée, les situations géopolitiques et le rythme d'adoption, par les différentes nations, de politiques visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre (« GES »).

Les analyses sur l'avenir énergétique supposent qu'à long terme, toute l'énergie produite, compte tenu des prix pratiqués selon le scénario avancé, trouvera preneur et que l'infrastructure requise sera construite pour l'acheminer jusqu'aux marchés. Il est difficile de prédire avec précision l'émergence éventuelle de nouveaux marchés, qu'il s'agisse du moment où cela pourrait se produire ou de l'ampleur que la chose pourrait prendre, si la croissance de la demande sera supérieure/inférieure à la production locale, si des possibilités d'exportation/importation surgiront ou si de nouvelles infrastructures pour le pétrole brut seront effectivement construites. Autant de raisons pour lesquelles des hypothèses simplificatrices sont adoptées. Donc, encore une fois dans le présent rapport supplémentaire, l'analyse suppose que tout écart à court terme sera comblé à plus long terme.

Les rapports supplémentaires sur la production de gaz naturel et de pétrole brut regroupent chacun six scénarios. On y retrouve ceux adoptés dans *Avenir énergétique 2017* et d'autres qui permettent d'analyser plus à fond cette production au Canada.

T A B L E A U 1.1

Hypothèses/scénarios dans les rapports supplémentaires Avenir énergétique 2017 sur la production de gaz naturel et de pétrole brut

| Variables | Avenir énergétique 2017 | | | Scénarios supplémentaires | | |
|-------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------|
| | Référence | Tarification du carbone élevée | Tarification du carbone élevée + avancées technologiques | Référence + avancées technologiques | Prix élevé | Prix bas |
| Prix du pétrole | Modéré | Modéré | Modéré | Modéré | Élevé | Bas |
| Gas Price | Modéré | Modéré | Modéré | Modéré | Élevé | Bas |
| Tarification du carbone | Montant nominal fixe de 50 \$ CAN/t | Accroissement des coûts du CO ₂ jusqu'à un montant nominal de 140 \$ CAN/t en 2040 | Accroissement des coûts du CO ₂ jusqu'à un montant nominal de 140 \$ CAN/t en 2040 | Montant nominal fixe de 50 \$ CAN/t | Montant nominal fixe de 50 \$ CAN/t | Montant nominal fixe de 50 \$ CAN/t |
| Avancées technologiques | Hypothèses du scénario de référence | Hypothèses du scénario de référence | Accélééré | Accélééré | Hypothèses du scénario de référence | Hypothèses du scénario de référence |
| Notes | Fondé sur une perspective économique actuelle et sur une vision modérée des prix de l'énergie | Tient compte de l'incidence d'une tarification du carbone élevée sur la filière énergétique canadienne | Tient compte de l'incidence d'une adoption élargie de certaines technologies émergentes sur la filière énergétique canadienne, notamment d'avancées technologiques pour l'exploitation des sables bitumineux | | Puisque les prix, qui varient au fil du temps, comptent parmi les facteurs ayant le plus d'influence sur la production pétrolière et gazière, ces deux scénarios évaluent des répercussions d'écarts importants à cet égard | |

Le présent rapport supplémentaire sur la production de pétrole classique ou tiré de réservoirs étanches et de formations schisteuses au Canada¹ scrute le scénario de référence avant d'illustrer les résultats obtenus à partir des cinq autres scénarios adoptés. L'accélération des avancées technologiques, dans les scénarios correspondants, appliquées à l'offre énergétique se concentre sur les progrès réalisés en matière d'utilisation de solvants pour l'exploitation des sables bitumineux, sans modifier les hypothèses quant aux technologies utilisées pour la production d'autres types de pétrole. Dans les scénarios de prix élevé et bas, les hypothèses sur les prix du pétrole diffèrent grandement de celles avancées dans les quatre autres scénarios.

Pour sa part, l'annexe renferme une description des méthodes et des hypothèses utilisées ayant mené aux projections de production, en plus d'ensembles de données détaillés pour tous les scénarios, qu'il s'agisse par exemple du nombre de puits forés par année, des paramètres propres à la courbe de diminution de leur production ou de chiffres mensuels à ce sujet, par regroupements. On peut [consulter l'annexe](#) alors que les [données connexes](#). Les [données propres aux tableaux](#) du présent rapport supplémentaire se trouvent ici.

1 Ne comprend pas les condensats.

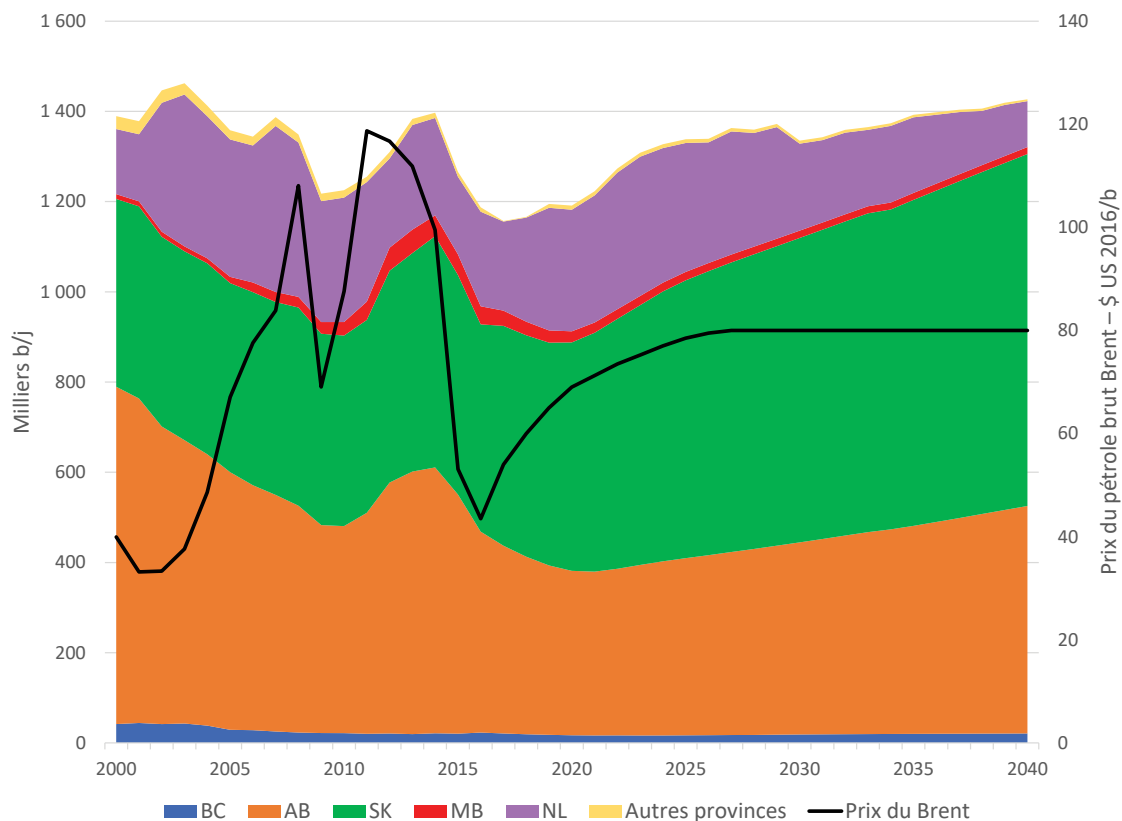
Scénario de référence

Production de pétrole classique ou tiré de réservoirs étanches et de formations schisteuses selon la province

- La figure 2.1 illustre la production selon la province envisagée dans le scénario de référence². Comparativement à ceux enregistrés entre 2010 et 2014, les prix du pétrole ont été considérablement moins élevés ces dernières années, ce qui a entraîné une baisse de la production totale. On prévoit à partir de cette année une hausse graduelle du prix du brut Brent, qui pourrait ainsi atteindre 80 \$ US le baril en 2027. De la même façon, l'activité du secteur pétrolier dans l'Ouest canadien devrait elle aussi reprendre, menant éventuellement à l'accroissement de la production en raison de l'ajout d'un nombre suffisant de nouveaux puits pour combler le déficit de production des puits existants et même au-delà. Dans cette région en 2016, la production quotidienne se situait à 154 millions de mètres cubes (« 10³m³/j »), soit 0,97 million de barils (« Mb/j »), alors qu'elle devrait augmenter de 36 % d'ici 2040 pour atteindre 210 10³m³/j (1,32 Mb/j).

FIGURE 2.1

Production en dehors de la région des sables bitumineux et prix selon le scénario de référence



2 Ne comprend pas le bitume et le pétrole synthétique produits dans la région des sables bitumineux en Alberta. Voir le [rapport supplémentaire Avenir énergétique 2017 sur l'exploitation des sables bitumineux](#).

-
- L'année 2016 a été la première qui a vu, en dehors de la région des sables bitumineux, la production de pétrole de la Saskatchewan surpasser celle de l'Alberta. Cette situation persiste pendant toute la période de projection et en 2040, 55 % de la production totale est saskatchewanaise. La croissance est largement attribuable aux projets thermiques de production de pétrole lourd en Saskatchewan (la section 2.3 fournit des précisions à ce sujet).
 - La Colombie-Britannique et le Manitoba produisent de faibles quantités de pétrole, classique ou tiré de réservoirs étanches. La section qui suit présente la répartition par province.
 - Du pétrole classique est aussi produit ailleurs au Canada. La production extracôtière de pétrole de Terre-Neuve-et-Labrador augmente à un rythme régulier au cours des cinq prochaines années avec le projet Hebron qui entre en exploitation au même titre que de nouveaux puits forés à des installations existantes. Après avoir atteint un sommet de $49 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{j}$ (309 kb/j) en 2023, cette production commence à régresser avec l'arrivée à maturité des gisements. Le scénario de référence suppose deux découvertes extracôtières à caractère générique qui entrent successivement en production en 2027 et 2033. Dans le Nord du Canada et en Ontario, la production de pétrole continue de diminuer graduellement pendant la période de projection. La Nouvelle-Écosse produit pour sa part des condensats, lesquels ne sont pas inclus dans le présent rapport.

Production dans l'Ouest canadien selon la province, la catégorie et le type de pétrole

- Depuis l'an 2000, en dehors de la région des sables bitumineux, la catégorie du pétrole lourd représente entre 49 % et 58 % de la production, celle du léger comptant pour le reste³. En 2016, le pétrole lourd constitue 54 % de la production, ce pourcentage devant atteindre 59 % en 2021 et 2022 avec une présence toujours plus marquée des projets thermiques en Saskatchewan. La part du pétrole lourd redescend ensuite jusqu'à 56 % en 2040, alors que la production de ces projets se stabilise et en raison aussi d'une croissance supérieure du pétrole léger. La production de pétrole lourd et léger augmente après 2020. Ceci s'applique au pétrole classique ou tiré de réservoirs étanches et de formations schisteuses⁴, mais dans des proportions différentes selon la province⁵.
- Dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique, la production est exclusivement sous forme de pétrole léger, surtout de type classique. Même si on retrouve une large part des ressources gazières du pays dans cette province, qui produit d'ailleurs beaucoup de gaz naturel (voir le [rapport supplémentaire Avenir énergétique 2017 sur la production de gaz naturel](#)), la quantité de pétrole qu'elle produit est faible.

3 Voir l'annexe A1.1.2 pour des précisions quant à la répartition entre production de pétrole léger et lourd selon la province.

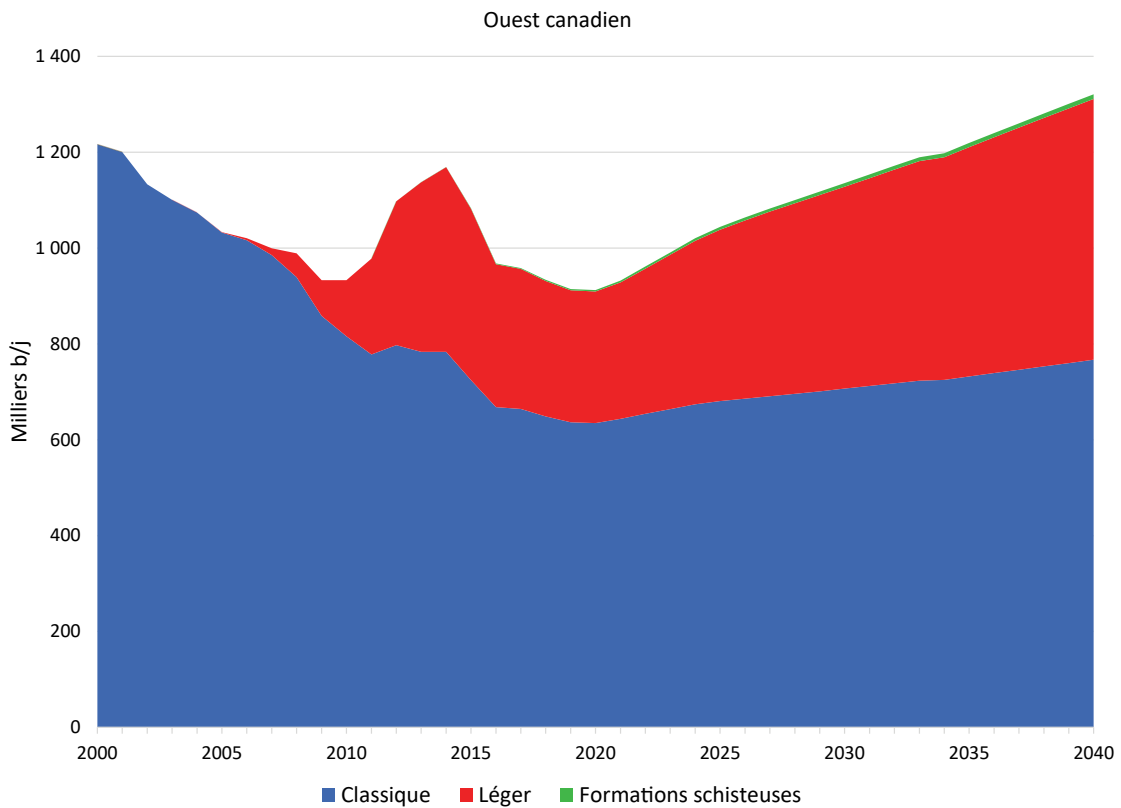
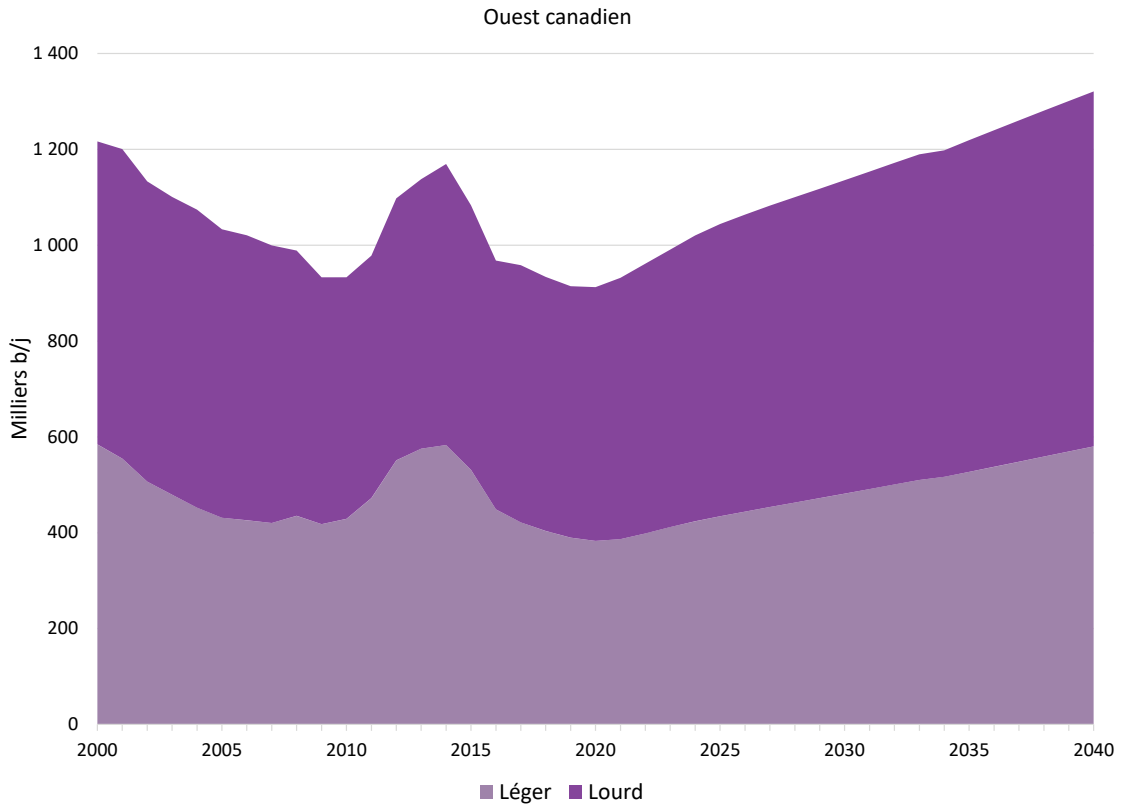
4 Voir l'annexe A1.1.3 pour des précisions quant à la répartition entre production de pétrole classique ou tiré de réservoirs étanches et de formations schisteuses.

5 Voir les annexes C1.1 à C1.6 pour la production mensuelle des différents regroupements selon le scénario.

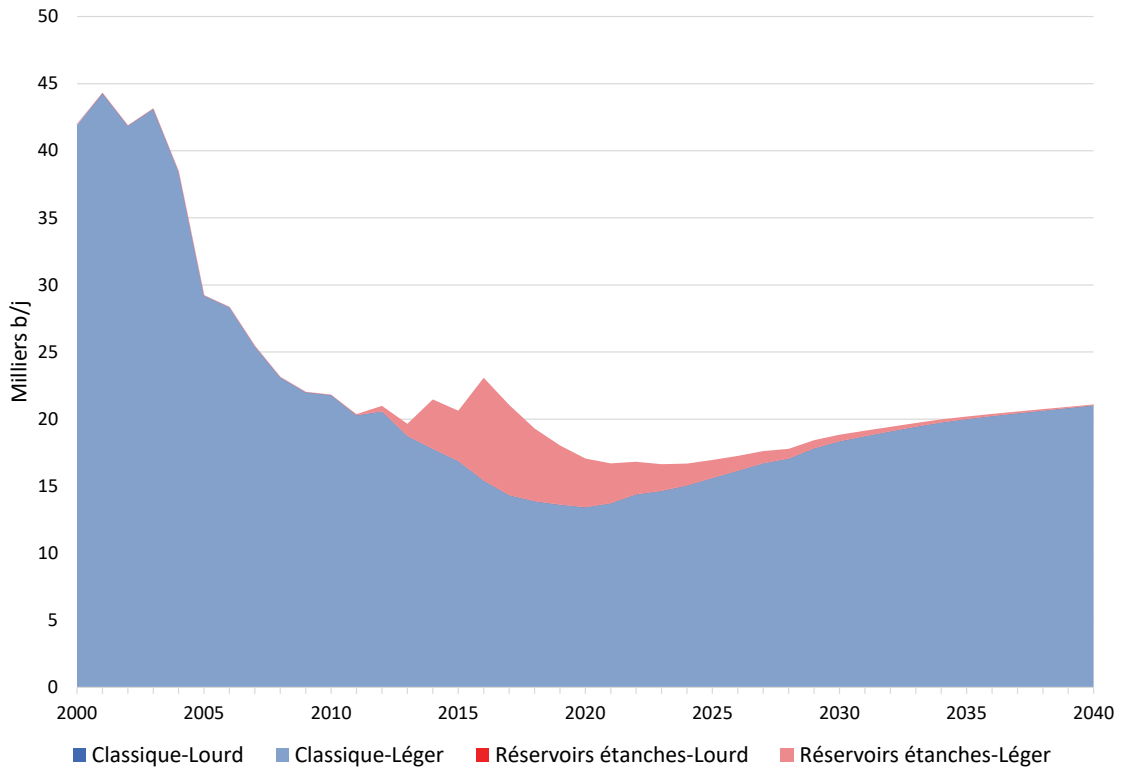
-
- En Alberta, toujours en dehors de la région des sables bitumineux, le pétrole produit continue d'être léger en majorité. La croissance de la production attendue pendant la période de projection devrait surtout provenir de l'ouest et du centre de la province. Avec la progression enregistrée à l'égard du forage horizontal et de la [fracturation hydraulique en plusieurs étapes](#) au cours des dix dernières années, de plus en plus de pétrole est tiré de réservoirs étanches et celui-ci continuera de représenter une part toujours plus grande de la production totale. En 2016, le pétrole classique représentait 67 % de tout le pétrole produit en Alberta en dehors de la région des sables bitumineux. Cette part régresse à 47 % en 2040 alors que celle du pétrole tiré de réservoirs étanches atteint 51 %, le reste de la production provenant des formations schisteuses.
 - Le pétrole lourd classique compte pour la plus grande partie de la production en Saskatchewan et prend une place beaucoup plus grande pendant la période de projection compte tenu de la croissance attendue des projets thermiques (voir la section 2.3). La province continuera aussi de produire du pétrole tiré de réservoirs étanches avec l'aménagement de tels gisements dans le sud-ouest et le sud-est.
 - Le pétrole manitobain est exclusivement léger. Après avoir atteint des sommets en 2012 et 2013, la production de pétrole léger tiré de réservoirs étanches au Manitoba a régressé. Cependant, elle augmentera légèrement un peu plus tard au cours de la période de projection avec la hausse attendue des prix, qui devraient demeurer suffisamment élevés pour que la production de nouveaux puits permette de combler la baisse enregistrée par ceux existants et même plus. La production de pétrole classique diminuera pendant la période de projection.

FIGURE 2.2

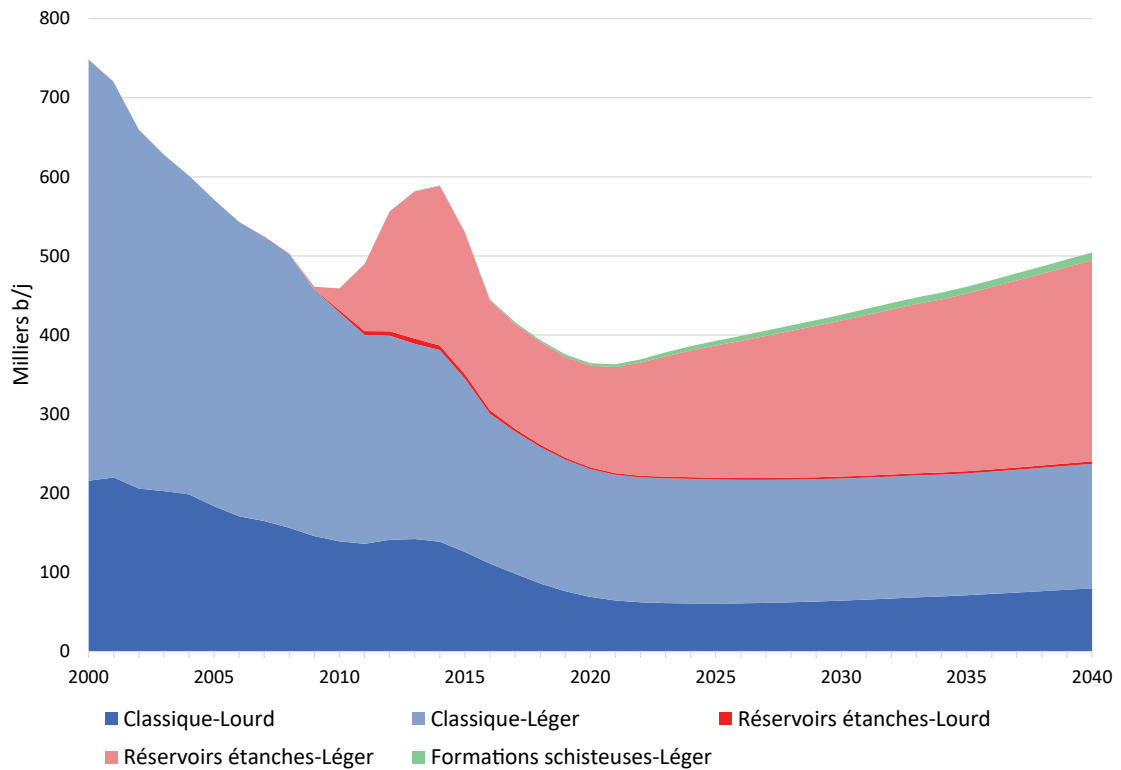
Production par catégorie, type et province selon le scénario de référence

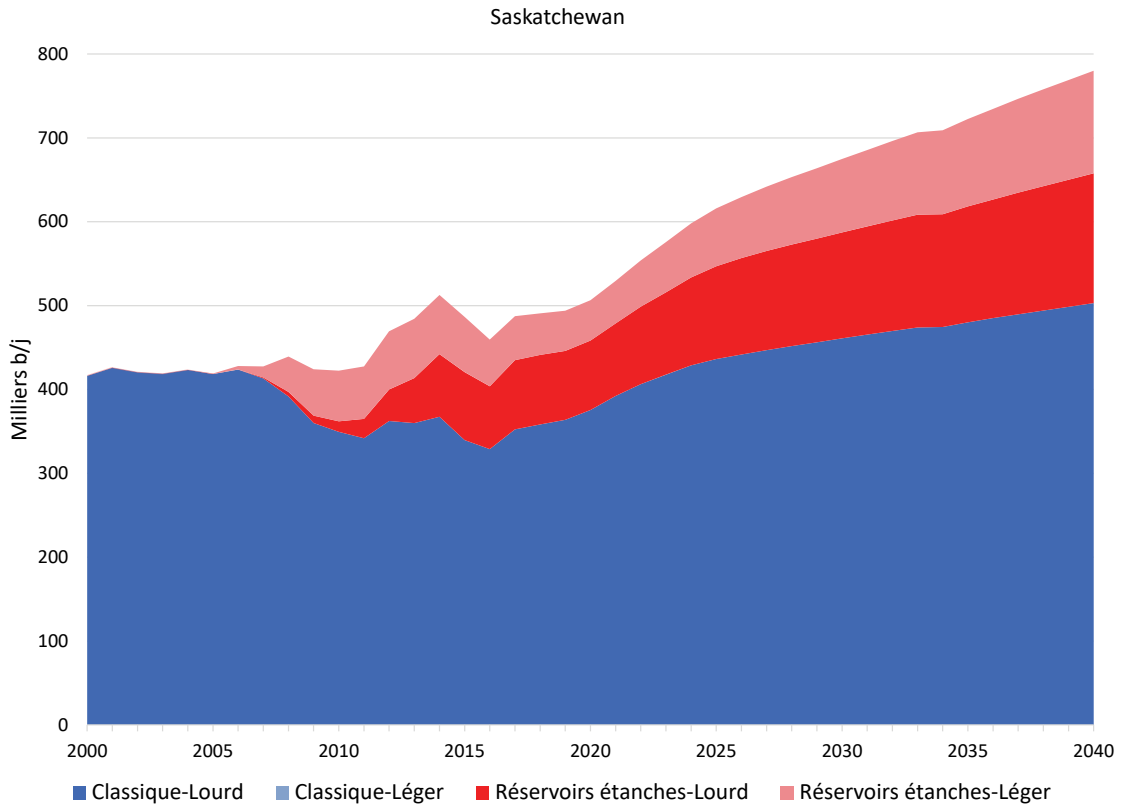


Colombie-Britannique



Alberta



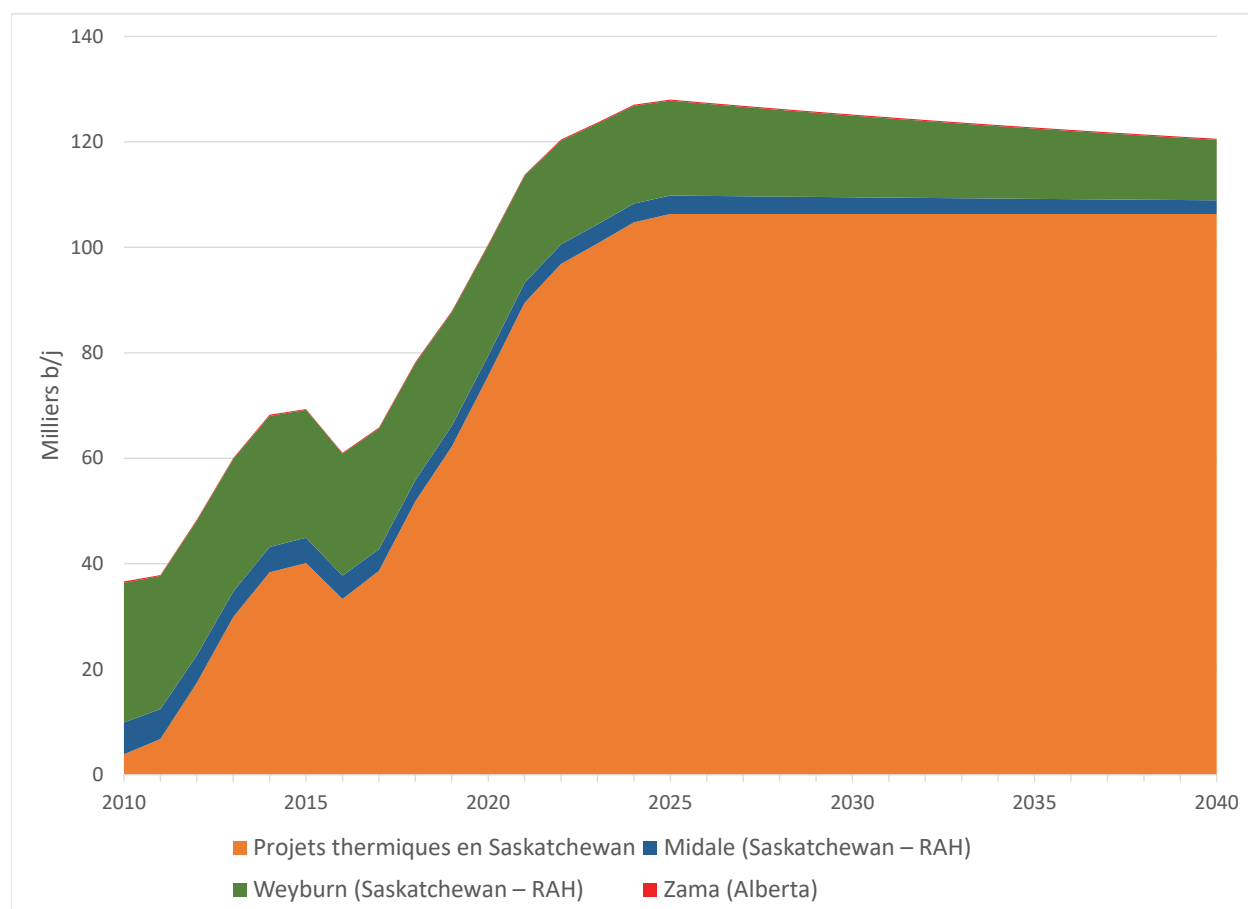


Projets thermiques et de récupération assistée des hydrocarbures en Saskatchewan

- La croissance de la production de pétrole lourd classique en Saskatchewan est attribuable à un recours toujours plus grand au [drainage par gravité au moyen de vapeur](#). Dans cette province on a actuellement recours à des procédés thermiques pour l'exploitation de pétrole lourd dans le cadre de 15 projets, une augmentation de presque du simple au triple par rapport à la situation qui prévalait à cet égard en 2012. Un peu comme c'est le cas dans la région des sables bitumineux, la production tirée de tels projets permet d'éviter les taux de diminution rapide propres aux puits de pétrole lourd classiques. Les revenus ainsi générés permettent de nouvelles dépenses en immobilisations et donc la poursuite de la croissance de la production pendant la période de projection. L'évolution des conditions du marché et de nouvelles avancées technologiques comptent au nombre des facteurs qui pourraient modifier la production projetée ici, surtout au cours des dernières années de la période visée.
- Des méthodes de récupération assistée des hydrocarbures (« RAH ») sont depuis longtemps utilisées en Saskatchewan pour une extraction secondaire. La production des projets existants, comme ceux de RAH par injection de CO₂ actuellement exploités à Weyburn et à Midale, commence à ralentir quelque peu et cette tendance devrait se poursuivre tout au long de la période de projection.

FIGURE 2.3

Projets thermiques et de RAH



Nombre moyen de jours pour forer un puits dans l'Ouest canadien et productivité initiale

- Compte tenu d'un recours toujours plus grand au forage horizontal et à la fracturation hydraulique en plusieurs étapes depuis dix ans, le nombre moyen de jour pour forer un puits de pétrole⁶ dans l'Ouest canadien a jusqu'à récemment augmenté dans la plupart des cas. En 2006, il fallait en moyenne 8,0 jours pour forer un puits et ce nombre était passé à 10,3 jours en 2015. Cependant, en raison de l'accent mis sur les projets thermiques pour l'exploitation de pétrole lourd en Saskatchewan, dont les puits ne prennent habituellement que quelques jours à forer, cela sans parler des gains d'efficacité et d'une baisse des prix à l'origine d'une activité de forage moindre, qu'il s'agisse de réservoirs étanches ou autres, la moyenne est revenue à 8,0 jours en 2016. Le nombre de jours par puits demeure relativement stable pendant la période de projection, les effets de l'aménagement de projets thermiques pour l'exploitation de pétrole lourd en Saskatchewan étant neutralisés par un nombre supérieur de forages de puits classiques ou dans des réservoirs étanches compte tenu de la hausse des prix du pétrole⁷.
- L'importance accrue accordée à l'aménagement de réservoirs étanches a par ailleurs permis une augmentation des taux moyens de production initiale dans l'Ouest canadien. La moyenne de cette production était à son plus bas en 2006, avec 41 barils par jour (« b/j »), alors que bon nombre de puits verticaux à faible profondeur étaient forés, lesquels produisent généralement moins que ceux atteignant des gisements plus profonds. En 2015, dans l'Ouest canadien, la moyenne de production initiale atteignait 87 b/j. En 2016, elle était ramenée à 69 b/j, niveau auquel elle se maintient jusqu'en 2025. Elle régresse lentement par la suite alors que les gisements arrivent à maturité, obligeant les exploitants à se déplacer vers la périphérie des zones centrales⁸, lesquelles ne se prêtent plus à de nouveaux aménagements.⁹

6 Puits de pétrole classique ou tiré de réservoirs étanches et de formations schisteuses, donc à l'exclusion de ceux dans la région des sables bitumineux ou des puits d'injection, d'eau, etc.

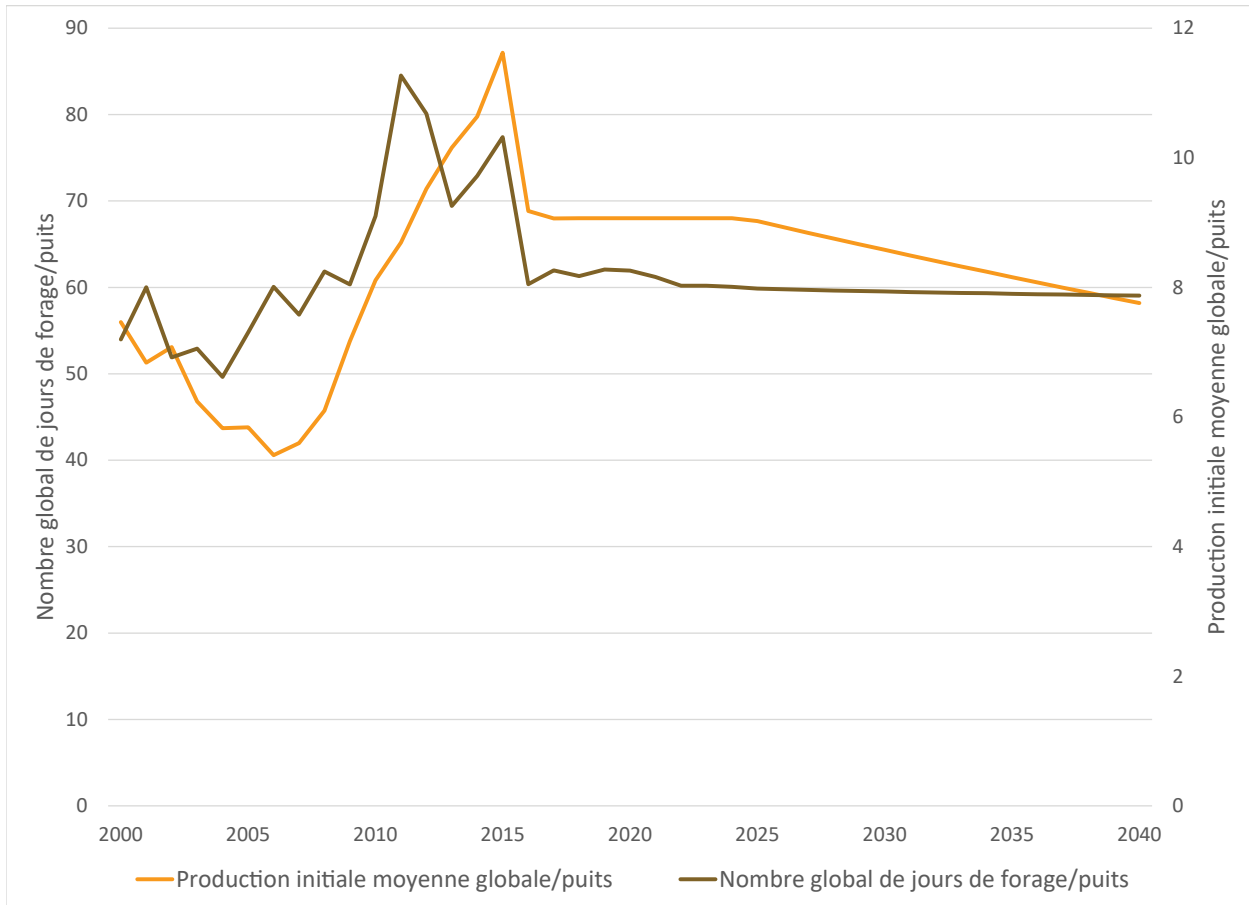
7 Les gains d'efficacité diminuent à court terme et sont nuls après 2020.

8 Les zones centrales regroupent celles dont l'exploitation affiche les plus belles promesses de rentabilité.

9 Les données historiques et les projections sur les jours de forage ou le nombre de puits forés sont présentées par regroupement à l'annexe B.

FIGURE 2.4

Moyenne de la production initiale et du nombre de jours de forage, par puits et par année, dans l'Ouest canadien¹⁰



10 Puits de pétrole classique ou tiré de réservoirs étanches et de formations schisteuses en dehors de la région des sables bitumineux.

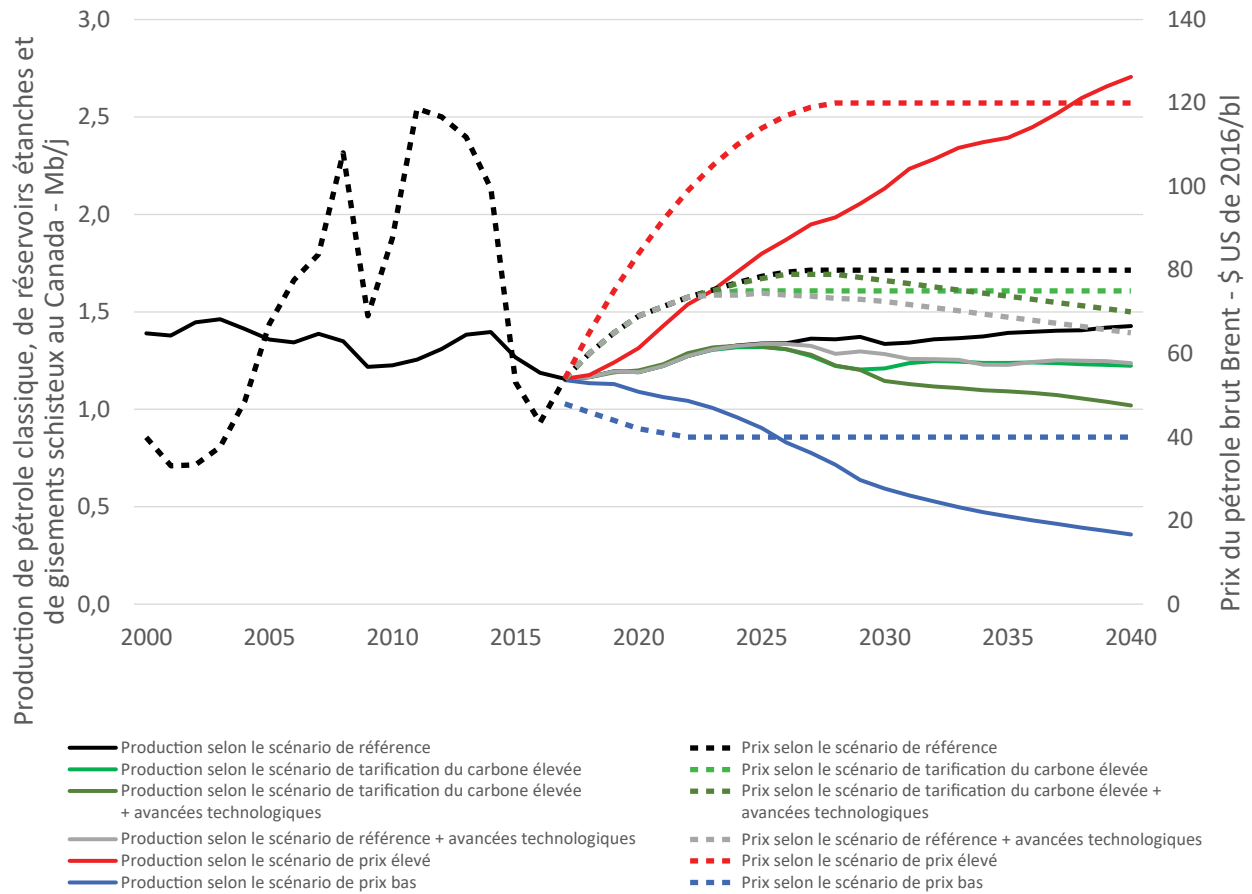
Tous les scénarios

- La production varie selon le scénario, mais l'écart est particulièrement grand entre ceux de prix élevé et bas. Dans tous les scénarios, l'accent est de plus en plus mis sur les réservoirs étanches et sur les projets thermiques pour l'exploitation de pétrole lourd en Saskatchewan.
- À l'exception du scénario de prix bas et de celui de tarification du carbone élevée + avancées technologiques, après un recul, la production commence à augmenter vers la fin de la période de projection. Dans le scénario de prix bas, le recul a cours pendant toute la période tandis que dans celui de tarification du carbone élevée + avancées technologiques, il ne s'amorce qu'après dix ans, une fois terminée la croissance de la production attribuable aux projets thermiques en Saskatchewan. Les deux scénarios précités entrevoient des prix du pétrole qui ne sont pas suffisamment élevés pour autoriser des dépenses en immobilisations devant permettre le forage du nombre requis de nouveaux puits afin de neutraliser la baisse de production des plus anciens, d'où le recul annoncé. Selon le scénario de prix bas, la production s'établit ainsi à $53\ 10^3\text{m}^3/\text{j}$ (0,3 Mb/j) en 2040, soit le quart de celle attendue dans le scénario de référence.
- Inversement, le scénario de prix élevé montre une production de $402\ 10^3\text{m}^3/\text{j}$ (2,5 Mb/j) en 2040, ce qui représente le double de celle du scénario de référence. Cela est en grande partie le résultat d'un effet d'entraînement pendant toute la période visée, alors que des prix plus élevés mènent à une hausse des revenus à l'origine du forage d'un plus grand nombre de puits et donc d'une production accrue¹¹. En outre, la production envisagée pour les projets thermiques en Saskatchewan est encore là plus grande que dans le scénario de référence.
- Dans les deux scénarios de tarification du carbone élevée, les coûts carbone plus élevés et les prix moindres du pétrole brut font que la production classique croît moins rapidement que dans le scénario de référence. Pour ce qui est de ce dernier, la production est supérieure à ce qu'elle serait en y greffant de nouvelles avancées technologiques, car les prix du pétrole sont plus faibles et les avancées en question ne s'appliquent qu'à l'exploitation des sables bitumineux, aucun changement ne visant les techniques employées pour le pétrole classique ou tiré de réservoirs étanches et de formations schisteuses.
- Selon le scénario de prix élevé, une hausse des investissements mène à de nouvelles découvertes au large de la côte Est, la première d'entre elles en 2024, soit trois années plus tôt que dans le scénario de référence. Deux autres découvertes suivent, en 2027 et en 2030. La production totale pour l'ensemble des installations extracôtières atteint un sommet de $61,4\ 10^3\text{m}^3/\text{j}$ (386 kb/j) en 2025. Pour ce qui est du scénario de prix bas, le sommet, qui est alors de $49,1\ 10^3\text{m}^3/\text{j}$ (309 kb/j), est plutôt atteint dès 2023, sans aucune nouvelle découverte extracôtière en raison de prix constamment déprimés.

11 La hausse des coûts est la même quel que soit le scénario, mais celle associée aux jours de forage pourrait varier en fonction d'un nombre plus ou moins élevé de puits forés.

FIGURE 3.1

Prix du pétrole et projections de la production selon le scénario



En conclusion

- Les prix du pétrole constituent un déterminant de premier plan quand on parle de production à venir et ils comptent aussi parmi les principales incertitudes liées aux projections dans Avenir énergétique 2017. Ceux du brut pourraient être plus hauts ou plus bas selon les tendances de la demande, les avancées technologiques, les situations géopolitiques et le rythme d'adoption, par les différentes nations, de politiques visant à réduire les émissions de GES.
- La présente analyse repose sur la double hypothèse qu'à long terme, les marchés seront en mesure d'absorber toute l'énergie produite et que l'infrastructure nécessaire sera mise en place en fonction des besoins. Or, des projets visant à accroître la capacité de transport du pétrole en Amérique du Nord ont soulevé la controverse dans le passé. Selon qu'elle suffit à répondre aux besoins ou qu'il faille y greffer du transport par chemin de fer, l'infrastructure pipelinrière en place influera sur les prix du pétrole brut au Canada et sur la rentabilité des activités de production.
- Les scénarios de tarification du carbone élevée supposent des prix mondiaux du pétrole brut inférieurs aux hypothèses adoptées pour le scénario de référence. Les répercussions d'une telle supposition demeurent floues et dépendent de l'application à l'échelle mondiale de mesures concertées pour contrer les changements climatiques, des effets d'une tarification élevée du carbone sur la demande et de la disponibilité de solutions de rechange aux technologies existantes.
- La production pétrolière dépend des prix, mais aussi des techniques de récupération ainsi que de l'efficacité des travaux de forage et des coûts qui y sont associés. Si les progrès réalisés en matière technique ou de coûts diffèrent de ce qui est envisagé, cela se répercuterait sur les projections découlant du modèle utilisé ici pour ce qui est des dépenses en immobilisations et de la production des puits.
- Les projets thermiques pour l'exploitation de pétrole lourd en Saskatchewan représentent une tendance récente qui rend incertain le degré de croissance future de la production. D'autres technologies pourraient aussi être adoptées.

Annexe A

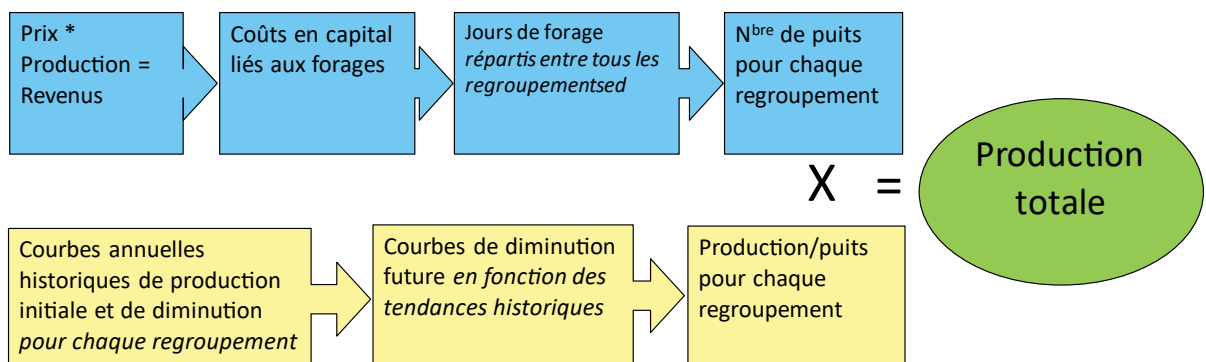
Annexe A1 – Méthodes (Description détaillée)

La production de pétrole projetée représente la production future prévue d'un groupe de puits en fonction des caractéristiques de chacun, sans tenir compte des réductions attribuables aux conditions météorologiques, à la faiblesse des prix, aux pannes d'équipement ou aux interruptions de diverses autres origines. Elle 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. Celle-ci 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 regroupement. Les prévisions de production pour l'ensemble des regroupements sont ensuite additionnées afin d'obtenir la production totale de l'Ouest canadien. L'annexe A1.1 présente en détail comment l'Office définit les regroupements 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 regroupement, y compris les taux de production initiale et les paramètres de diminution.

FIGURE A1.1

Méthode de calcul globale

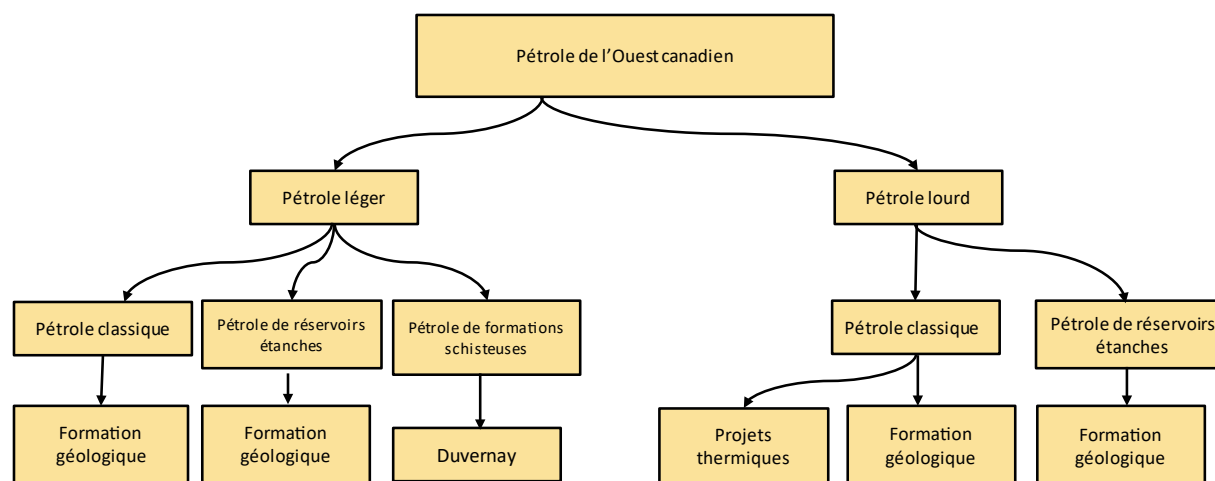


A1.1 Regroupements pour l'analyse de diminution de la production

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 regroupements, lesquels sont énumérés à l'annexe A3.2. De ce nombre, quelque 150 ont des puits sur le territoire ou en ont eu, ce qui permet de connaître la production historique. Les autres pourraient servir au moment d'une éventuelle mise en valeur future.

FIGURE A1.2

Offre de pétrole dans l'Ouest canadien pour les projections de production



A1.1.1 Régions pétrolifères

Les puits de pétrole et la production sont regroupés géographiquement en fonction des régions délimitées par petroCUBE^{A1} 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.

A1 [PetroCUBE](#) est un service d'analyse en ligne proposé par geoLOGIC Systems.

FIGURE A1.3

Carte des régions pétrolifères de l'Ouest canadien



A1.1.2 Catégorie – Léger ou lourd

Chaque organisme de réglementation provincial 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 ($25,6 \text{ }^\circ\text{API}^{\text{A2}}$) 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. Selon les données sur les puits, tout le pétrole produit en Colombie-Britannique est de type léger et le demeurera.

A2 [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.

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/m³ (18,1 °API). La densité du pétrole léger produit dans la région de Kindersley varie entre 840 et 875 kg/m³ (36,8 et 30,1 °API), tandis que le pétrole lourd dans cette même région présente une densité se situant entre 949 et 996 kg/m³ (17,5 et 10,4 °API). Dans la région de Swift Current, la densité de la production des puits va de 885 à 997 kg/m³ (28,2 à 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 à 26,3 °API), donc léger et cette appellation est aussi adoptée par l'organisme de réglementation saskatchewanais dans ce cas. Toujours dans la même 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 à 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 formations schisteuses

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 formations schisteuses.

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** : Après 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 formations schisteuses 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 à partir de ce moment. 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 ou 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 projections de production pour ces projets sont plutôt fondées sur les tendances récentes à cet égard 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 (région 14)
- Midale (région 14)
- Zama (région 10)

D'autres projets de récupération assistée des 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 la production de condensats est incluse dans un rapport distinct sur l'[avenir énergétique](#).

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 formations schisteuses, soient plus restreintes et que les tendances en matière de diminution de la production ne soient pas aussi bien définies. Lorsque possible, 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 quand il a fallu prédire le rendement de tels regroupements 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 visant à projeter la production de pétrole 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 regroupement (région/catégorie/type/zone/année du puits) de telle manière que deux jeux de paramètres sont élaborés.

1. Paramètres de diminution d'un groupe - Attentes quant à la production d'un groupe de puits de pétrole dans son intégralité
2. Paramètres de diminution d'un puits moyen - Attentes quant à la production d'un puits de pétrole moyen du regroupement chaque année

Les paramètres de diminution, d'un groupe et d'un puits moyen, découlant de cette analyse se trouvent aux annexes A3.3 ainsi que A4.1 et A4.2.

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 et un ensemble de données historiques sur la production d'un puits moyen.

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

- Après addition, la production de pétrole de chaque regroupement 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 regroupement dans le contexte de la production cumulative.

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

- La production historique mensuelle de pétrole de chaque puits du regroupement est intégrée à une base de données.
- Pour chaque puits, les mois de production sont normalisés de telle manière que celui 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 regroupement.

-
- Ces données mènent à une représentation graphique de la production quotidienne de pétrole d'un puits moyen pour chaque regroupement dans le contexte de la production cumulative.

Une fois établie la production historique d'un puits moyen pour chaque regroupement et chaque année, on évalue chacun des puits moyens en séquence, de 2000 à 2016.

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

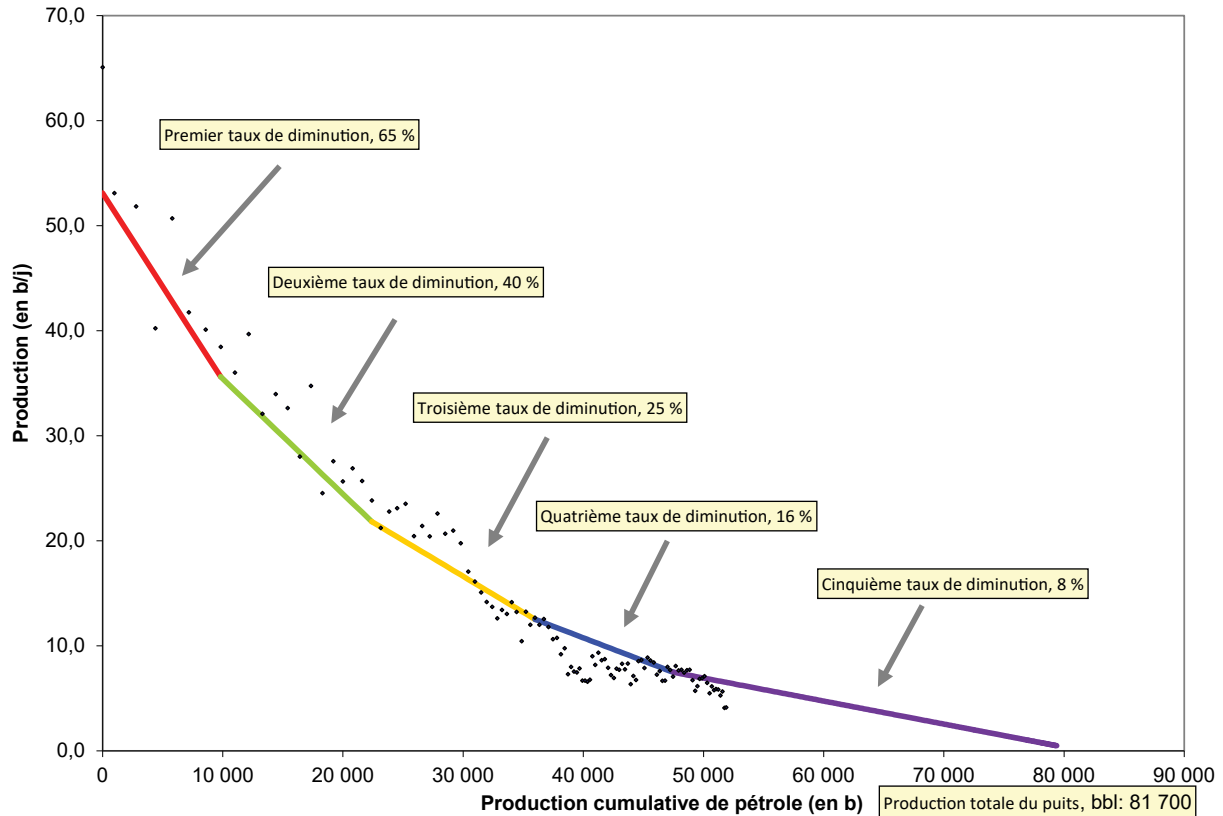
Pour chaque année de puits, la représentation graphique de la production quotidienne dans le contexte de la production cumulative d'un puits moyen est d'abord examinée pour cerner l'information suivante :

- 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 A1.4 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 A1.4

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.

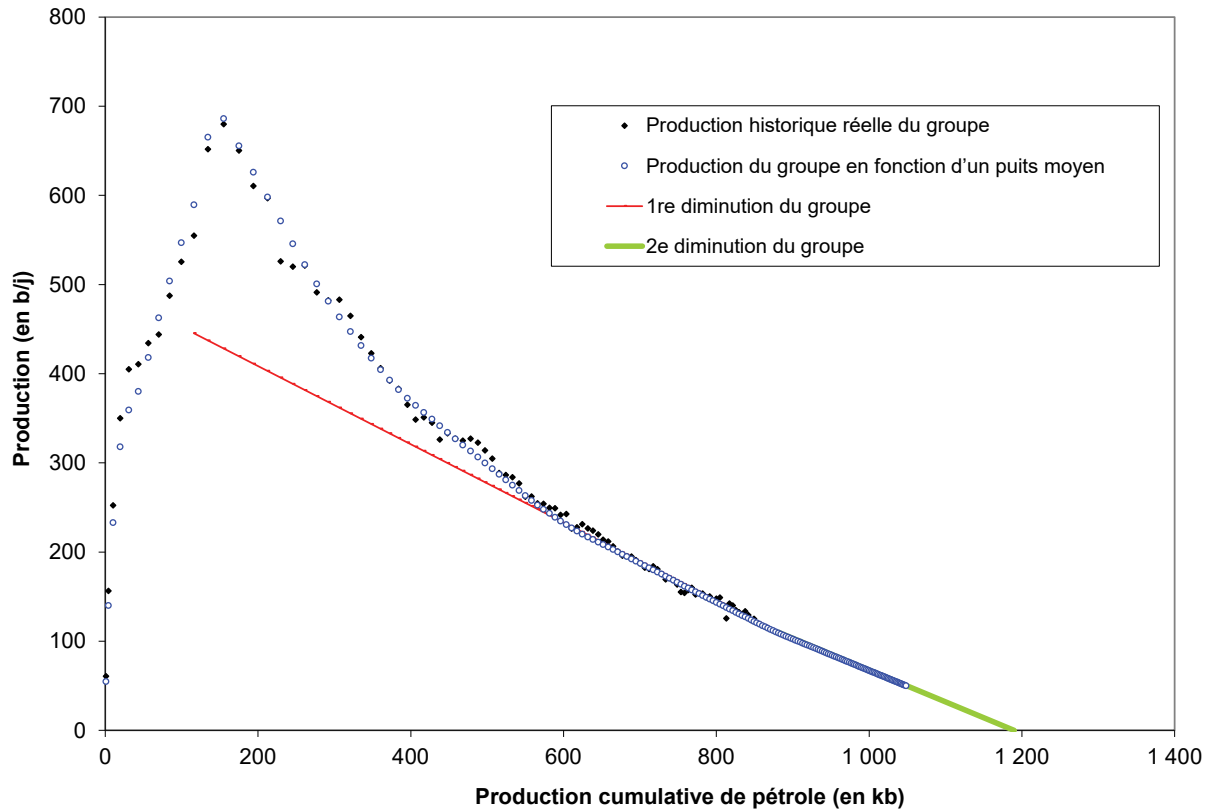
L'annexe A4 présente les paramètres de diminution estimatifs des puits moyens.

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 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 A1.5

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 (s'il y a lieu);
- nombre de mois avant le deuxième taux de diminution (s'il y a lieu);
- troisième taux de diminution (s'il y a lieu);
- nombre de mois avant le troisième taux de diminution (s'il y a lieu);
- quatrième taux de diminution (s'il y a lieu);
- nombre de mois avant le quatrième taux de diminution (s'il y a lieu);
- cinquième taux de diminution (s'il y a lieu)
- nombre de mois avant le cinquième taux de diminution (s'il y a lieu)

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 1^{er} janvier 2017. Les paramètres de diminution d'un groupe servent à prévoir la production des puits de pétrole existants.

Dans le cas de regroupements 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 regroupements de puits forés avant 1999. Un taux de diminution unique suffit alors pour la durée de vie productive restante du regroupement et le rendement attendu pour un puits moyen a peu d'influence sur la détermination des paramètres du groupe.

Pour les regroupements de puits forés plus récemment (2014, 2015, etc.), il est peu probable que les données historiques réelles de production du groupe constituent un bon fondement pour déterminer la production de pétrole 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 1^{er} janvier 2017. Pour les puits futurs, la production de pétrole projetée 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.

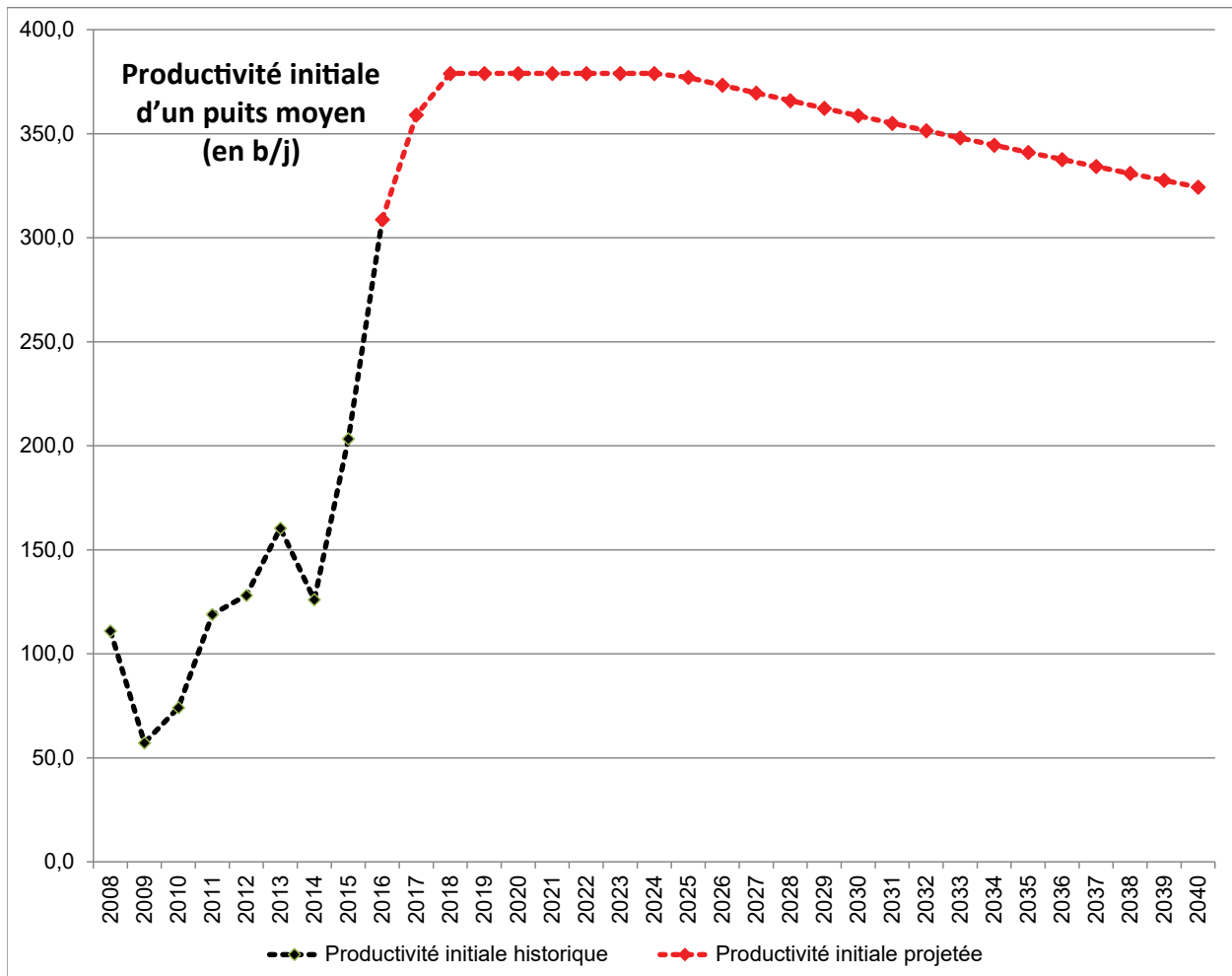
A1.2.2.1 Rendement des puits futurs

Le rendement des puits de pétrole futurs est obtenu pour chaque regroupement 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 regroupements, la productivité initiale d'un puits de pétrole moyen diminue au fil du temps. Récemment toutefois, dans le cas de regroupements produisant du pétrole classique ou tiré 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 léger de réservoirs étanches Colorado-Mannville-Jurassique-Trias de Peace River. Pour les puits de pétrole futurs, ce taux est évalué en extrapolant les tendances observées dans chaque regroupement, en tenant compte des facteurs technologiques en présence et des contraintes possibles au chapitre de la récupération. Les annexes A4.1 et A4.2 traitent de la productivité initiale historique ainsi que projetée d'un puits de pétrole moyen à l'égard de regroupements futurs.

FIGURE A1.6

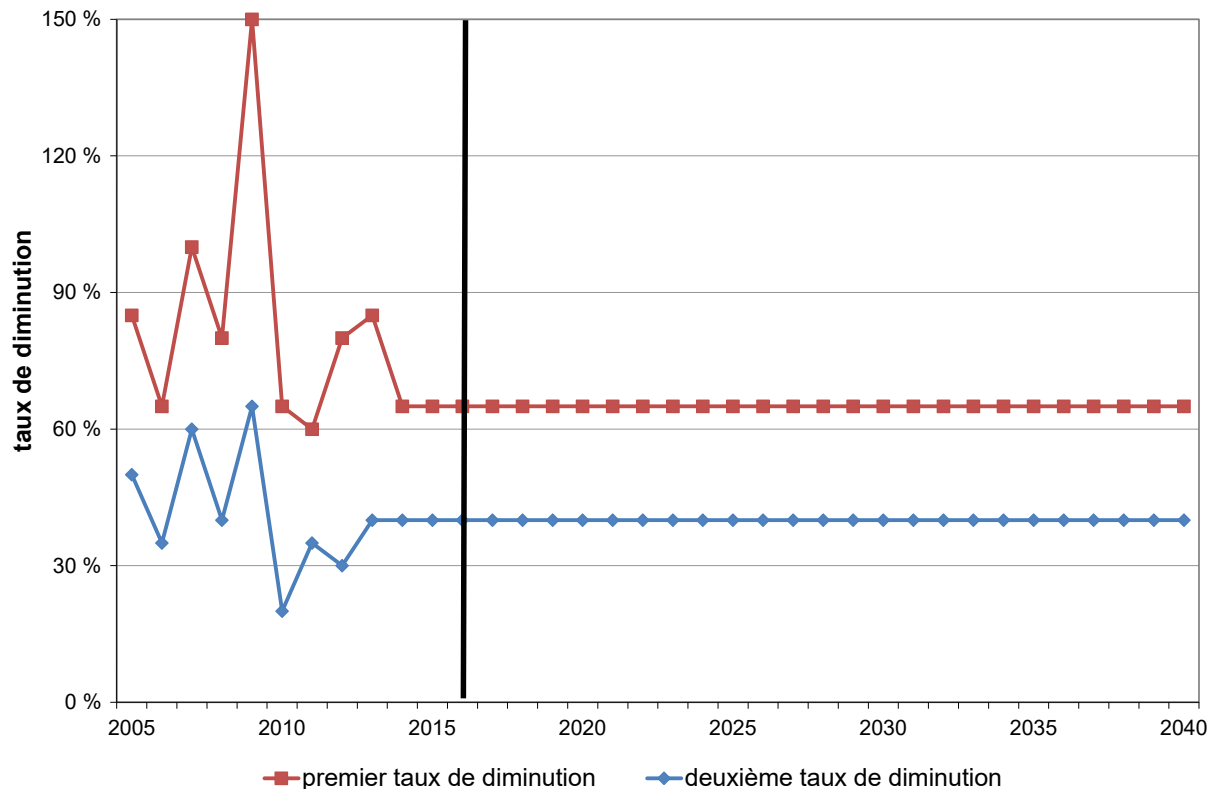
Exemple de productivité initiale d'un puits moyen selon l'année - Pétrole léger de réservoirs étanches Colorado-Mannville-Jurassique-Trias de Peace River



Les paramètres clés de diminution des projections de production à court terme sont les premier et deuxième taux de diminution de même que le nombre de mois avant ce dernier. La figure A1.7 présente les valeurs historiques et projetées de ces paramètres pour un puits moyen de pétrole lourd classique Mannville-Jurassique-Trias de 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 lourd classique Mannville-Jurassique-Trias de l'Est de l'Alberta



A1.2.2.2 Nombre de puits futurs

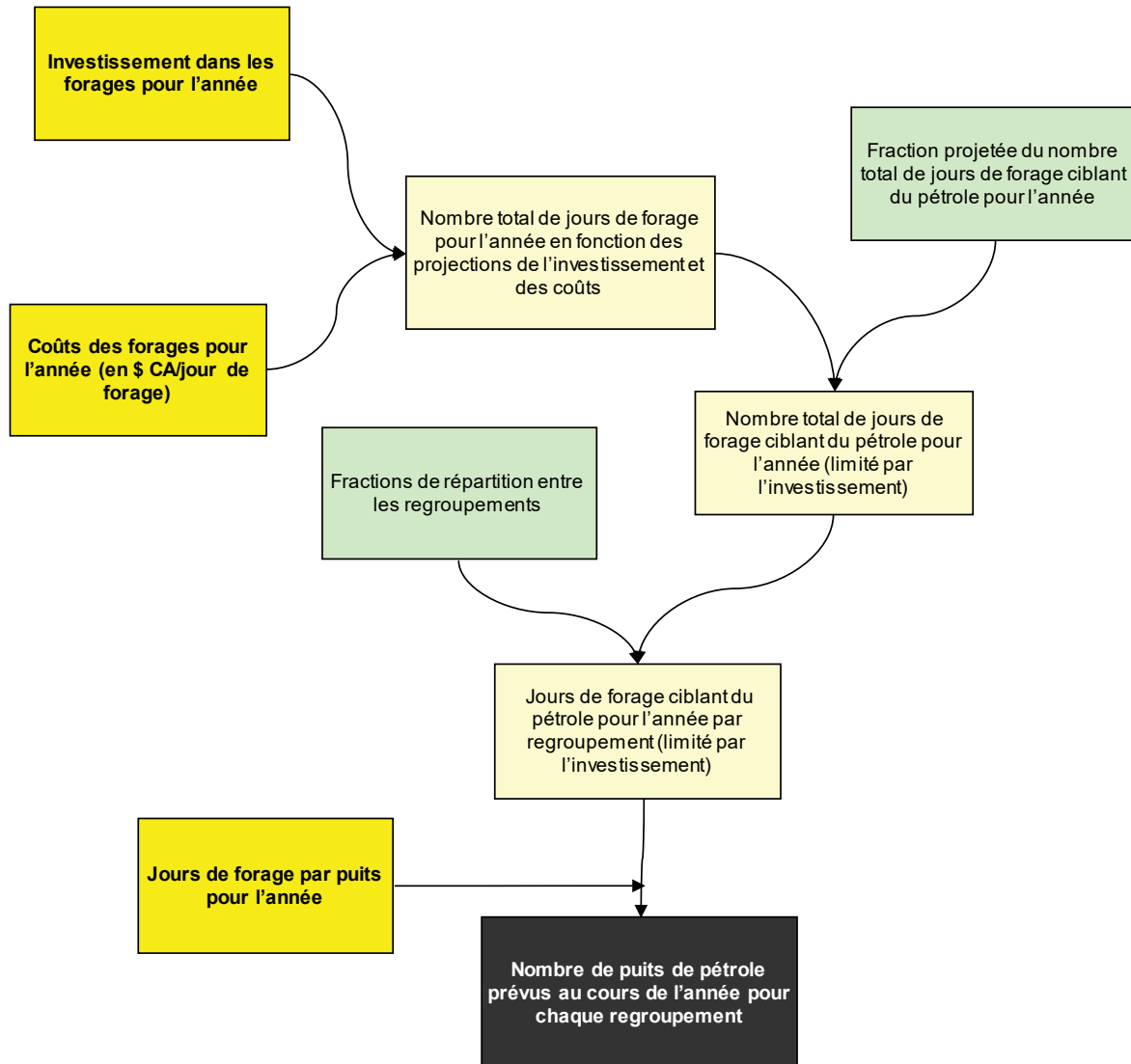
Afin de prévoir le nombre de puits de pétrole futurs il faut évaluer le nombre de ceux qui seront forés et entreront en production annuellement pour chaque regroupement.

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 regroupements. 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 regroupements. 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 renferme des tableaux avec les données historiques (jours de forage et fractions) ainsi que les projections en fonction des fractions. Le nombre de puits de pétrole forés pour un regroupement donné au cours d'une année correspond au quotient des jours de forage attribués à ce même regroupement divisés par le nombre moyen de jours de forage par puits.

FIGURE A1.8

Diagramme illustrant la méthode de projection du nombre de forages



Annexe A2 – Paramètres de diminution – Résultats

A2.1 Production des puits de pétrole existants

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

Quel que soit le regroupement, les paramètres de production future sont le taux de production en décembre 2016 et jusqu'à cinq taux de diminution future s'appliquant à des périodes précises. En ce qui concerne les regroupements 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 décrire la production 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 regroupements de puits plus récents.

La production future des regroupements équivaldrait à celle qui serait affichée par le BSOC si aucun nouveau puits de pétrole n'était ajouté après 2016.

A2.2 Production des puits de pétrole futurs

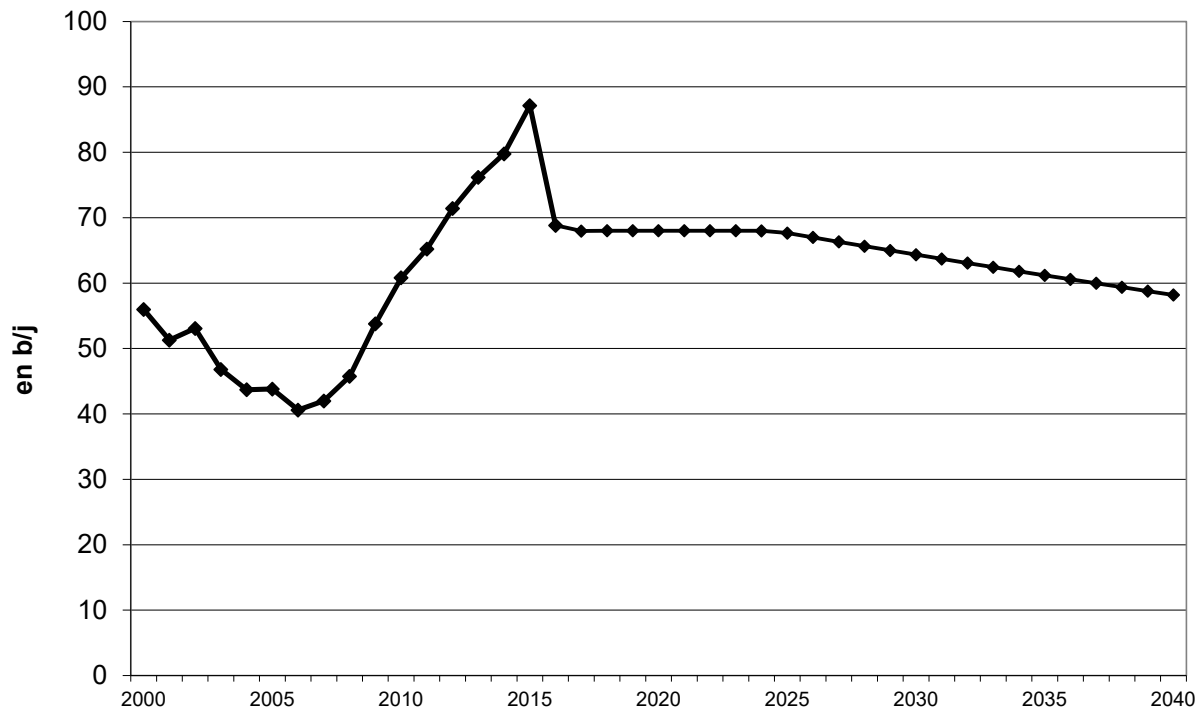
La production des puits de pétrole existants est beaucoup plus facile à projeter que celle des puits futurs. La principale source d'incertitude est alors le nombre de forages de puits ciblant du pétrole qui seront réalisés. Divers scénarios sont analysés pour tenir compte de cette incertitude.

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 2015 compte tenu de l'attrait exercé par réservoirs se trouvant à des profondeurs plus grandes. La production initiale moyenne a régressé en 2016 en raison du plus grand nombre de puits moins profonds (dont les taux de productivité sont moindres) forés en Saskatchewan. Elle demeure ensuite uniforme jusqu'en 2025 avant l'amorce d'un nouveau recul progressif compte tenu de l'arrivée à maturité des gisements et de la diminution des zones plus prometteuses à viser.

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.

Le rendement moyen projeté des puits est le même dans les six scénarios évalués dans le présent rapport. Pour sa part, la production 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.

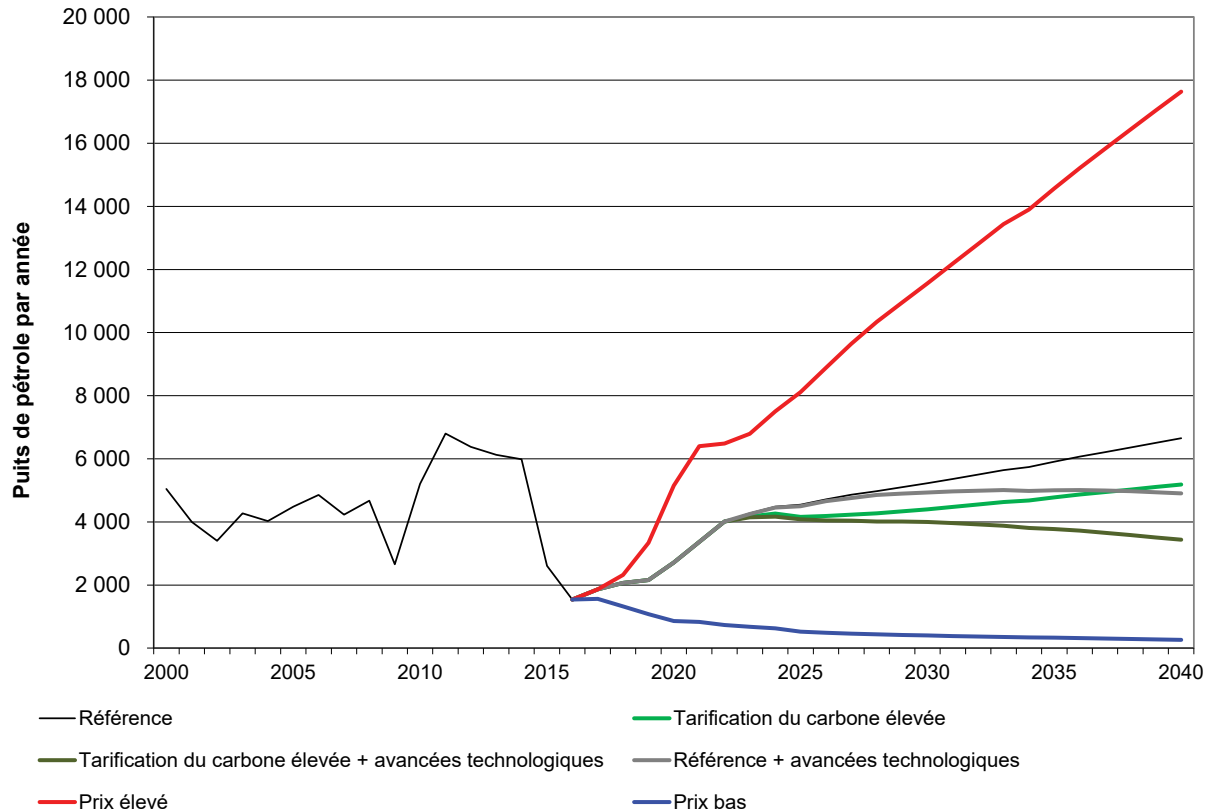
A2.2.2 Nombre de puits de pétrole futurs

Les activités de forage dans un scénario donné dépendent des prix du pétrole attendus. La figure A.2.2 indique le nombre prévu de puits ciblant du pétrole pour tous les regroupements dans chaque scénario.

L'[annexe B](#) présente des calculs détaillés des prévisions quant au nombre annuel de jours de forage et puits de pétrole pour chaque regroupement selon le scénario.

FIGURE A 2.2

Puits de pétrole selon le scénario



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

Tel qu'il est indiqué à l'annexe A1.1.5, les projections de production de pétrole pour les projets thermiques comme de récupération assistée des hydrocarbures par injection de CO₂ sont fondées sur une extrapolation des tendances antérieures et sur les plans déjà annoncés par les producteurs. La production des projets de récupération assistée des hydrocarbures en Saskatchewan croît de façon substantielle pendant la période de projection.

Annexe A3 – Index et paramètres de diminution pour les regroupements de puits de pétrole existants

T A B L E A U 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 | Mnvl | 06;07;08 |
| Jurassique | Jur | 09 |
| Trias supérieur | TrSup | 10 |
| Trias inférieur | TrInf | 11 |
| Trias | Tr | 10;11 |
| Permien | Perm | 12 |
| Mississippien | Miss | 13 |
| Dévonien supérieur | DévSup | 14 |
| Dévonien moyen | DévMoy | 15 |
| Dévonien inférieur | DévInf | 16 |
| Silurien/Ordovicien | Sil | 17 |
| Cambrien | Cambr | 18 |
| Précambrien | Précambr | 19 |

T A B L E A U A 3 . 2

Index des regroupements

| 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 |
| Lloydminster en Alberta | 02 | Lourd | Classique | 03;04;05 |
| Lloydminster en Alberta | 02 | Lourd | Classique | 06 |
| Lloydminster en Alberta | 02 | Lourd | Classique | 07;08 |
| Lloydminster en Alberta | 02 | Lourd | Classique | 13 |
| Lloydminster en Alberta | 02 | Lourd | Classique | 14 |
| Lloydminster en Alberta | 02 | Lourd | Réservoirs étanches | 03;04;05;06;07;08 |
| Lloydminster en Alberta | 02 | Lourd | Réservoirs étanches | 13;14 |
| Lloydminster en Alberta | 02 | Léger | Classique | 03;04;05 |
| Lloydminster en Alberta | 02 | Léger | Classique | 06 |
| Lloydminster en Alberta | 02 | Léger | Classique | 07;08 |
| Lloydminster en Alberta | 02 | Léger | Classique | 13;14 |
| Lloydminster en Alberta | 02 | Léger | Réservoirs étanches | 03;04;05;06 |

| | | | | |
|-------------------------|----|-------|---------------------|----------------------|
| Lloydminster en Alberta | 02 | Léger | Réservoirs étanches | 07;08 |
| Lloydminster en 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 |
| 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 |
| Foothills | 06 | Lourd | Classique | 03;04;05;06;07;08;09 |
| Foothills | 06 | Lourd | Classique | 13;14 |
| Foothills | 06 | Lourd | Réservoirs étanches | 03;04;05;06;07;08;09 |

| | | | | |
|--------------------|----|-------|---------------------|----------------------|
| Foothills | 06 | Lourd | Réservoirs étanches | 13;14 |
| Foothills | 06 | Léger | Classique | 03;04;05;06;07;08;09 |
| Foothills | 06 | Léger | Classique | 13;14 |
| Foothills | 06 | Léger | Réservoirs étanches | 03;04;05;06;07;08;09 |
| Foothills | 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 |
| Rivière de la Paix | 08 | Lourd | Classique | 03;04;05 |
| Rivière de la Paix | 08 | Lourd | Classique | 06;07 |
| Rivière de la Paix | 08 | Lourd | Classique | 08 |
| Rivière de la Paix | 08 | Lourd | Classique | 09;10;11 |
| Rivière de la Paix | 08 | Lourd | Classique | 12;13 |
| Rivière de la Paix | 08 | Lourd | Classique | 14 |
| Rivière de la Paix | 08 | Lourd | Classique | 15 |
| Rivière de la Paix | 08 | Lourd | Classique | 16 |
| Rivière de la Paix | 08 | Lourd | Réservoirs étanches | 03;04;05;06;07;08 |
| Rivière de la Paix | 08 | Lourd | Réservoirs étanches | 09;10;11 |
| Rivière de la Paix | 08 | Lourd | Réservoirs étanches | 12;13;14;15;16 |
| Rivière de la Paix | 08 | Léger | Classique | 03;04 |
| Rivière de la Paix | 08 | Léger | Classique | 05 |

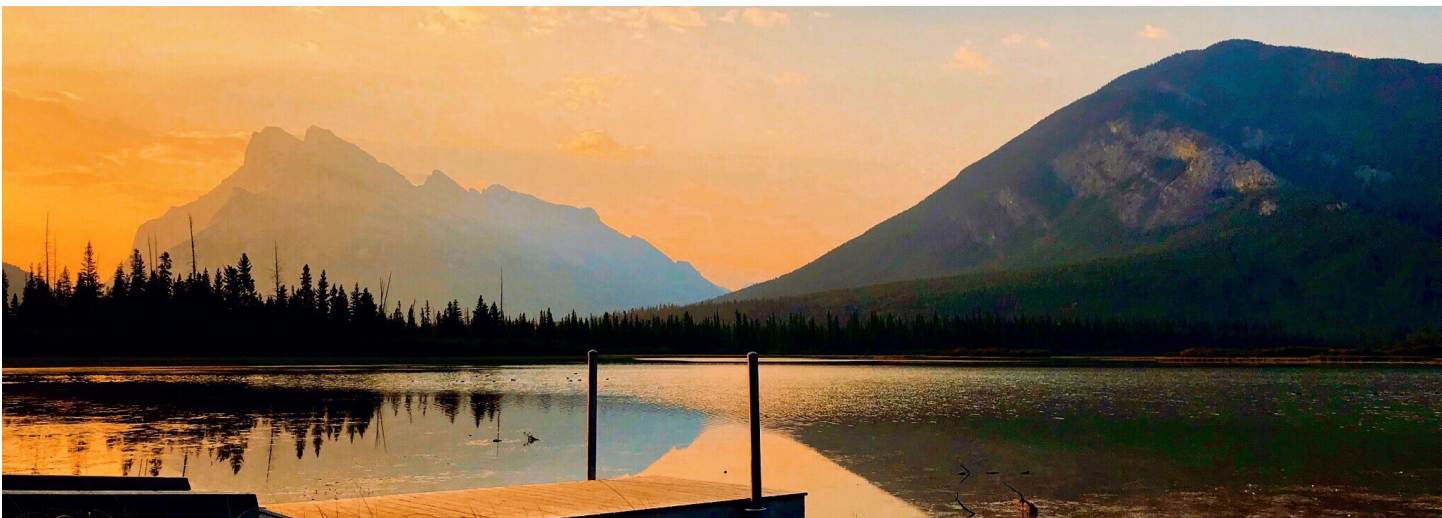
| | | | | |
|-------------------------|----|-------|---------------------|----------------------|
| Rivière de la Paix | 08 | Léger | Classique | 06;07 |
| Rivière de la Paix | 08 | Léger | Classique | 08 |
| Rivière de la Paix | 08 | Léger | Classique | 09;10;11 |
| Rivière de la Paix | 08 | Léger | Classique | 12;13 |
| Rivière de la Paix | 08 | Léger | Classique | 14 |
| Rivière de la Paix | 08 | Léger | Classique | 15 |
| Rivière de la Paix | 08 | Léger | Classique | 16 |
| Rivière de la Paix | 08 | Léger | Réservoirs étanches | 03;04 |
| Rivière de la Paix | 08 | Léger | Réservoirs étanches | 05;06;07;08;09;10;11 |
| Rivière de la Paix | 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 |
| 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 en Saskatchewan | 12 | Lourd | Classique | 03;04;05 |
| Lloydminster en Saskatchewan | 12 | Lourd | Classique | 06 |
| Lloydminster en Saskatchewan | 12 | Lourd | Classique | Celtic Sparky |
| Lloydminster en Saskatchewan | 12 | Lourd | Classique | Sparky |
| Lloydminster en Saskatchewan | 12 | Lourd | Classique | Lashburn |
| Lloydminster en Saskatchewan | 12 | Lourd | Classique | Pikes Peak |
| Lloydminster en Saskatchewan | 12 | Lourd | Classique | Plover Lake |
| Lloydminster en Saskatchewan | 12 | Lourd | Classique | Sandall Colony |
| Lloydminster en Saskatchewan | 12 | Lourd | Classique | Colony |
| Lloydminster en Saskatchewan | 12 | Lourd | Classique | Bolney |
| Lloydminster en Saskatchewan | 12 | Lourd | Classique | 07;08 |
| Lloydminster en Saskatchewan | 12 | Lourd | Classique | Seniac |
| Lloydminster en Saskatchewan | 12 | Lourd | Classique | Onion |
| Lloydminster en Saskatchewan | 12 | Lourd | Classique | Celtic GP |
| Lloydminster en Saskatchewan | 12 | Lourd | Classique | 13 |
| Lloydminster en Saskatchewan | 12 | Lourd | Classique | 14;15 |
| Lloydminster en Saskatchewan | 12 | Lourd | Réservoirs étanches | 03;04;05;06;07;08 |
| Lloydminster en Saskatchewan | 12 | Lourd | Réservoirs étanches | 13;14;15 |
| Lloydminster en Saskatchewan | 12 | Léger | Classique | 03;04;05;06;07;08 |

| | | | | |
|------------------------------|----|-------|---------------------|-------------------------|
| Lloydminster en Saskatchewan | 12 | Léger | Classique | 13;14;15 |
| Lloydminster en Saskatchewan | 12 | Léger | Réservoirs étanches | 03;04;05;06;07;08 |
| Lloydminster en Saskatchewan | 12 | Léger | Réservoirs étanches | 13;14;15 |
| 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 |

Les annexes B et C, au même titre que les annexes A3 et A4, [sont disponibles](#).



© Sa Majesté la Reine du chef du Canada représentée par l'Office national de l'énergie 2018

www.neb-one.gc.ca/avenirenergetique