



Office national
de l'énergie

National Energy
Board

SUPLÉMENT AVENIR ÉNERGÉTIQUE DU CANADA EN 2018



PRODUCTION DE PÉTROLE CLASSIQUE,
DE RÉSERVOIRS ÉTANCHES ET DE SCHISTE

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
Supplément Avenir énergétique du Canada en 2018 –
Production de pétrole classique ou tiré de réservoirs étanches et
de formations schisteuses

NE2-16F-PDF

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 2369-1476

Key title: Energy Futures Supplement
Canada's Energy Future 2018 Supplement: Conventional,
Tight, and Shale Oil Production

NE2-16E-PDF

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

Table de matières

1. Contexte	1
2. Scénario de référence.....	3
3. Tous les scénarios	10
4. Facteurs à considérer.....	12
Annexe.....	13



1. Contexte

La série Avenir énergétique du Canada de l'Office national de l'énergie explore la façon dont divers scénarios énergétiques pourraient se traduire à long terme pour les Canadiens. Les analyses présentées tiennent compte d'un large éventail de répercussions sur l'ensemble de la filière énergétique canadienne. Afin que toutes les facettes du secteur de l'énergie au Canada soient abordées dans un seul document de perspectives d'offre et de demande, l'analyse globale de la production de pétrole brut, de gaz naturel et de liquides de gaz naturel (« LGN ») est effectuée sommairement. Une série de rapports supplémentaires traite des incidences propres à l'offre pour fournir davantage de précisions.

Les prix du pétrole constituent un déterminant de premier plan dans la production à venir et ils comptent aussi parmi les principales incertitudes liées aux projections dans le rapport [Avenir énergétique du Canada en 2018 –Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040](#) (« Avenir énergétique 2018 »). Les prix du pétrole brut peuvent varier 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.

La présente analyse repose sur l'hypothèse qu'à long terme, les marchés seront en mesure d'absorber toute l'énergie produite. À court terme, le manque de capacité pipelinère pour l'exportation a été pris en compte dans les hypothèses de prix des bruts de l'Ouest canadien. Il est difficile de prédire à quel moment et dans quelle ampleur les nouveaux marchés émergeront, si la croissance de la demande sera supérieure ou inférieure à la production locale, si des possibilités d'exportation et d'importation se présenteront ou si de nouvelles infrastructures de transport seront construites, d'où la formulation d'hypothèses simplificatrices. Donc, comme tous les rapports Avenir énergétique, l'analyse suppose que tout écart à court terme sera comblé à long terme.

La série de rapports supplémentaires sur le gaz naturel, le pétrole brut et les LGN s'articule autour de quatre scénarios du rapport Avenir énergétique.

Tableau 1.1 – Hypothèses et scénarios du rapport Avenir énergétique 2018 sur la production de gaz naturel et de pétrole brut

Variables	Référence	Prix élevé	Prix bas	Avancées technologiques
Prix du pétrole	Modéré	Élevé	Bas	Modéré
Prix du gaz	Modéré	Élevé	Bas	Modéré
Tarification du carbone	Prix nominal fixe de 50 \$ CAN/t	Prix nominal fixe de 50 \$ CAN/t	Prix nominal fixe de 50 \$ CAN/t	Accroissement des coûts du CO ₂ jusqu'à un montant nominal de 336 \$ CAN/t en 2040
Avancées technologiques	Hypothèse du scénario de référence	Hypothèse du scénario de référence	Hypothèse du scénario de référence	Adoption accélérée
Notes	Fondé sur une perspective économique actuelle et sur une vision modérée des prix de l'énergie	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.		Tient compte de l'incidence d'une adoption élargie de certaines technologies émergentes sur la filière énergétique canadienne, notamment des avancées technologiques pour l'exploitation des sables bitumineux et l'impact sur la filière énergétique canadienne d'une tarification élevée du carbone.

Le présent rapport supplémentaire sur la production de pétrole classique, de pétrole de réservoirs étanches et de pétrole de schiste au Canada¹ expose en détail le scénario de référence ainsi que les résultats des trois autres scénarios. L'accélération des avancées technologiques, dans les scénarios correspondants, appliquées à l'offre énergétique se concentre sur les progrès réalisés dans l'utilisation de solvants pour l'exploitation des sables bitumineux, sans modifier les hypothèses relatives aux technologies employées pour la production d'autres types de pétrole. Dans les scénarios de prix élevé et de prix bas, les hypothèses sur les prix du pétrole diffèrent grandement de celles des autres scénarios.

L'annexe décrit les méthodes et les hypothèses employées pour faire des projections de la production et renferme des ensembles de données détaillés pour tous les scénarios – nombre de puits forés par année, paramètres propres à la courbe de diminution de leur production, production mensuelle – par regroupements. L'annexe se trouve dans le présent document; les données qu'elle contient et les données des tableaux du rapport supplémentaire sont [accessibles ici](#).

1 Ne comprend pas les condensats.



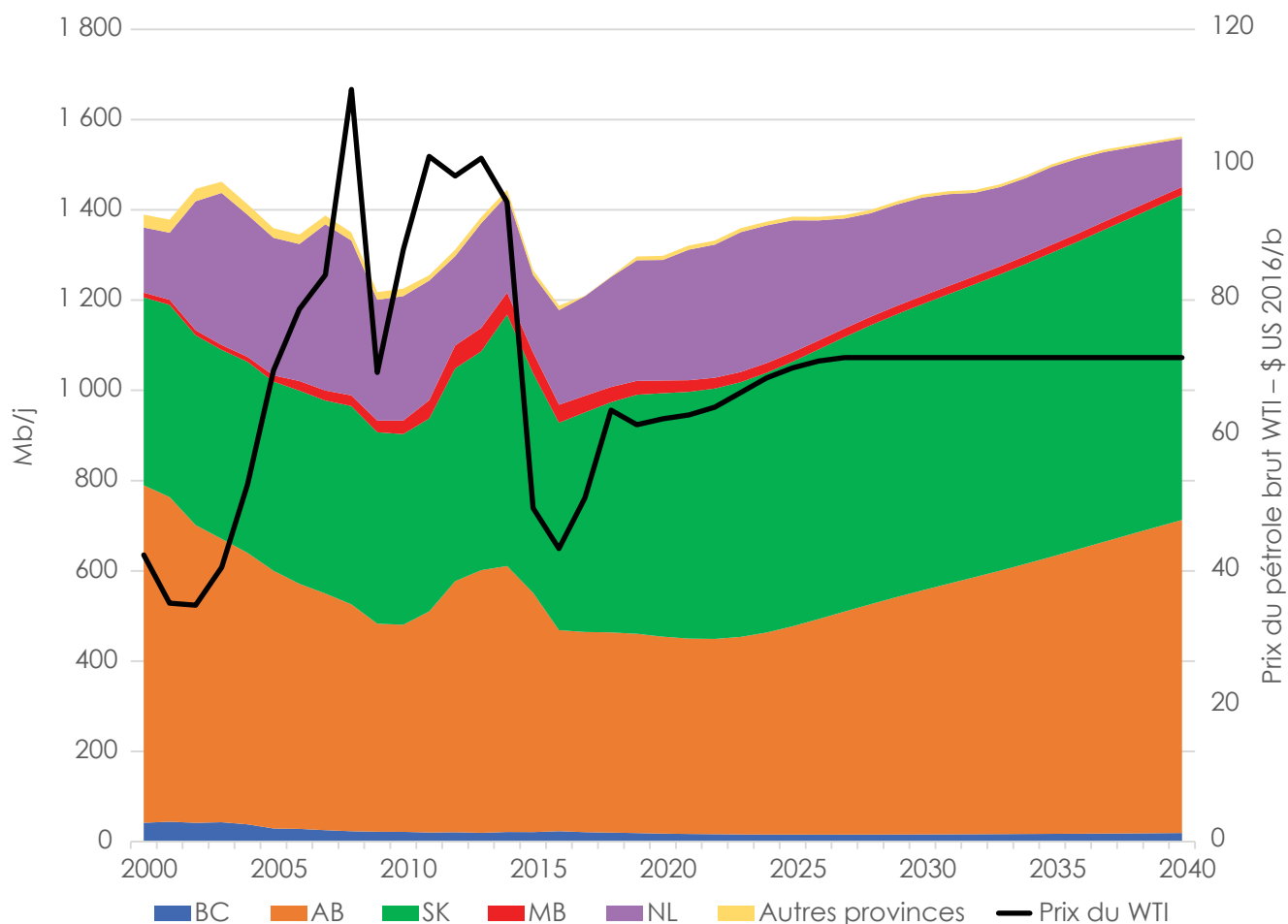
2. Scénario de référence

2.1 Production de pétrole classique, de pétrole de réservoirs étanches et de pétrole de schiste selon la province

- La figure 2.1 illustre la production selon la province envisagée dans le scénario de référence². Comparativement aux années 2010 à 2014, les prix du pétrole ont connu une très forte baisse ces dernières années, qui s'est traduite par une diminution de la production totale. On prévoit, à partir de 2018, une hausse graduelle du prix du brut West Texas Intermediate ou WTI (pétrole brut de référence américain), qui pourrait atteindre 75 \$ 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 un accroissement de la production attribuable à l'ajout d'un nombre suffisant de nouveaux puits pour combler le déficit de production des puits existants et même davantage. Dans cette région en 2017, la production quotidienne se situait à 157 milliers de mètres cubes (« 10³m³/j »), soit 0,99 million de barils (« Mb/j ») et elle devrait augmenter de 47 % d'ici 2040 pour atteindre 231 10³m³/j (1,45 Mb/j).

² Ne comprend pas le bitume et le pétrole synthétique issus des sables bitumineux en Alberta. Voir le [Supplément Avenir énergétique du Canada en 2018 – Production tirée des sables bitumineux](#) pour tous les détails.

Figure 2.1 Production excluant les sables bitumineux et prix selon le scénario de référence



- L'année 2016 a été la première qui a vu, exception faite 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, 50 % de la production totale dans l'ouest du Canada est saskatchewanaise. La croissance est largement attribuable aux projets thermiques de production de pétrole lourd dans cette province (la section 2.3 fournit des précisions à ce sujet).
- La Colombie-Britannique et le Manitoba produisent de faibles quantités de pétrole classique et 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 l'entrée en exploitation du projet Hebron et le forage de nouveaux puits à des installations existantes. Après avoir atteint un sommet de $49 \times 10^9 \text{ m}^3/\text{j}$ ($310 \text{ kb}/\text{j}$) en 2023, cette production commence à régresser, des gisements arrivant à maturité. Le scénario de référence suppose deux découvertes extracôtières à caractère générique qui entrent successivement en production en 2028 et 2034. Dans le Nord du Canada et en Ontario, la production de pétrole continue de diminuer graduellement pendant la période de projection. Dans le présent rapport, la production de condensats en Nouvelle-Écosse cesse en 2020, résultat de la désaffectation des plateformes extracôtières.

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

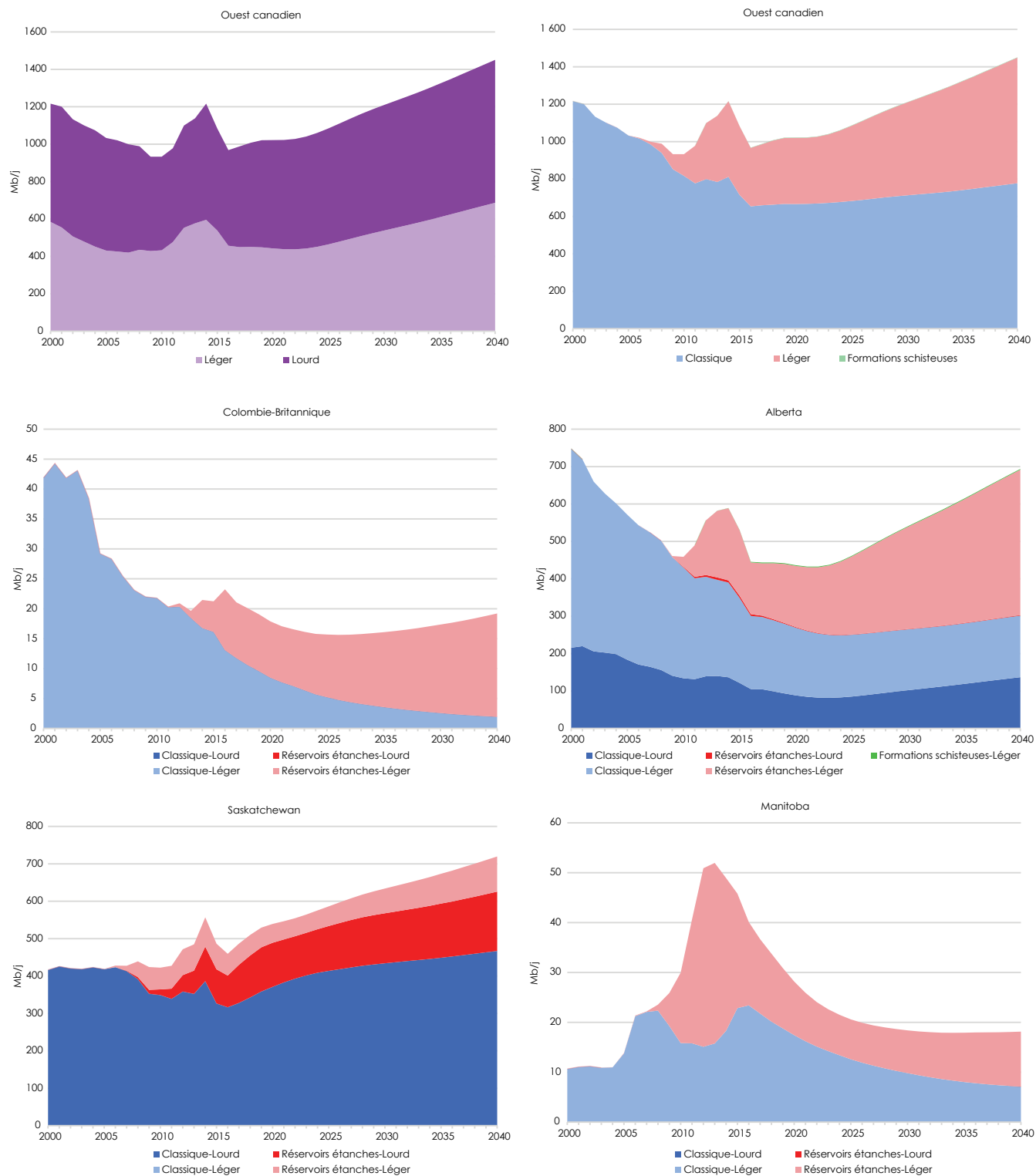
- Compte non tenu de la production tirée des sables bitumineux, depuis l'an 2000, dans l'Ouest canadien, le pétrole lourd représentait entre 49 % et 58 % de la production, celle du pétrole léger comptant pour le reste³. En 2017, le pétrole lourd constituait 54 % de la production, et on prévoit que ce pourcentage atteindra 58 % en 2023 avec une présence toujours plus marquée des projets thermiques en Saskatchewan. La part du pétrole lourd redescend ensuite à 53 % d'ici 2040, la production de ces projets se stabilisant et la croissance de la production de pétrole léger surpassant celle du lourd. La production totale de pétrole lourd et de pétrole léger augmente après 2020, tout comme celle de pétrole classique, de pétrole de réservoirs étanches et de pétrole de schiste⁴. On observe toutefois des différences 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 une large part des ressources gazières du pays se trouve dans cette province, qui produit beaucoup de gaz naturel (voir le [Supplément Avenir énergétique du Canada en 2018 – Production de gaz naturel](#)), la quantité de pétrole qu'elle produit est faible.
- La plus grande partie de la production de pétrole ne provenant pas des sables bitumineux en Alberta est, et continuera d'être, du pétrole léger. L'essentiel de la croissance de la production pendant la période de projection devrait provenir de l'ouest et du centre de cette province. Le recours accru au forage horizontal et à la [fracturation hydraulique en plusieurs étapes](#) au cours des dix dernières années se traduit par une hausse de la production de pétrole de réservoirs étanches, qui occupera une part toujours plus grande de la production totale. En 2017, le pétrole classique représentait 67 % de tout le pétrole produit en Alberta, compte non tenu des sables bitumineux. Cette proportion baisse à 54 % d'ici 2040, tandis que celle du pétrole de réservoirs étanches augmente à 46 %.
- Le pétrole lourd classique compte pour la plus grande partie de la production de la Saskatchewan, qui accapare une part beaucoup plus grande pendant la période de projection en raison de la croissance attendue des projets thermiques (voir la section 2.3). La province continuera aussi de produire du pétrole de réservoirs étanches avec l'aménagement de 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 de réservoirs étanches au Manitoba a reculé. Cependant, elle augmentera légèrement plus on avance dans la période de projection à la suite d'une hausse attendue des prix, qui devraient demeurer assez élevés pour que la production de nouveaux puits comble celle en baisse des puits existants et même davantage. La production de pétrole classique reculera pendant la période de projection.

3 Voir l'[annexe A1.1.2](#) pour une ventilation de la production de pétrole léger et de pétrole lourd selon la province.

4 Voir l'[annexe A1.1.3](#) pour une ventilation de la production de pétrole classique, de pétrole de réservoirs étanches et pétrole de schiste.

5 Voir les [annexes C1.1 à C1.4](#) pour la production mensuelle des différents regroupements selon le scénario.

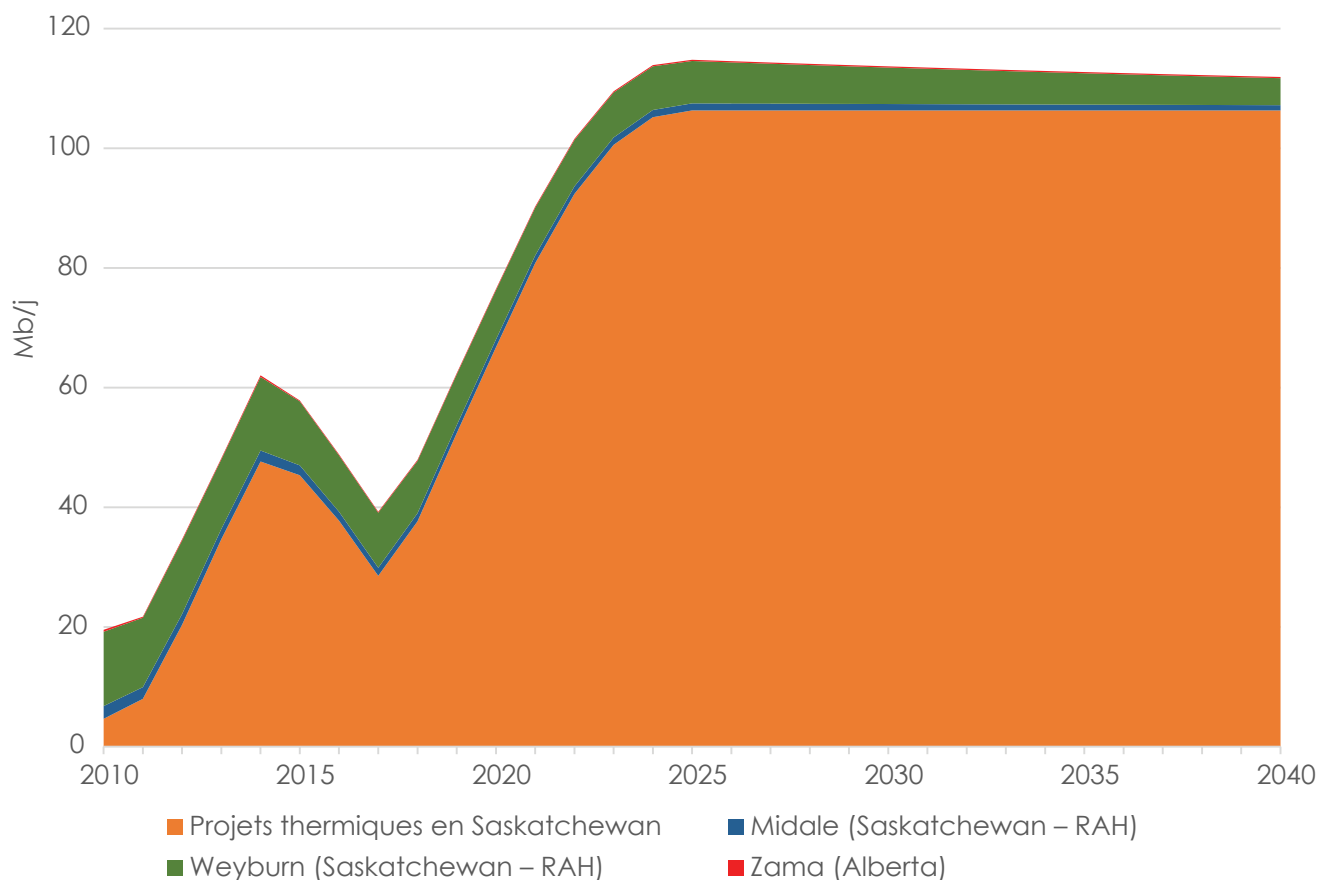
Figure 2.2 Production par catégorie, type et province selon le scénario de référence



2.3 Projets thermiques et projets de récupération assistée des hydrocarbures en Saskatchewan

- La croissance prévue de la production de pétrole lourd classique en Saskatchewan est attribuable à un recours toujours plus grand à la technique du [drainage par gravité au moyen de vapeur](#) (« DGMV »). Dans cette province, on emploie actuellement des procédés thermiques pour l'exploitation de pétrole lourd dans 15 projets, une hausse avoisinant le simple au triple par rapport à 2012. Un peu comme pour les sables bitumineux, la production provenant de ces projets permet d'éviter un déclin rapide des puits de pétrole lourd classique. Les revenus qui en découlent incitent les producteurs à engager de nouvelles dépenses en immobilisations, ce qui soutient 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 étudiée.
- 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 en exploitation à Weyburn et à Midale, commence à ralentir quelque peu, une tendance qui devrait se poursuivre tout au long de la période de projection.

Figure 2.3 Projets thermiques et projets de RAH



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

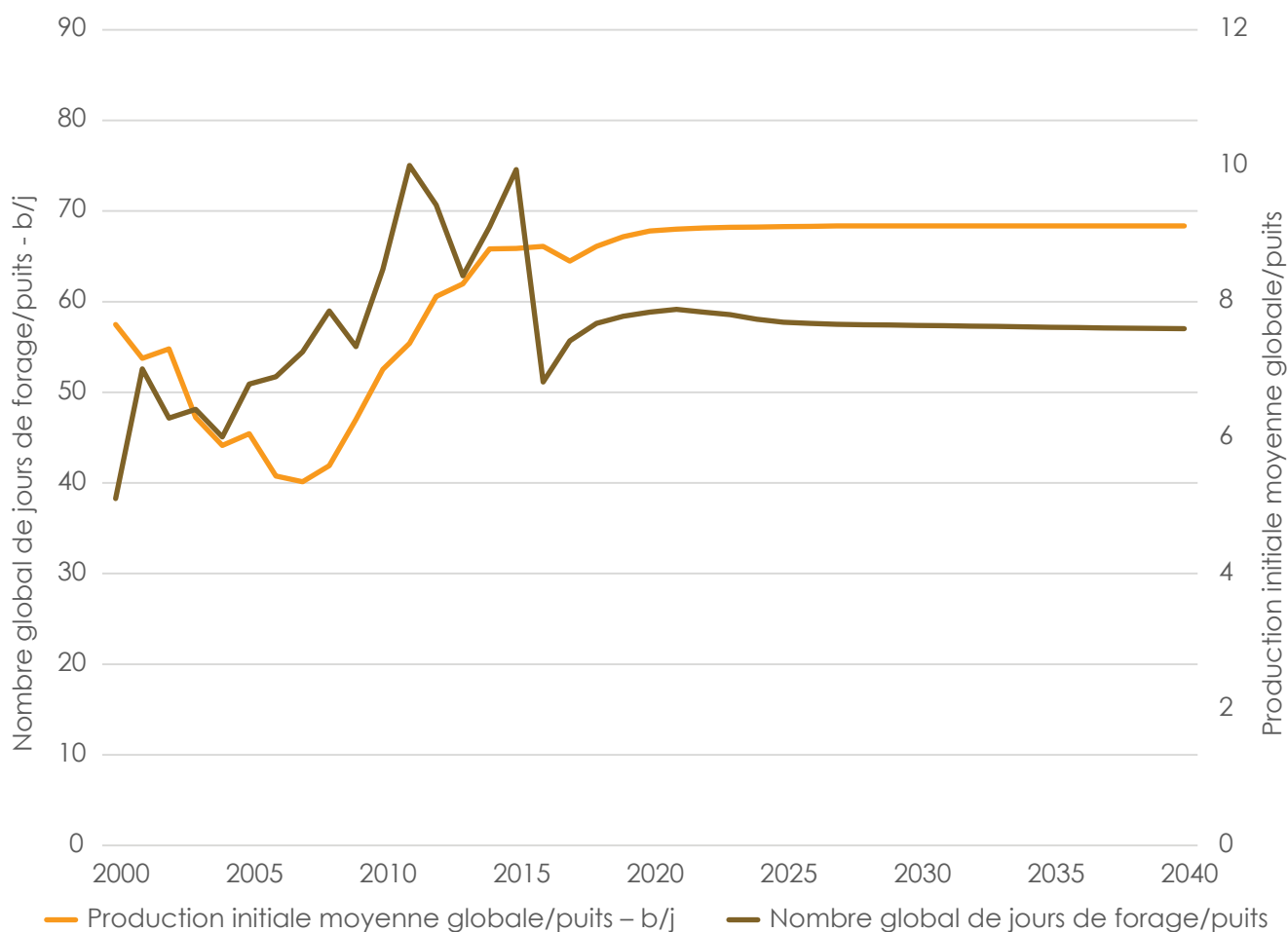
- En raison de l'utilisation accrue des techniques de forage horizontal et de [fracturation hydraulique en plusieurs étapes](#) depuis dix ans, le nombre moyen de jours pour forer un puits de pétrole⁶ dans l'Ouest canadien a jusqu'à récemment augmenté dans la plupart des cas. Des complétions de puits plus complexes et l'augmentation du nombre de jours de forage entraînent une hausse des coûts. En 2006, il fallait en moyenne 6,9 jours pour forer et compléter un puits. Durant les années qui ont suivi, cette durée a grimpé à 8 à 10 jours par puits de 2011 à 2015. En 2017, pour diverses raisons, la moyenne a diminué pour se situer à 7,4 jours de forage par puits, notamment parce que le forage des puits des projets thermiques en Saskatchewan ne prend que quelques jours et parce que des gains d'efficacité ont été réalisés. Le nombre de jours de forage par puits demeure relativement stable pendant la période de projection, et l'aménagement de projets thermiques pour l'exploitation de pétrole lourd en Saskatchewan est contrebalancé par un nombre supérieur de forages de puits classiques ou de réservoirs étanches, résultat de la hausse des prix du pétrole⁷.
- L'importance accrue de 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 2007, à 40 barils par jour (« b/j »), ce qui s'explique par le fait que beaucoup de puits verticaux à faible profondeur ont été forés et que leur production est généralement inférieure à celle des gisements plus profonds. En 2014, dans l'Ouest canadien, la moyenne de production initiale atteignait 66 b/j. En 2017, elle se situait à 64 b/j. Elle augmente au début de la période de projection, pour atteindre 68 b/j en 2020, et demeure stable par la suite⁸.

6 Puits de pétrole classique, de pétrole de réservoirs étanches et de pétrole de schiste, donc exclusion faite des projets d'exploitation des sables bitumineux, de puits d'injection, de puits d'eau, etc.

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

8 Les données historiques et les projections sur les jours de forage et 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 canadien⁹



9 Puits de pétrole classique, de pétrole de réservoirs étanches et de pétrole de schiste, compte non tenu des sables bitumineux.



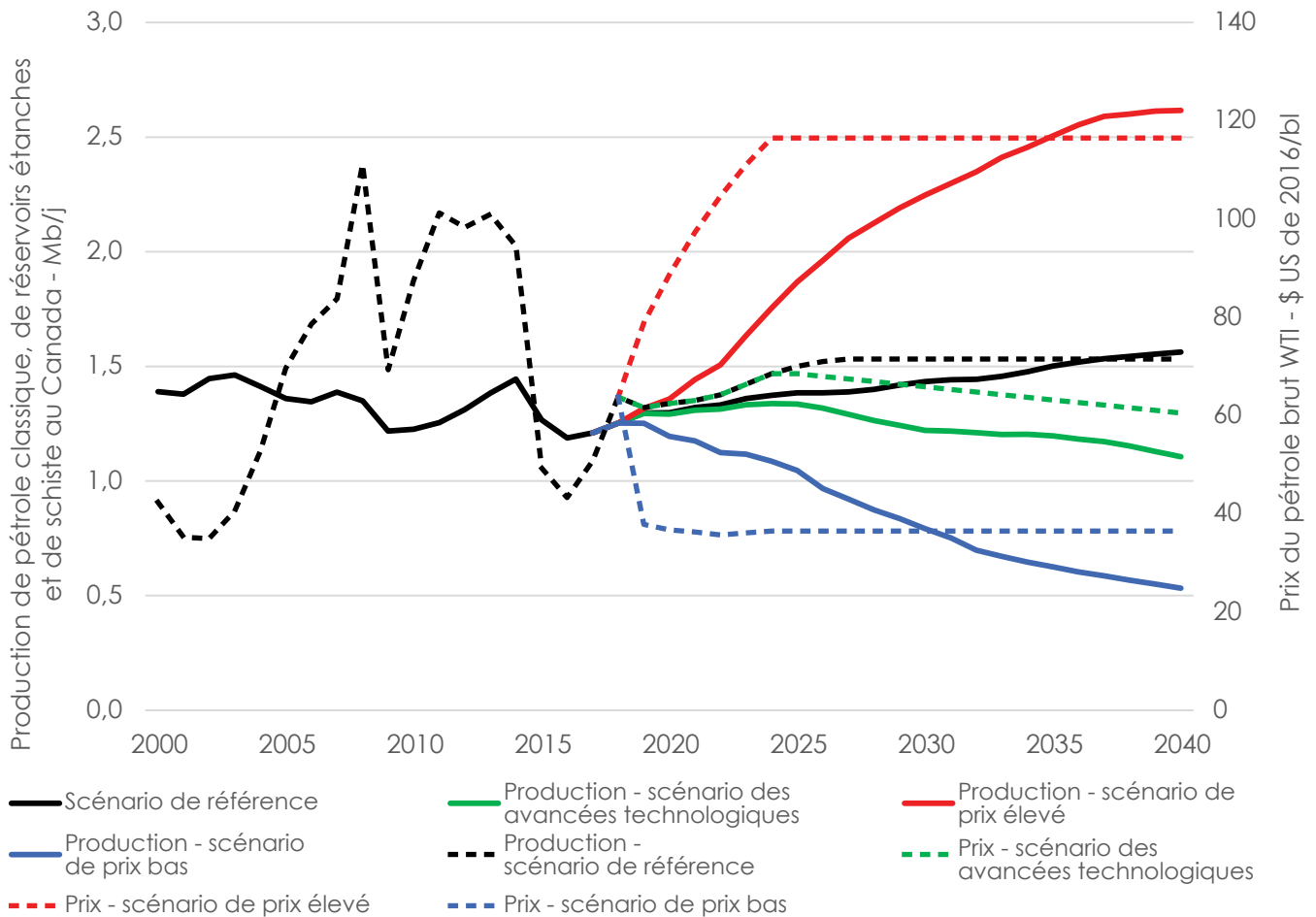
3. Tous les scénarios

- La production varie selon le scénario, mais l'écart est particulièrement grand entre celui de prix élevé et celui de prix bas. Dans tous les scénarios, l'accent est de plus en plus mis sur le pétrole de réservoirs étanches et sur les projets thermiques pour l'exploitation de pétrole lourd en Saskatchewan.
- Dans les scénarios de référence et le scénario de prix élevé, on observe une augmentation de la production au cours de la période à l'étude. Dans le cas du scénario de prix bas et du scénario des avancées technologiques, elle recule à long terme. Dans ces deux derniers scénarios, les prix du pétrole ne sont pas assez élevés et ne produisent pas des revenus justifiant pour financer les dépenses en immobilisations nécessaires au forage d'un nombre suffisant de nouveaux puits qui neutraliseraient la baisse de production des plus anciens, d'où le recul projeté. Selon le scénario de prix bas, la production s'établit à $85 \cdot 10^9 \text{m}^3/\text{j}$ ($0,5 \text{ Mb}/\text{j}$) en 2040, soit le tiers de celle attendue dans le scénario de référence.
- Inversement, dans le scénario de prix élevé, la production s'établit à $416 \cdot 10^9 \text{m}^3/\text{j}$ ($2,6 \text{ Mb}/\text{j}$) en 2040, soit le double de celle du scénario de référence. Cet essor tient en grande partie à un effet d'entraînement pendant toute la période visée : les prix plus élevés entraînent une hausse des revenus, qui rend intéressant le forage d'un plus grand nombre de puits et, donc, une hausse de la production¹⁰. En outre, la production envisagée pour les projets thermiques en Saskatchewan est, ici encore, plus élevée que dans le scénario de référence.
- Dans le scénario des avancées technologiques, des coûts carbone plus élevés et des prix moindres du pétrole brut font en sorte que la production de pétrole classique fléchit à long terme, bien que de façon moins marquée que dans le scénario de prix bas.
- La production extracôtière s'accroît à court terme dans le scénario de référence, à mesure que continue d'augmenter la production de pétrole brut lourd du projet Hebron et que sont mis en service les nouveaux puits forés dans des installations existantes. La production grimpe à un sommet de $49 \cdot 10^9 \text{m}^3/\text{j}$ ($309 \text{ kb}/\text{j}$) en 2023, puis recule à $17 \cdot 10^9 \text{m}^3/\text{j}$ ($107 \text{ kb}/\text{j}$) en 2040. Selon les projections, deux nouvelles découvertes de gisements en mer, en 2028 et en 2034, ajoutent à la production. Le scénario de prix élevé mise sur la construction de nouvelles installations de production extracôtière, sous la poussée du prix plus élevé du brut : soit deux au cours des années 2020 et trois aux cours des années 2030, pour un total de cinq champs de tailles diverses.

¹⁰ 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.

La production atteint un sommet de 57 kb/j (57 10³m³/j) (358 kb/j) en 2024 dans le scénario de prix élevé, avant de reculer graduellement à 21 10³m³ (129 kb/j) en 2040. Comme aucune découverte n'est envisagée dans le scénario de prix bas, la production culmine à 47 kb/j (296 10³m³/j) en 2023, puis chute à 7 kb/j (56 10³m³/j) avant 2040.

Figure 3.1 Projections du prix du pétrole et de la production selon le scénario





4. Facteurs à considérer

- Les prix du pétrole constituent un déterminant de premier plan dans la production à venir et ils comptent aussi parmi les principales incertitudes liées aux projections dans Avenir énergétique 2018. Les prix du brut peuvent varier 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.
- 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. Toutefois, à court terme, le manque de capacité pipelinrière se répercute sur les prix du pétrole brut au Canada et sur la rentabilité des activités de production.
- La tarification du carbone élevée dans le scénario des avancées technologiques fait en sorte que les prix mondiaux du pétrole brut sont inférieurs à ceux du scénario de référence. Les répercussions d'une telle hypothèse demeurent incertaines 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 de pétrole et de la disponibilité de solutions de recharge aux technologies existantes.
- La production pétrolière dépend des prix, mais aussi des techniques de récupération et de l'efficacité des travaux de forage ainsi que des coûts qui y sont associés. Si l'évolution de la technologie ou des coûts de mise en valeur diffère de ce qui est envisagé, les dépenses en immobilisations et la production des puits différeraient de celles modélisées.
- 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.

Table des matières

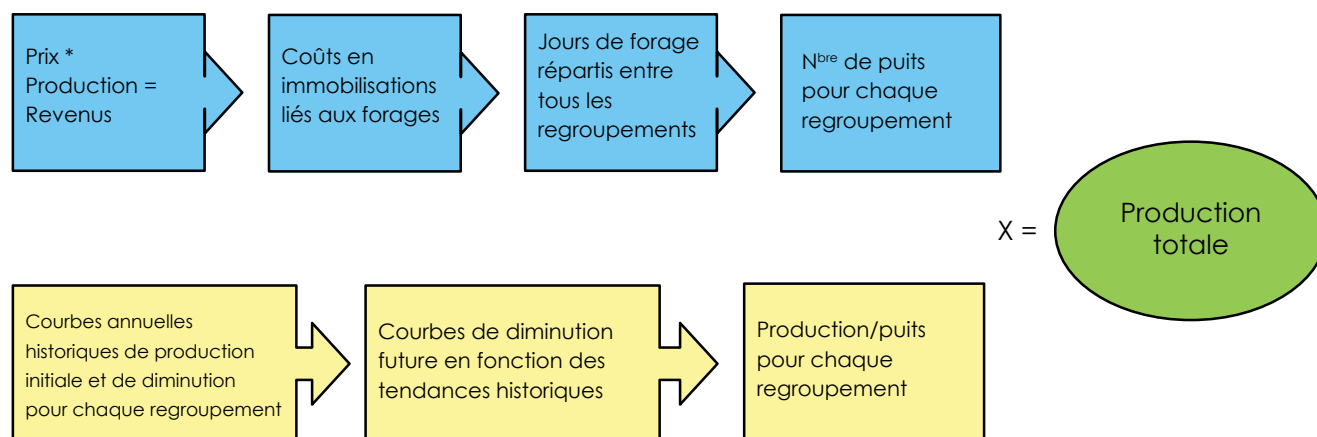
Annexe A1 – Méthodes (Description Détaillée)	14
Annexe A2 – Paramètres de diminution – résultats	28
Annexe A3 – Index et paramètres de diminution pour les regroupements de puits de pétrole existants.	32

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 et sa complétion. La production projetée 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 en 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 la façon dont l'Office définit les regroupements dans l'Ouest canadien. Il est question des méthodes employées pour établir le rendement des puits à l'annexe A1.2. Les [annexes B et C](#) présentent les résultats de chaque groupe, y compris les taux de production initiale et les paramètres de diminution.

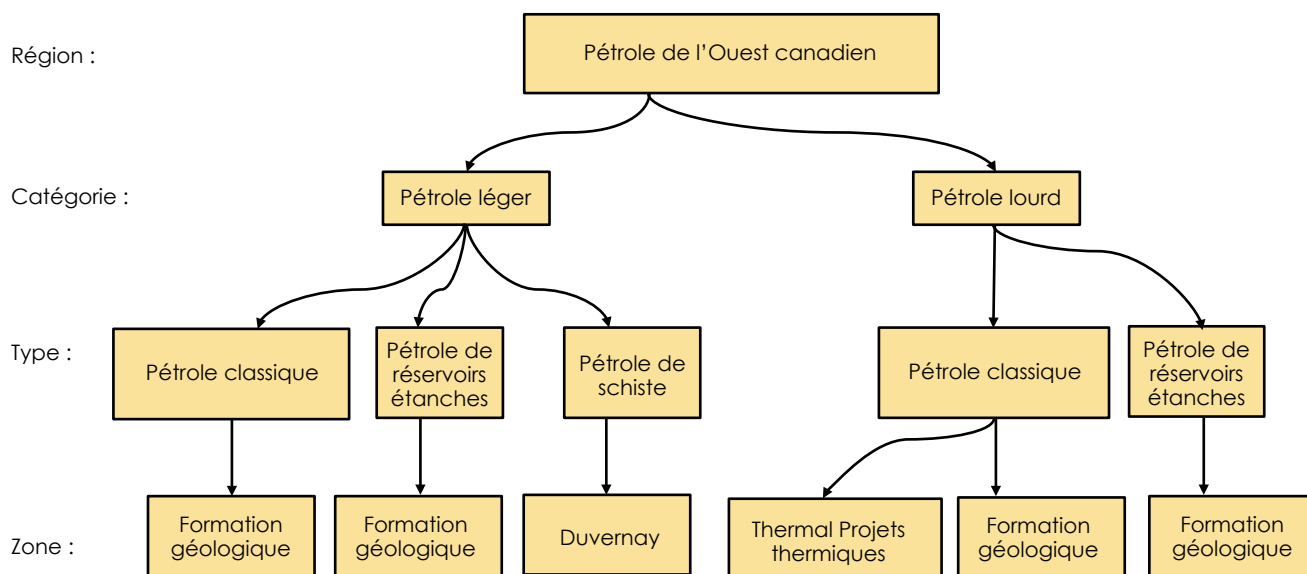
Figure A1.1 – Méthode de calcul globale



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 et en fonction des formations géologiques présentes, on obtient un total de 250 regroupements; ils sont énumérés à l'annexe A3.2. De ce nombre, quelque 150 regroupements 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 – Catégories 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 petroCUBE¹¹ 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, tout comme le Sud-Ouest du Manitoba.

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

Figure A1.3 – Carte des régions pétrolifères dans l'Ouest canadien



A1.1.2 Catégorie – Pétrole léger ou lourd

Chaque organisme de réglementation provincial a ses propres critères de classification du pétrole brut : 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 et en Alberta, le pétrole produit dont la densité est inférieure à 900 kg/m^3 ($25,6 \text{ }^\circ\text{API}^{12}$) est considéré comme 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, et demeurera, léger.

12 [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 désignation 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 de réglementation juge qu'il s'agit de pétrole moyen. Dans le présent rapport, toutefois, l'adjectif « lourd » est utilisé quand il s'agit d'un puits du pétrole classique et de pétrole léger provenant 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 établie, 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 – Pétrole classique, de réservoirs étanches ou de schiste

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 pétrole de réservoirs étanches ou de pétrole de schiste.

Un puits de pétrole est considéré comme étant un réservoir étanche s'il s'agit 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 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, les 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 et 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

On compte 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 la région 10 située dans le Nord-Ouest de l'Alberta. La présente analyse se penche sur chacun de ces groupes séparément. 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 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. Ils se trouvent dans la zone du Mississippien. Le projet en Alberta, situé dans les zones du Mississippien et du Dévonien, fournit du pétrole classique léger. 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 exploitation ou envisagés dans l'Ouest canadien et pourraient eux aussi faire l'objet d'une analyse distincte dans de futures éditions 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 en production sont inclus dans la présente analyse, la production prévue à partir de puits de gaz naturel est intégrée aux projections pour les différents groupes. Aucune projection directe n'est faite pour les puits futurs. La production de condensats fait l'objet d'une analyse distincte présentée dans le [Supplément Avenir énergétique du Canada en 2018 –Offre et utilisation de liquides de gaz naturel](#).

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

Dans le présent rapport, on a analysé les données historiques sur la production 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 du pétrole de schiste, soient plus restreintes et que les tendances concernant la diminution de la production ne soient pas aussi bien définies. Lorsque cela était possible, l'information recueillie lors de consultations menées auprès de l'industrie et les données du domaine public ont alors joué un plus grand rôle dans la prévision du rendement de ces regroupements de puits plus récents.

L'analyse comprend des puits forés depuis 2000, ce qui procure un ensemble de données historiques volumineux pour tracer l'évolution de la production. Les méthodes employées pour faire la projection de la production de pétrole des puits existants diffèrent de celles utilisées pour les puits à venir.

Les données de production historiques sont analysées afin de déterminer le taux de diminution de chaque regroupement (région/catégorie/type/zone/année du puits) de manière à obtenir deux jeux de paramètres.

1. Paramètres de diminution d'un groupe – Attentes quant à la production de l'ensemble d'un groupe de puits de pétrole
2. Paramètres de diminution d'un puits moyen – Attentes quant à la production d'un puits de pétrole moyen du regroupement pour 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 regroupements, 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 obtenir des paramètres de diminution d'un regroupement 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 des schémas d'analyse de la production quotidienne totale de pétrole pour chaque regroupement par rapport à la production cumulative.

Les ensembles de données employés pour obtenir 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 des schémas d'analyse de la production quotidienne de pétrole d'un puits moyen pour chaque regroupement en comparaison 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.

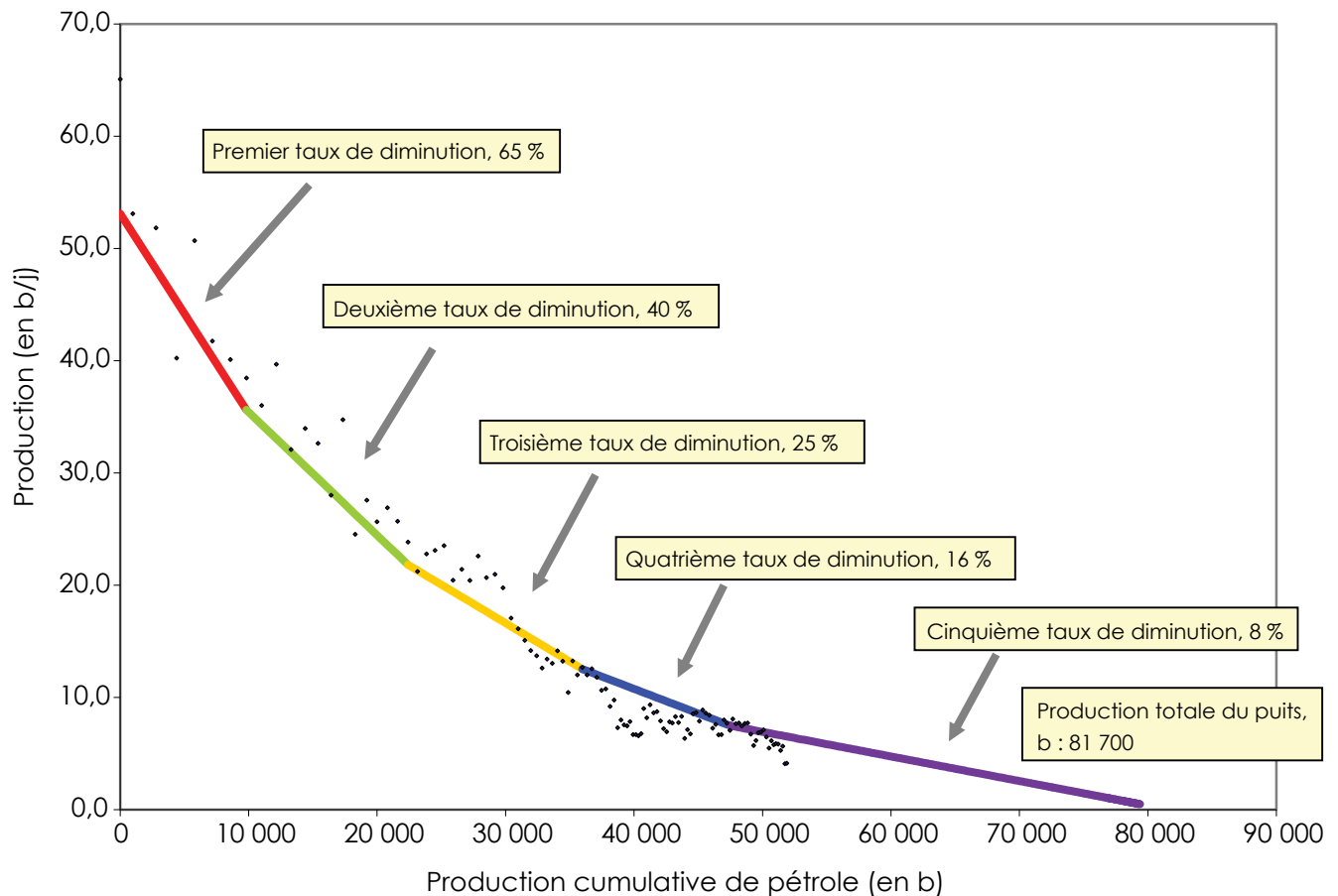
a) Analyse de la diminution de la production d'un puits moyen

Pour chaque année de puits, le schéma d'analyse de la production quotidienne par rapport à la production cumulative d'un puits moyen est d'abord examiné pour dégager 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 des schémas d'analyse servant à évaluer le rendement d'un puits moyen et les différents taux de diminution appliqués à la production.

Figure A1.4 – Exemple de schéma d'analyse de la diminution de la production d'un puits moyen



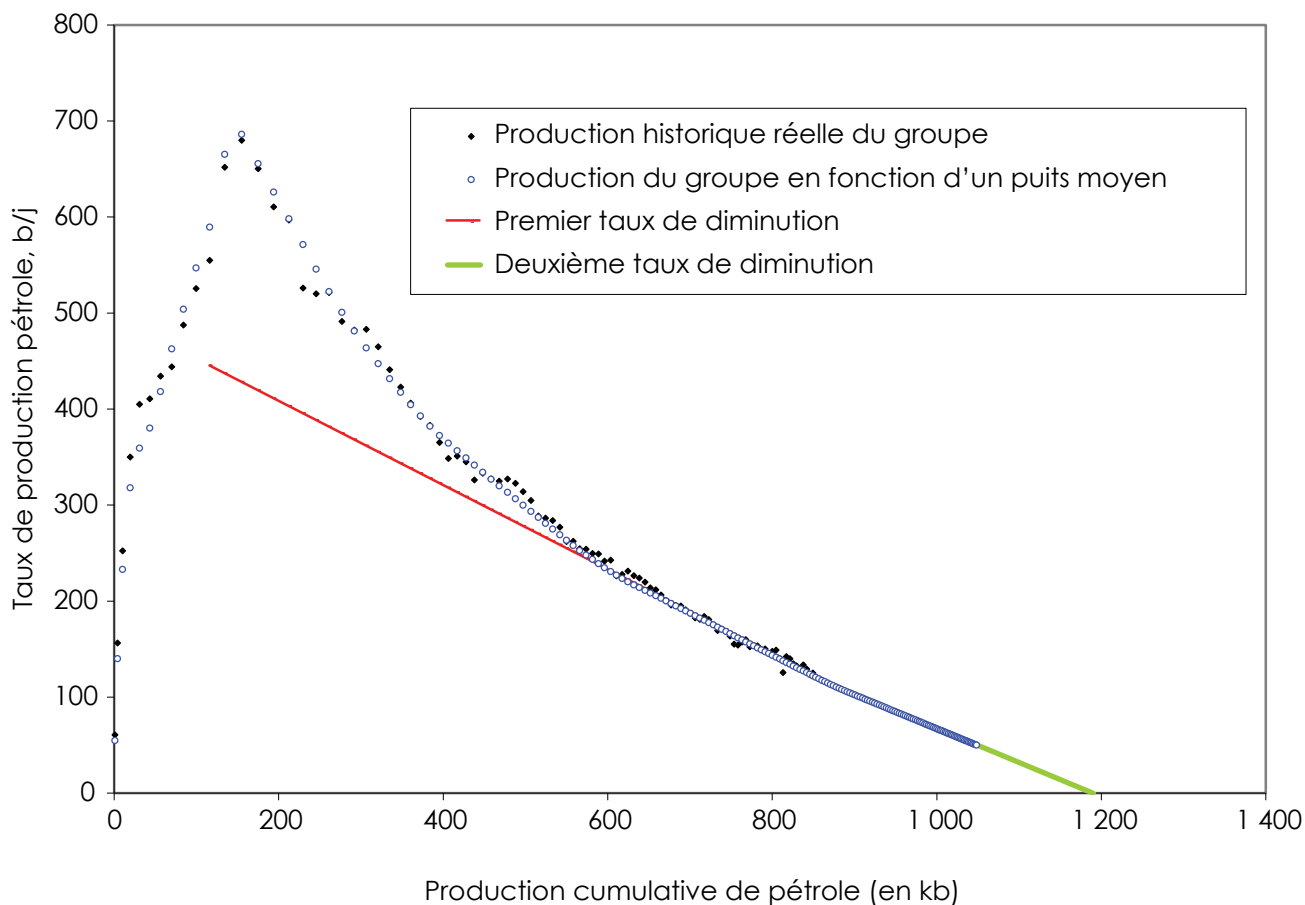
Les données associées aux puits moyens « plus anciens » permettent habituellement de définir tous les paramètres mentionnés précédemment. Par contre, comme les données de production historiques des puits moyens « plus récents » sont accumulées depuis moins longtemps, on suppose que le rendement à long 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 ce que l'on obtienne 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 schéma d'analyse de la diminution de la production d'un groupe



Les paramètres de rendement d'un groupe présentés ci-dessous sont déterminés à partir du schéma d'analyse de la production calculée et de la production réelle.

- 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 projeter 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

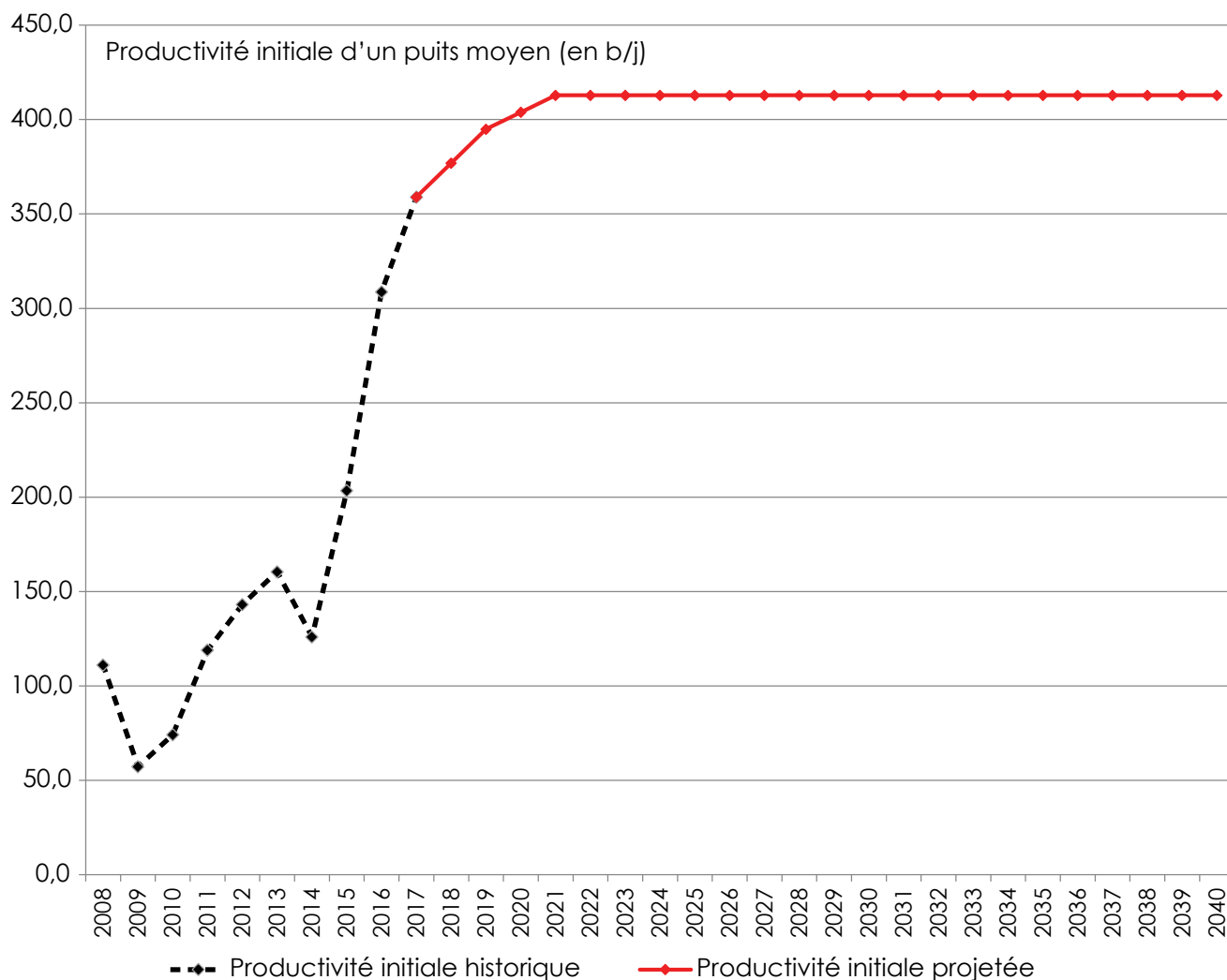
Dans le présent rapport, par « puits futurs » il faut entendre les puits entrés en production à partir du 1^{er} janvier 2017. Pour les puits futurs, la production de pétrole projetée est fonction du nombre de puits qui doivent être forés et des caractéristiques de rendement moyen prévues de tels puits. 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 estimer le rendement futur d'un puits moyen.

A1.2.2.1 Rendement des puits futurs

On obtient le rendement des puits de pétrole futurs 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.

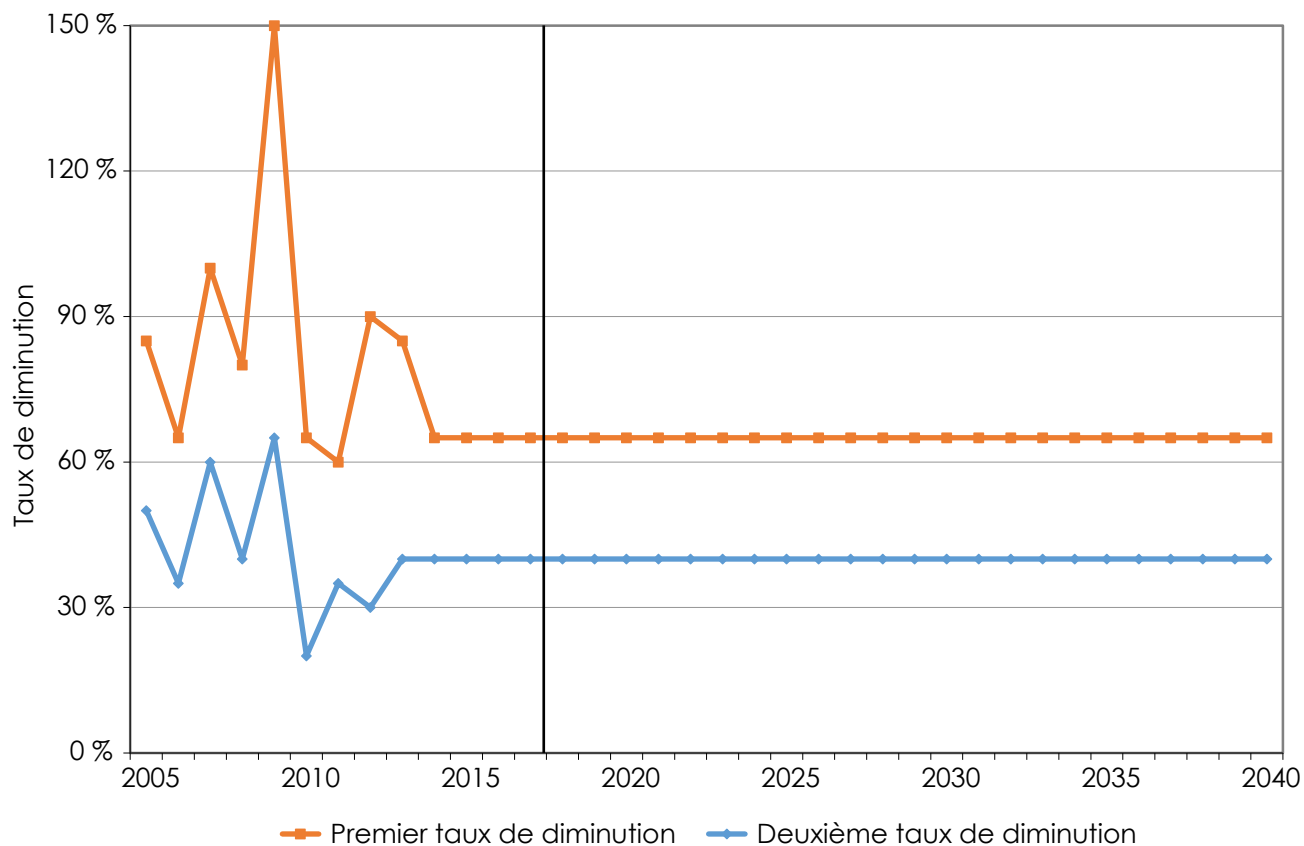
Dans certains regroupements, la productivité initiale d'un puits de pétrole moyen diminue au fil du temps. Récemment, toutefois, dans le cas de regroupements produisant du pétrole classique et du pétrole de réservoirs étanches, la productivité initiale d'un puits moyen a augmenté en raison des progrès 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, on estime ce taux en extrapolant les tendances observées dans chaque regroupement, en tenant compte des facteurs technologiques en présence et des contraintes possibles concernant la récupération. Les annexes A4.1 et A4.2 traitent de la productivité initiale historique ainsi que projetée d'un puits de pétrole moyen pour les 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 le premier et deuxième taux de diminution et 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 des puits moyens au fil du temps
Regroupement de puits de pétrole lourd classique Mannville supérieur de l'Est de l'Alberta



A1.2.2.2 Nombre de puits futurs

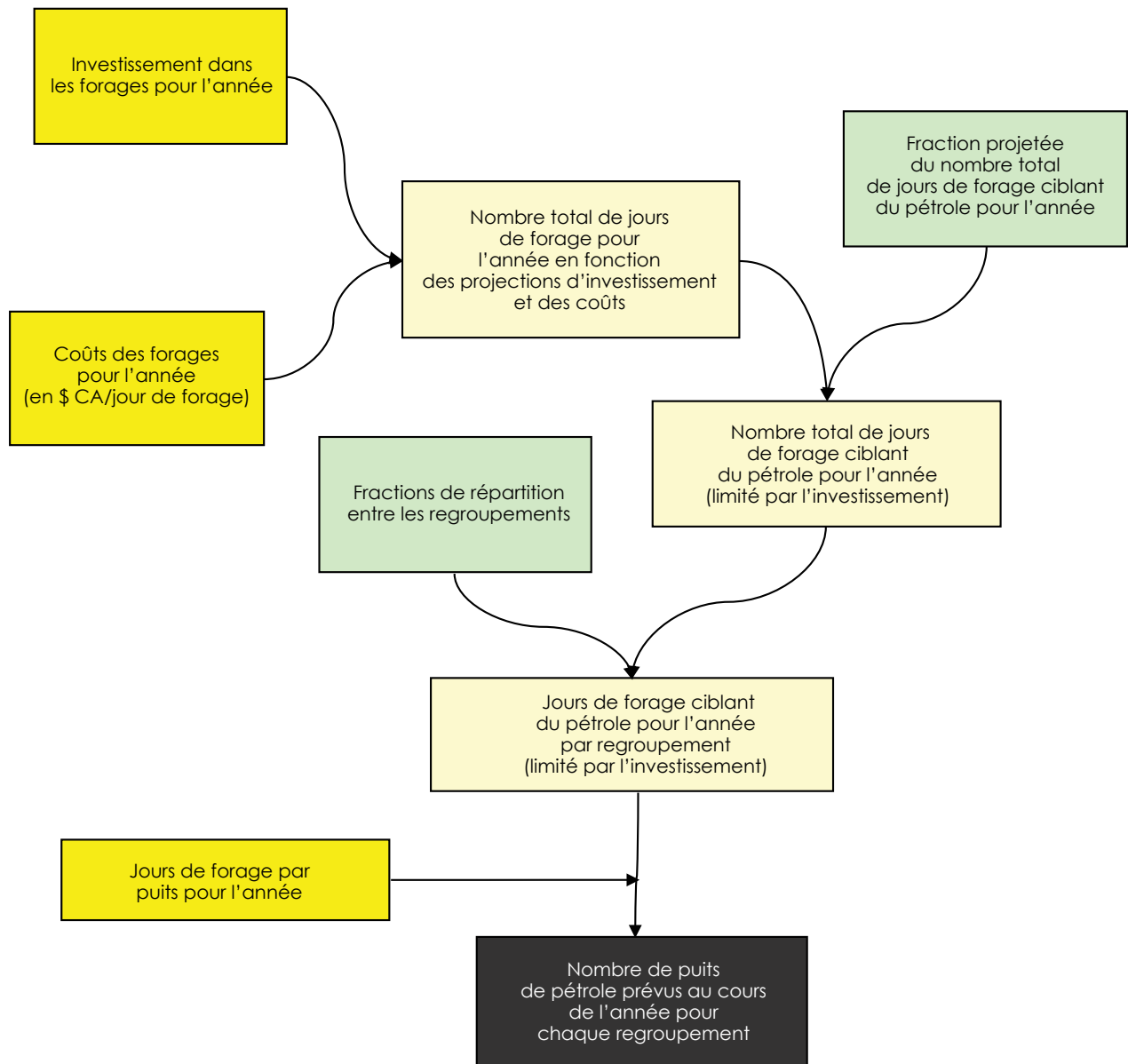
Afin de prévoir le nombre de puits de pétrole futurs, il faut estimer le nombre de puits qui seront forés et entreront en production annuellement pour chaque regroupement.

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 coûts par jour de forage et le nombre de jours de forage d'un puits. En modifiant ces trois intrants essentiels (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. On obtient les valeurs de ces autres intrants 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, ces fractions rendent de plus en plus compte des tendances historiques des formations en profondeur et de la mise en valeur des gisements de réservoirs étanches ainsi que de la formation schisteuse de Duvernay. L'annexe B renferme des tableaux de données historiques (nombre de jours de forage et fractions attribuées) et les fractions projetées.

Le nombre de puits de pétrole forés pour un groupe particulier 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 A1.8 – Diagramme de la méthode de projection du nombre de forages



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 2017 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 période ultime stable. On a établi trois ou quatre taux de diminution pour connaître le rendement futur de ces regroupements de puits plus récents.

La production future des regroupements équivaldrait à la production que l'on obtiendrait du BSOC si aucun nouveau puits de pétrole n'était ajouté après 2017.

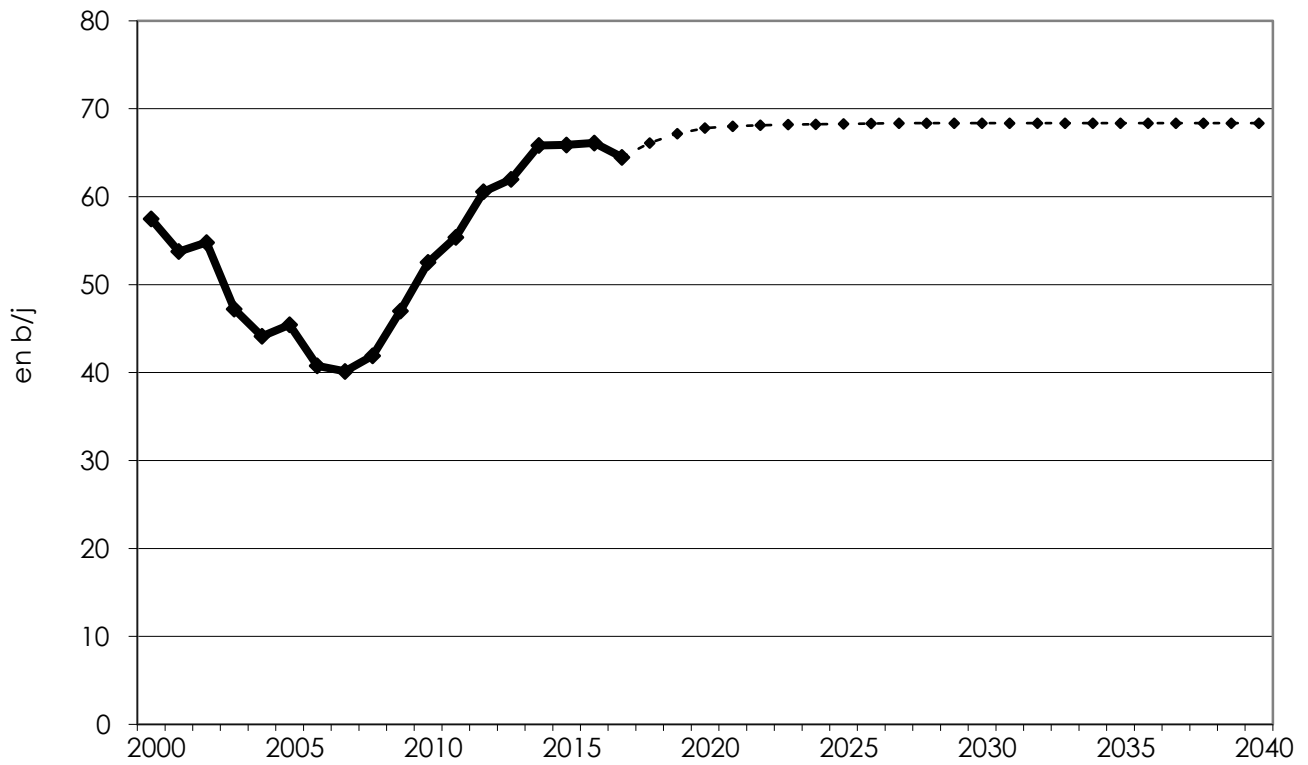
A2.2 Production des puits de pétrole futurs

La production des puits de pétrole existants est beaucoup plus facile à projeter que celle des puits futurs. La principale source d'incertitude réside dans le nombre de forages de puits ciblant du pétrole que l'on réalisera. 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 productivité initiale d'un puits de pétrole moyen dans le BSOC. De 2002 à 2007, cette productivité initiale a diminué à mesure que les gisements de ressources classiques arrivaient à maturité, mais la tendance s'est inversée de 2008 à 2016 à cause de l'attrait pour les ressources se trouvant à des profondeurs plus grandes. La production initiale moyenne a reculé en 2017 en raison de l'augmentation du nombre de puits moins profonds, qui ont des taux de productivité moindres, forés en Saskatchewan. Elle augmente en 2018, résultat d'un nombre moins grand de forages et du plus grand intérêt pour les ressources en profondeur. La situation se stabilise à ce niveau au cours de la période de projection, et l'attrait pour les puits plus profonds neutralise l'arrivée à maturité des ressources extraites d'un nombre moindre de zones prometteuses.

Figure A2.1 – Productivité initiale moyenne de tous les puits de pétrole dans le BSOC selon l'année (b/j)



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

Tableau A2.1 – Productivité initiale moyenne des puits de pétrole par année selon la région (b/j)

	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 - Rivière de la Paix	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
2000	70	39	48	43	46	53	85	89	35	163	217	50	41	66	36
2001	54	36	45	51	42	52	67	85	58	121	147	43	32	61	23
2002	65	37	43	54	69	82	60	76	160	117	167	43	33	68	32
2003	57	31	31	45	41	41	54	72	38	99	129	40	28	65	17
2004	58	28	34	39	48	18	52	71	28	103	74	37	25	66	21
2005	50	29	33	45	83	37	52	58	12	118	71	40	25	53	33
2006	49	25	39	39	51	27	49	56	11	122	72	39	19	48	27
2007	36	30	39	33	62	73	55	57	10	93	77	30	45	49	29
2008	34	32	29	52	35	23	48	55	10	133	75	26	33	62	28
2009	50	35	17	53	94	51	58	65	130	94	63	29	39	55	55
2010	39	37	38	64	112	30	95	67	99	92	81	32	41	56	63
2011	46	34	37	79	105	49	137	97	159	68	69	29	38	48	67
2012	60	44	39	77	117	86	144	108	151	100	35	29	40	51	66
2013	86	44	38	96	126	133	151	125	206	49	25	28	41	58	59
2014	117	50	40	109	125	98	146	108	161	110	70	31	59	65	52
2015	137	54	35	118	129	103	153	105	116	110	60	32	66	72	43
2016	148	58	51	118	132	102	155	121	99	110	0	32	68	73	44
2017	122	50	91	91	124	102	154	98	131	110	27	31	70	77	38
2018	122	51	98	99	124	102	155	102	131	110	29	31	72	78	38
2019	122	51	101	101	124	102	155	107	131	110	30	31	75	79	39
2020	121	52	104	102	124	102	154	109	131	110	30	31	75	81	39
2021	120	52	107	103	124	102	154	111	131	110	31	31	75	81	39
2022	121	53	108	104	124	102	154	111	131	110	31	31	75	81	39
2023	121	53	110	104	124	102	154	111	131	110	31	31	75	81	39
2024	122	54	110	104	124	102	154	111	131	110	31	31	75	81	39
2025	122	54	110	104	124	102	154	111	131	110	31	31	75	81	39
2026	122	54	110	104	124	102	154	111	131	110	31	31	75	81	39
2027	122	55	110	104	124	102	154	111	131	110	31	31	75	81	39
2028	122	55	110	104	124	102	154	111	131	110	31	31	75	81	39
2029	122	55	110	104	124	102	154	111	131	110	31	31	75	81	39
2030	122	55	110	104	124	102	154	111	131	110	31	31	75	81	39
2031	122	55	110	104	124	102	154	111	131	110	31	31	75	81	39
2032	122	55	110	104	124	102	154	111	131	110	31	31	75	81	39
2033	122	55	110	104	124	102	154	111	131	110	31	31	75	81	39
2034	122	55	110	104	124	102	154	111	131	110	31	31	75	81	39
2035	122	55	110	104	124	102	154	111	131	110	31	31	75	81	39
2036	122	55	110	104	124	102	154	111	131	110	31	31	75	81	39
2037	122	55	110	104	124	102	154	111	131	110	31	31	75	81	39
2038	122	55	110	104	124	102	154	111	131	110	31	31	75	81	39
2039	122	55	110	104	124	102	154	111	131	110	31	31	75	81	39
2040	122	55	110	104	124	102	154	111	131	110	31	31	75	81	39

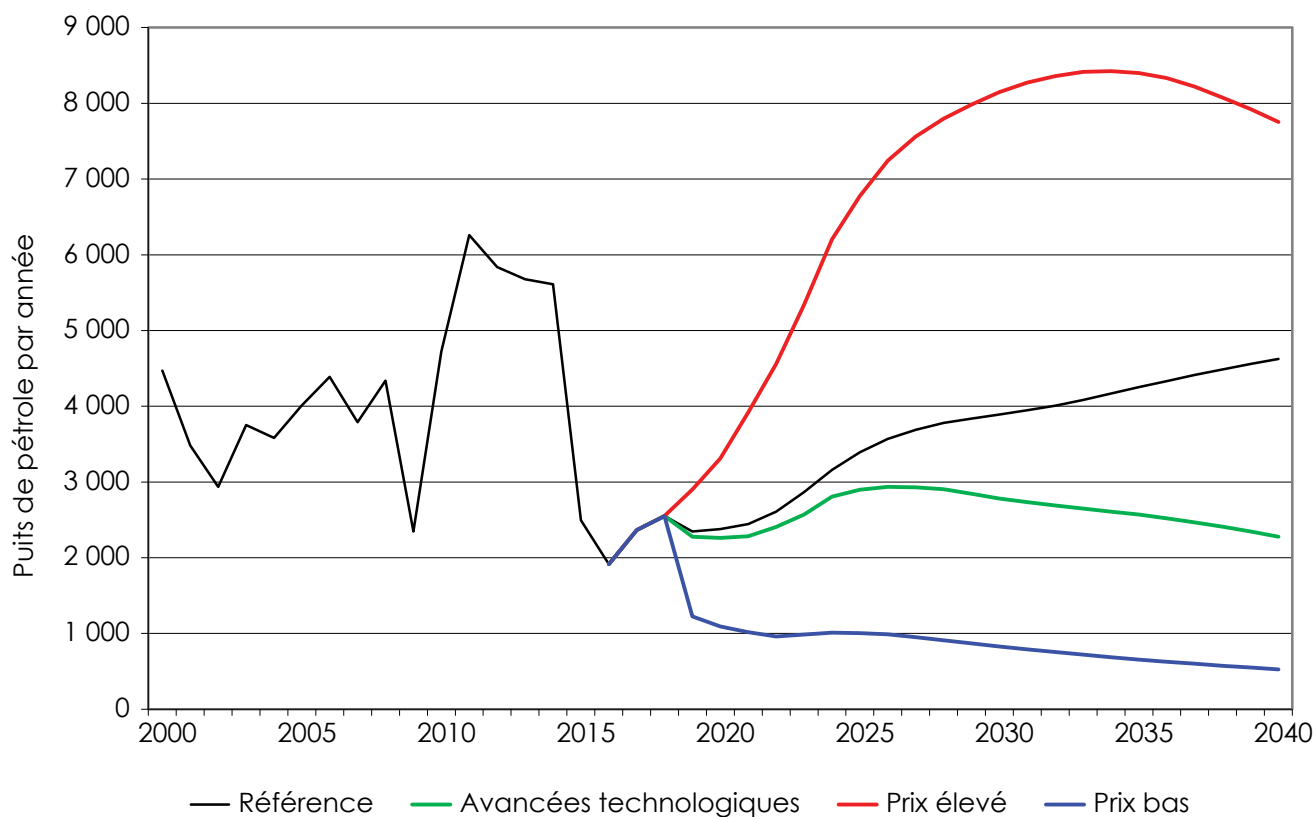
Le rendement moyen projeté des puits est le même dans les six scénarios analysés dans le présent rapport. Pour sa part, la production globale varie d'un scénario à l'autre puisqu'elle dépend de l'intensité des activités de forage ciblant du pétrole, comme cela est expliqué dans la section qui suit.

A2.2.2 Nombre de puits de pétrole futurs

Les activités de forage dans un scénario donné sont fonction des prix du pétrole attendus. La figure A.2.2 indique le nombre projeté de puits ciblant du pétrole pour tous les regroupements dans chacun des scénarios.

L'annexe B présente des calculs détaillés des projections du nombre annuel de jours de forage et de puits de pétrole pour chaque regroupement selon le scénario.

Figure A2.2 – 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 et ceux 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

Tableau A3.1 – 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	Précamb	19

Tableau A3.2 – 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](#) ainsi que les [annexes A3 et A4](#) sont disponibles sur fichiers Excel dans le site Web de l'Office.