



Office national
de l'énergie

National Energy
Board

ÉVALUATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE



Supplément Avenir énergétique du Canada en 2017

.....
PRODUCTION TIRÉE DES SABLES BITUMINEUX

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

Illustration de la couverture — Projet d'exploitation de sables bitumineux Foster Creek, gracieuseté de Cenovus Energy Inc.

© 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.

Chapitre 1 : Contexte	1
Chapitre 2 : Résultats – Scénario de référence	3
Chapitre 3 : Tous les scénarios	10
Chapitre 4 : En conclusion	12
Annexe A	13
Projections pour l’exploitation des sables bitumineux : Méthodes	13
A.1 – Catégories d’exploitation des sables bitumineux	14
A.2 – Méthodes de projection de la production de bitume	17
A.3 – Méthodes de projection pour la production de pétrole brut synthétique	18
A.4 – Autres hypothèses et analyses	19
<u>Annexe B</u>	

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, etc. 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
Prix du gaz	Modéré	Modéré	Modéré	Modéré	Élevé	Bas
Tarif	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	Accélérées	Accélérées	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		

C'est à la région des sables bitumineux en Alberta que sera attribuable la plus grande part de la croissance de la production de pétrole brut au Canada d'ici 2040 et cela est vrai pour les six scénarios, dans la presque totalité des cas en raison de la hausse de la récupération in situ¹. Le présent rapport supplémentaire pousse l'analyse relative au scénario de référence et renferme des données pour l'ensemble des six scénarios ainsi que les résultats correspondants. Les écarts entre les diverses prévisions de production selon le scénario sont le fruit d'hypothèses de prix différentes pour le pétrole et du recours ou non à de nouvelles technologies de mise en valeur in situ.

L'annexe comprend une description des méthodes et des hypothèses à l'origine des projections de la production, sans compter une manne de jeux de données détaillées pour tous les scénarios. On parle notamment ici de moyenne annuelle des [ratios vapeur/pétrole \(« RVP »](#)), de la consommation de gaz naturel, des besoins en solvant, de la production mensuelle selon la région, de la méthode d'extraction et des types de projets, qui peuvent être déjà existants ou nouveaux. Il peut aussi s'agir d'agrandissements. On peut [consulter l'annexe](#) alors que les [données connexes](#). Les [données propres aux tableaux](#) du présent rapport supplémentaire se trouvent ici.

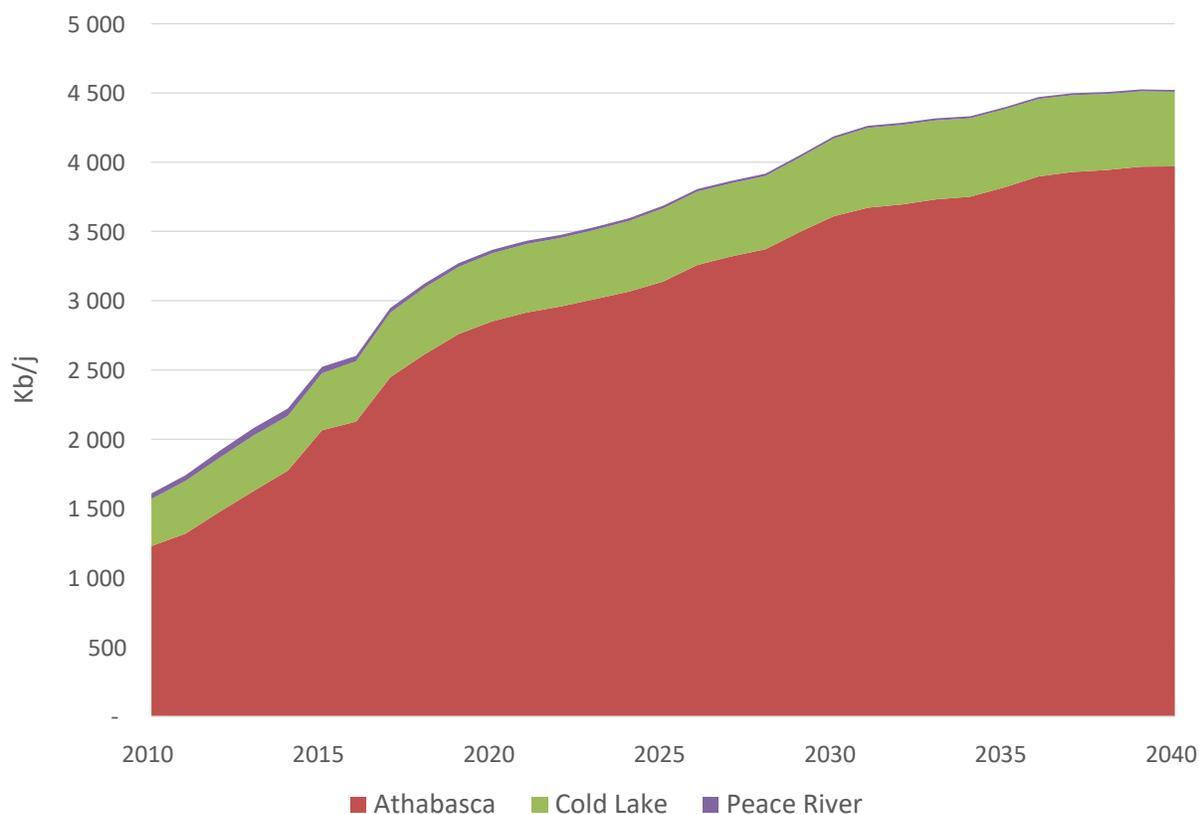
1 Récupération du bitume à l'aide de puits, généralement parce que le réservoir est trop profond pour permettre l'extraction à ciel ouvert. La technique in situ utilise la vapeur ou des solvants comme le propane et le butane pour réduire la viscosité du bitume afin d'en permettre la récupération.

Résultats – Scénario de référence

Production selon la région

FIGURE 2.1

Production de bitume brut selon la région



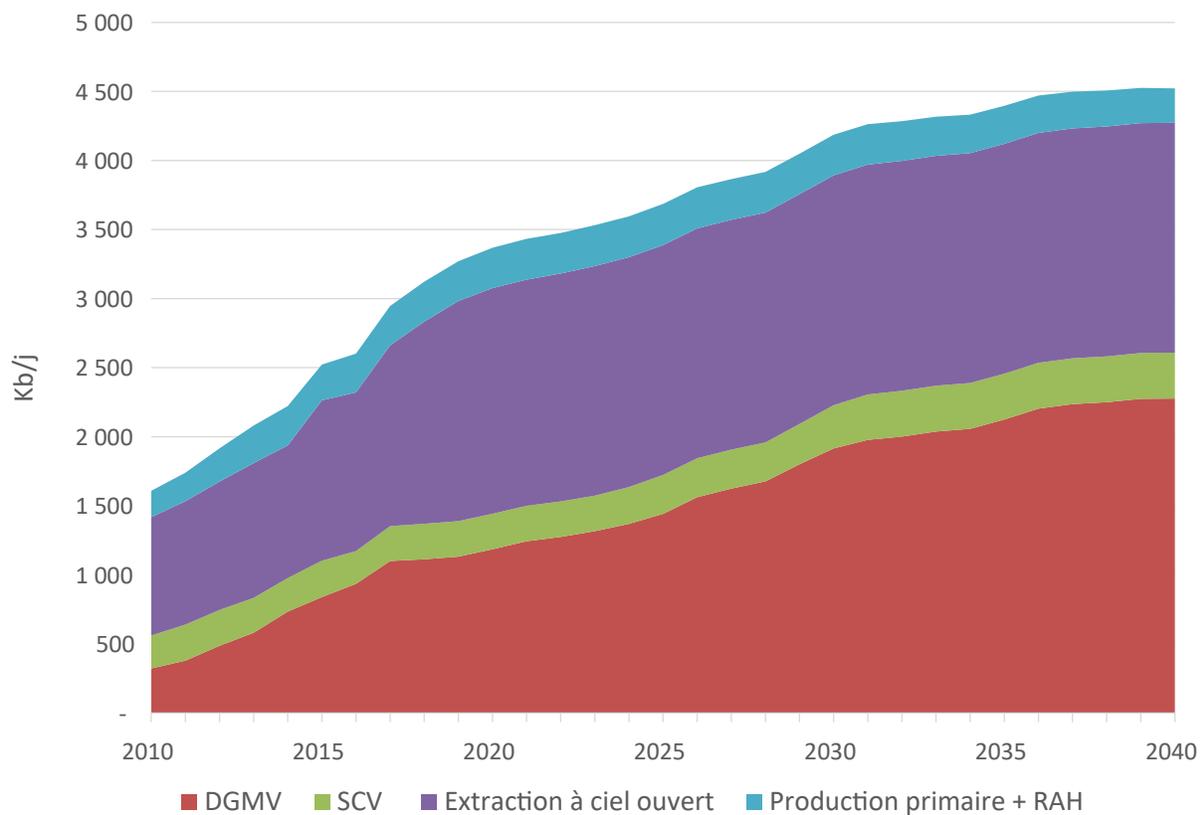
- Malgré des prix du pétrole qui demeurent faibles, la production a continué d'augmenter ces dernières années, surtout en raison de la mise en service de projets qui étaient déjà en chantier au moment de la dégringolade au milieu de 2014. Cette tendance se poursuivra jusqu'au début des années 2020, après quoi la croissance de la production ralentira. En 2017, on suppose des prix moyens du pétrole [Brent](#) de 53,10 \$ US le baril, ce qui, une fois minorés aux niveaux correspondants dans l'Ouest canadien, suffit pour couvrir les frais d'exploitation, même dans certains cas pour favoriser des investissements dans de nouveaux projets. Avec l'augmentation des prix de ce pétrole, qui atteignent 80 \$ US le baril en 2027, la région des sables bitumineux attire les investisseurs et ces nouveaux projets sont à l'origine de taux de croissance supérieurs pendant la deuxième moitié de la décennie qui suit. En 2016, la production frôlait les 2,6 millions de barils par jour (« Mb/j ») pour éventuellement atteindre un peu plus de 4,5 Mb/j en 2040, ce qui représente une augmentation de 73 %.

- Comme on peut le constater dans la figure 2.1, c'est principalement de la région de l'Athabasca que provient le fruit de l'exploitation des sables bitumineux, tant historiquement que pendant toute la période de projection. En 2016, la production y atteint en moyenne 2,1 Mb/j, ce qui représente 82 % de tout le bitume brut extrait au pays, le reste provenant des régions de Cold Lake à 16 % et de Peace River à 2 %.
- La presque totalité du bitume extrait à ciel ouvert est valorisé en Alberta sous forme de pétrole brut synthétique, au même titre qu'une partie de celui récupéré in situ, à quelques exceptions près. Kearl produit du bitume dilué qui est acheminé jusqu'aux marchés d'utilisation finale par pipeline ou chemin de fer, ce qui sera aussi le cas pour Fort Hills, qui entrera en service plus tard cette année.
- Les [feux de forêt de mai 2016 à proximité de Fort McMurray](#) ont retranché plus de 1 Mb/j à la production tirée des sables bitumineux et dans certains cas il a fallu des mois pour recommencer à produire à plein régime.

Production selon la méthode

FIGURE 2.2

Production de bitume brut selon la méthode



-
- L'Alberta produit du bitume de trois façons.
 - o Extraction à ciel ouvert à l'aide de camions et d'excavatrices (méthode dite à « pelles et camions »).
 - o Récupération in situ, principalement par injection de vapeur servant à chauffer le réservoir afin de pouvoir pomper le bitume jusqu'en surface par l'entremise de puits horizontaux, ce qui peut prendre la forme de drainage par gravité au moyen de vapeur (« DGMV »)² ou de stimulation cyclique par la vapeur d'eau (« SCV »)³.
 - o Production primaire et récupération assistée des hydrocarbures (« RAH ») à l'origine d'une extraction très semblable à celle de pétrole classique, sans vapeur à partir de puits.
 - À l'heure actuelle, l'extraction à ciel ouvert permet la mise en valeur de dépôts de sables bitumineux jusqu'à des profondeurs de quelque 70 mètres. Depuis presque toujours, cette façon de procéder a été privilégiée en Alberta. Toutefois, seulement environ 20 % des gisements permettent un tel accès.
 - La tranche restante de 80 % n'est accessible que par récupération in situ. En 2012, celle-ci a surpassé l'extraction à ciel ouvert comme méthode d'exploitation dominante et cette tendance devrait se poursuivre, jusqu'à ce que 62 % du bitume brut soit produit de la sorte en 2040.
 - La figure 2.2 illustre que l'extraction à ciel ouvert devrait atteindre un plateau une fois menés à terme tous les projets actuellement en cours et lorsque ceux-ci auront atteint une production intégrale, qui équivaut à plus ou moins 85 % de la capacité nominale. Cette production est de 1,7 Mb/j en 2022 et demeure relativement stable à ce niveau pendant le reste de la période de projection. Habituellement, les producteurs s'attaquent d'abord aux régions les plus prometteuses d'un projet pour ensuite, au fil du temps, atteindre les autres parties, de qualité inférieure. Cette règle vaut également pour l'extraction à ciel ouvert des sables bitumineux. On suppose que les sociétés continueront d'améliorer processus et technologies, ce qui devrait compenser pour les diminutions de bitume attribuables à la qualité moindre des réservoirs année après année pendant la période de projection, assurant ainsi une stabilité relative de la production provenant de l'extraction à ciel ouvert.
 - La diminution progressive des frais d'exploitation, l'agrandissement d'installations existantes et la construction de nouvelles sont autant de facteurs qui profitent à la croissance de la récupération in situ. Ensemble, le DGMV et la SCV mènent à une production de 2,6 Mb/j en 2040.
 - Pour leur part, la production primaire et la RAH ne varient pas énormément pendant la période, atteignant un sommet de 0,30 Mb/j en 2025 pour finalement s'établir à 0,25 Mb/j en 2040.

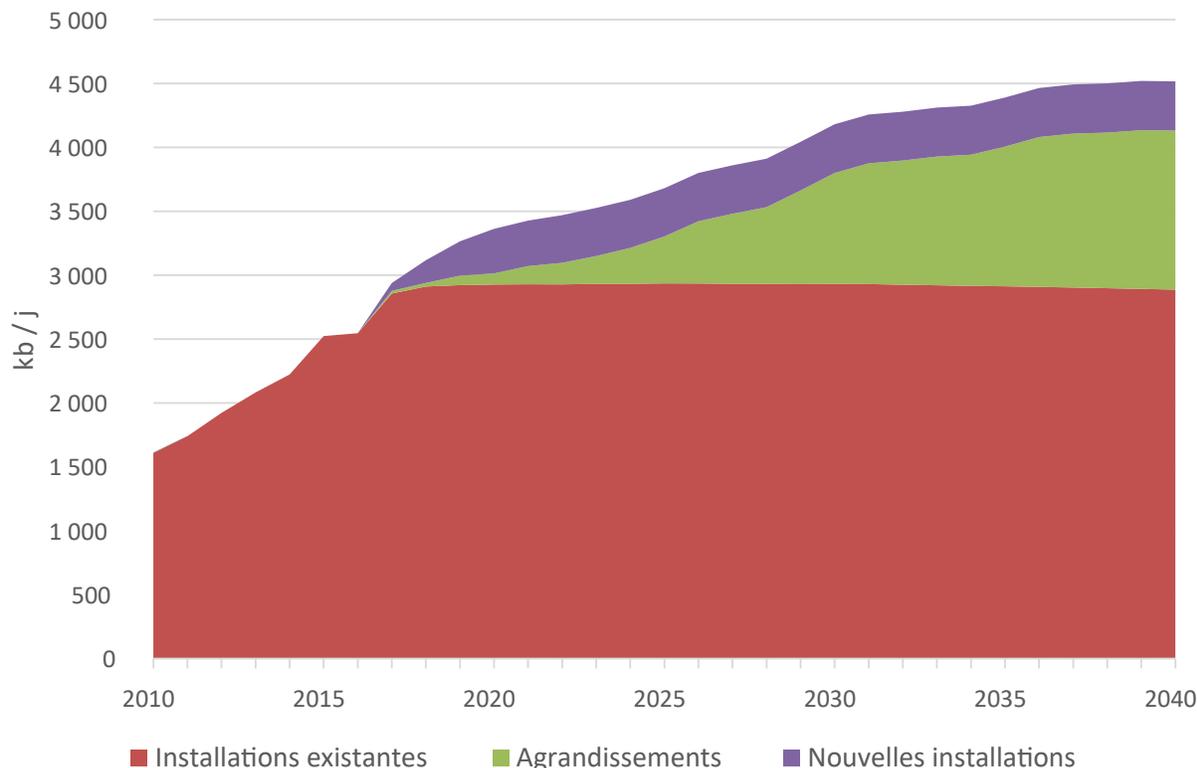
2 Utilisation de puits horizontaux en paires pour extraire le bitume. De la vapeur est injectée dans le puits supérieur afin de chauffer le bitume, qui est ensuite drainé par gravité dans le puits inférieur et pompé jusqu'à la surface.

3 Procédé thermique servant à récupérer le bitume in situ. De la vapeur est injectée dans le réservoir à partir d'un puits pendant une période de plusieurs mois pour diminuer la viscosité du bitume. Une fois que l'injection de vapeur a cessé, l'émulsion d'eau et de bitume reflue dans le puits pendant aussi plusieurs mois. Le procédé est répété tout au long de la durée de vie économique du puits.

Production de bitume d'installations existantes et nouvelles

FIGURE 2.3

Production d'installations existantes et nouvelles

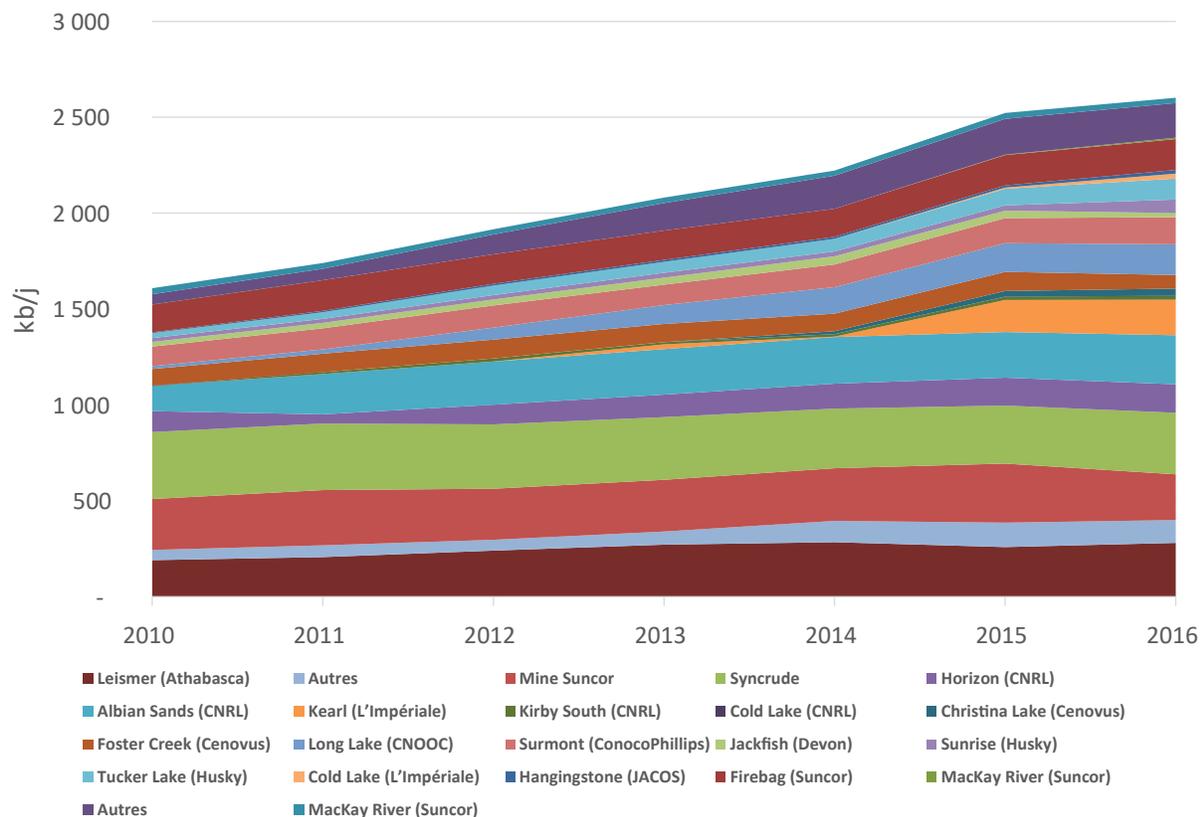


- En raison d'un taux de diminution presque nul, la quasi-totalité du bitume actuellement produit, que ce soit par extraction à ciel ouvert ou par récupération in situ, demeurera aux niveaux actuels pendant la plus grande partie de la période de projection.
- En 2016, la moyenne de bitume produit frôlait les 2,6 Mb/j au total en regroupant l'extraction à ciel ouvert, la récupération in situ et la production primaire/RAH. La figure 2.3 montre que les volumes tirés des projets actuels augmenteront légèrement pendant la période de projection, jusqu'à 2,9 Mb/j en 2040, compte tenu des améliorations apportées aux processus et à la technologie, mais aussi de la hausse graduelle de la production de certains projets qui n'ont pas encore atteint leur capacité intégrale.
- L'exploitation des sables bitumineux devra principalement sa croissance à des agrandissements d'installations existantes de récupération in situ. Ces agrandissements seront à l'origine d'une production de 1,2 Mb/j, ce qui représentera 28 % de toute la production tirée des sables bitumineux en 2040.
- Des projets (aménagements) entièrement nouveaux seront aussi sources de croissance, mais comme ils sont plus coûteux à construire que de simples agrandissements, la part de cette croissance qu'ils représentent est beaucoup plus faible, ne constituant que 0,4 Mb/j ou 9 % de toute la production en 2040.

Production par projet

FIGURE 2.4

Production de bitume brut par projet

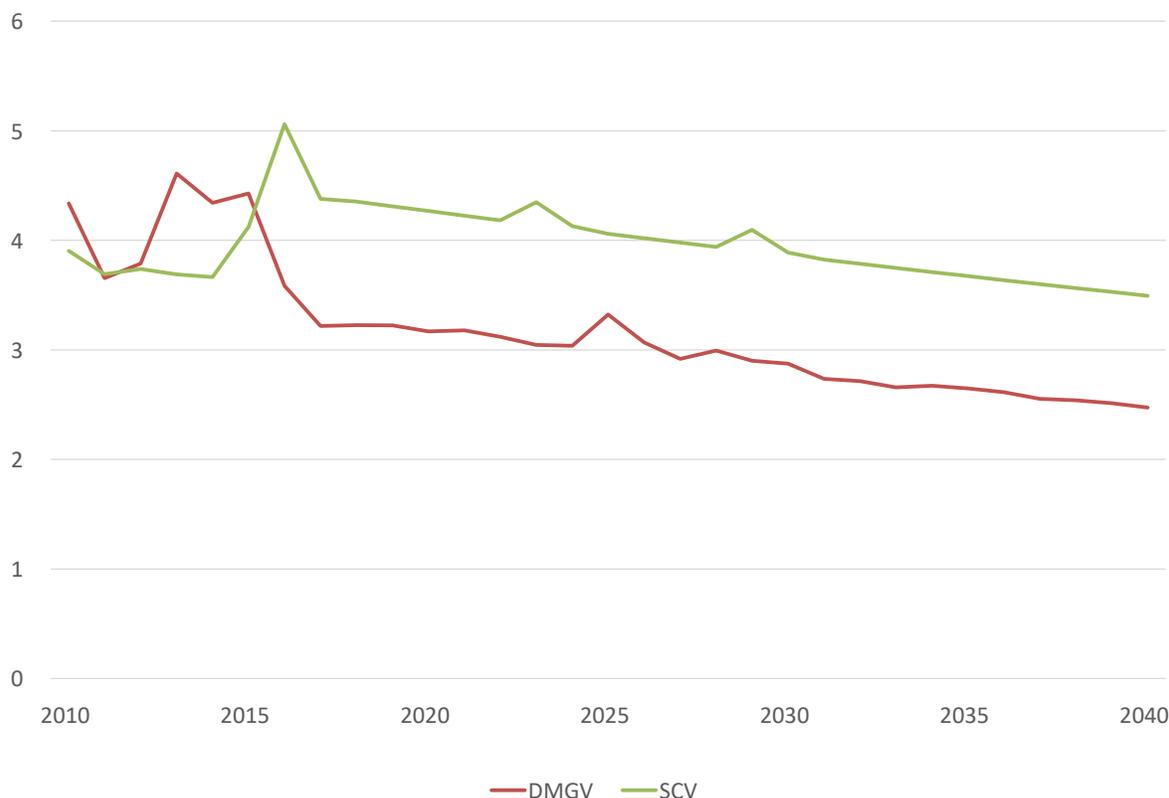


- Les projets individuels illustrés à la figure 2.4 sont ceux d'une capacité supérieure à 20 000 barils par jour. Tous les « autres » sont regroupés.
- Entre 2010 et 2016, la production annuelle moyenne a augmenté, passant de 1,6 à 2,6 Mb/j.
- Alors qu'elle comptait pour 51 % de tout le bitume produit en 2010, l'extraction à ciel ouvert ne représentait plus que 42 % de celui-ci en 2016, le reste étant attribuable à la récupération in situ et à la production primaire/RAH.

Ratios vapeur/pétrole

FIGURE 2.5

Ratios vapeur-pétrole

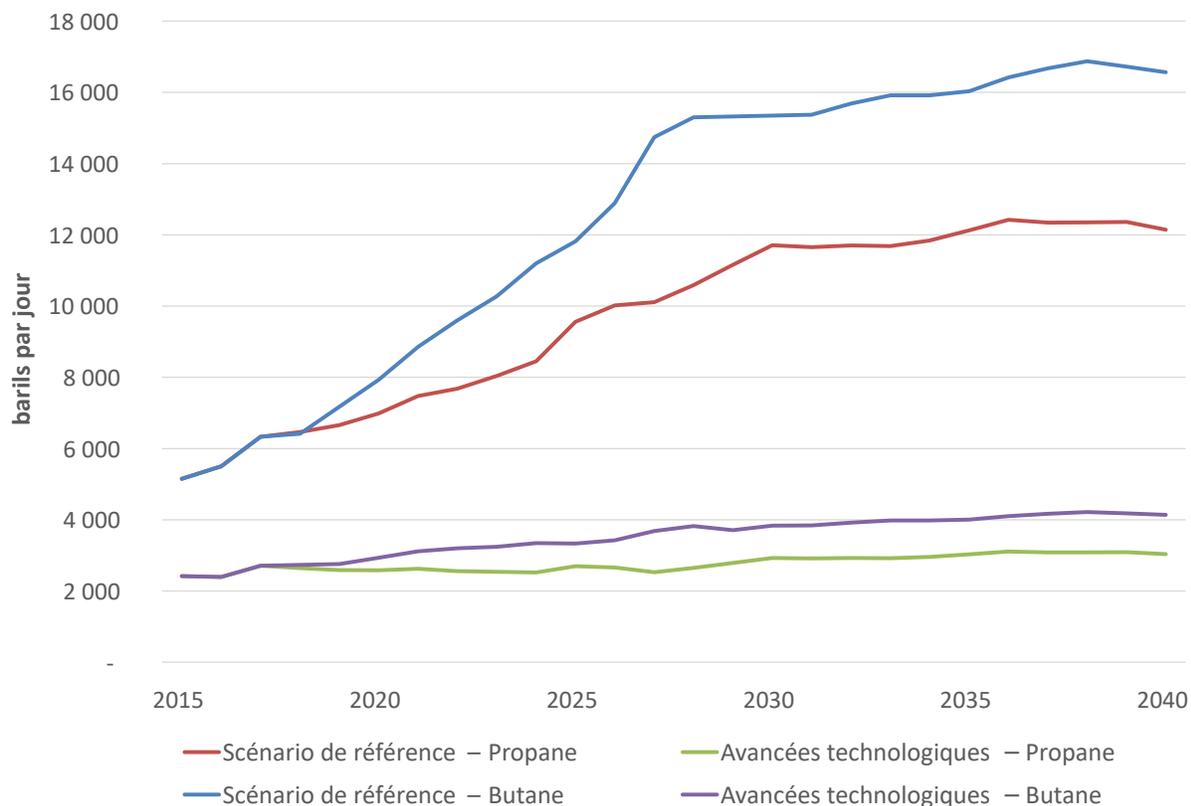


- La figure 2.5 indique que les RVP, tant pour le DGMV que pour la SCV, devraient diminuer pendant la période de projection alors que de nouvelles technologies sont élaborées et que des améliorations continuent d'être apportées à celles déjà utilisées. Dans le scénario de référence, cela comprend l'adoption de technologies d'injection de vapeur et de solvant par un petit nombre de producteurs. D'après le scénario des avancées technologiques, ces technologies sont encore plus présentes et ont un effet appréciable sur les RVP de même que sur la production de bitume (annexe A). Dans la région de l'Athabasca, les RVP régressent ainsi d'environ 20 %.
- La figure 2.3 illustre les RVP moyens qui, en 2016, étaient de 3,58 pour le DGMV et de 5,06 pour la SCV. Ces ratios diminuent respectivement à 2,47 et 3,49 en 2040. Les sociétés ont tendance à mettre d'abord en valeur leurs actifs les plus prometteurs, ce qui fait que de la baisse éventuelle de qualité des réservoirs pourrait découler une possible hausse des RVP. Selon le scénario de référence toutefois, l'élaboration et l'adoption de nouvelles technologies permettent amplement de neutraliser cette baisse de qualité.
- Les augmentations des RVP au cours d'une année précise peuvent être dues à la mise en service de nouveaux projets ou d'agrandissements à des projets existants, car ces ratios ont tendance à être plus élevés aux premières étapes de la production de bitume, compte tenu d'une quantité accrue de vapeur pour constamment chauffer le réservoir alors que le relèvement de la production progresse plus lentement.

Injection de vapeur et demande de solvant

FIGURE 2.6

Demande de solvant

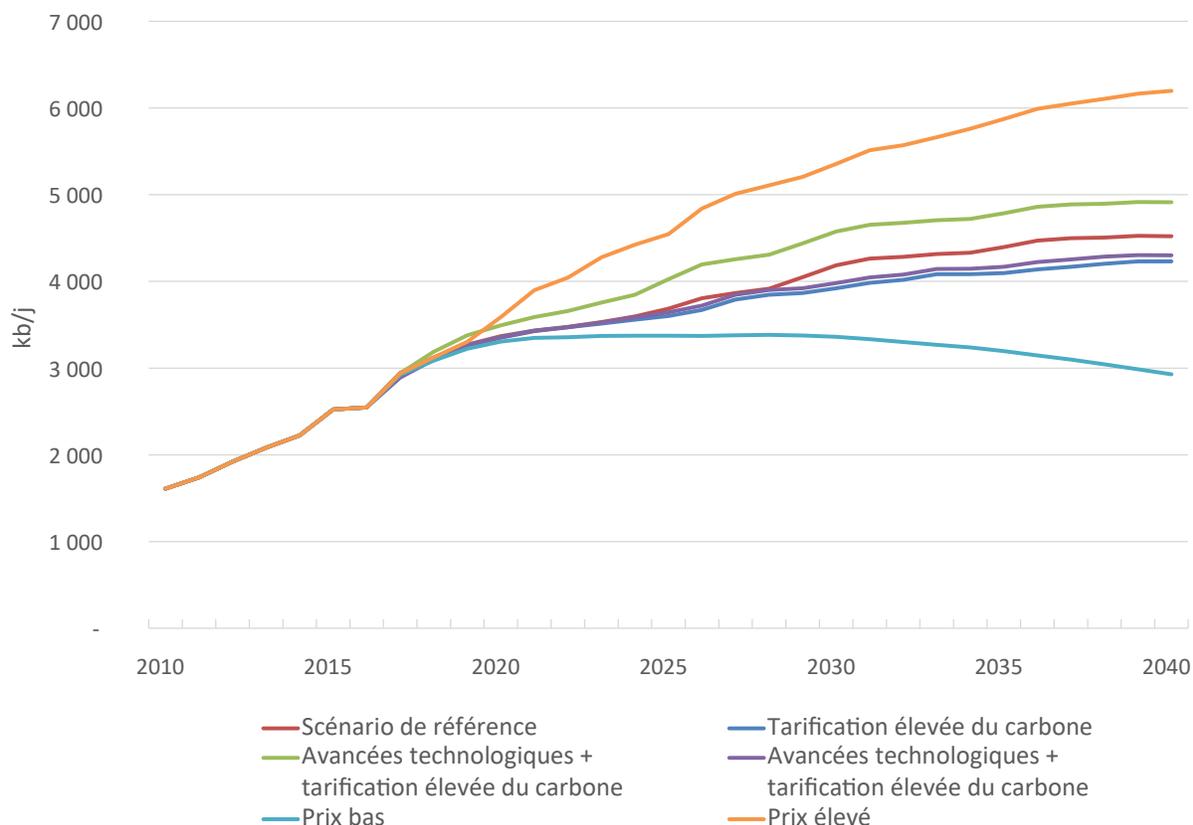


- De plus en plus, les sociétés tentent l'expérience d'ajouter des solvants à la vapeur injectée dans leurs puits de récupération in situ, ce qui a un certain nombre d'effets, dont la diminution de la quantité de vapeur requise pour produire un baril de bitume, sans parler d'une empreinte carbone moins étendue en raison d'une consommation moins grande de gaz naturel pour faire passer l'eau à l'état gazeux.
- Même si ces technologies ne sont pas largement utilisées à l'heure actuelle, la demande de propane et de butane, les deux principaux liquides de gaz naturel servant de solvants dans les projets pilotes, pourrait grandement augmenter, comme l'illustre la figure 2.6.
- Le scénario de référence ne prévoit qu'un recours modeste à l'injection de vapeur et de solvant. On suppose que cette technique de production n'est pas largement adoptée et que lorsqu'elle est utilisée, elle s'applique surtout aux nouveaux projets et aux agrandissements. Dans le scénario des avancées technologiques, de telles technologies sont beaucoup plus favorisées et ont un effet appréciable sur les RVP de même que sur la production de bitume (annexes A et B).
- La demande de propane comme solvant devrait plus que doubler selon le scénario de référence, passant de 5 milliers de barils par jour (« kb/j ») en 2016 à plus de 12 kb/j en 2040. D'après le scénario des avancées technologiques, cette demande atteindra alors plus de 16 kb/j.

Tous les scénarios

FIGURE 3.1

Production de bitume brut selon les six scénarios d'Avenir énergétique 2017



- Compte tenu des incertitudes inhérentes aux projections, les hypothèses avancées couvrent un large éventail de possibilités en ce qui concerne les prix futurs. Les prix du Brent atteignent ainsi 120 \$ CAN dans le scénario de prix élevé alors qu'ils s'établissent à 40 \$ CAN dans celui de prix bas. La figure 3.1 fait correspondre à ces chiffres des niveaux de production de bitume qui, en 2040, sont respectivement de 6,2 Mb/j et de 2,9 Mb/j.
- Les prix varient moins entre les quatre autres scénarios, les différences de production étant surtout attribuables au degré d'innovation technologique et aux diverses hypothèses de tarification du carbone décrites. Par exemple, des technologies comme les dispositifs de contrôle du débit, les puits intercalaires ou l'injection de vapeur et de solvant mènent toutes à un accroissement de la production dans les scénarios des avancées technologiques, comparativement à ceux de référence et de tarification élevée du carbone.

-
- Inversement, le carbone à prix élevé envisagé dans les scénarios de tarification, seule ou à laquelle on greffe aussi des avancées technologiques, mène à une production moindre par rapport à tout scénario pour lequel ce prix est moindre.
 - Selon le scénario de référence, la production atteint 4,5 Mb/j et celle-ci passe à 4,9 Mb/j quand on ajoute des avancées technologiques. Dans les deux cas, la croissance est le fruit d'une récupération in situ accrue alors que la production par extraction à ciel ouvert demeure relativement uniforme. Avec l'adoption élargie de nouvelles technologies, l'augmentation d'après le scénario des avancées technologiques est plus rapide en début de période, puis ralentit vers la fin de la décennie suivante compte tenu d'hypothèses de prix décroissants.
 - C'est encore une fois les avancées technologiques qui sont sources d'écart entre les deux scénarios de tarification du carbone élevée. Le scénario sans avancées technologiques mène à une production de 4,19 Mb/j à la fin de la période de projection tandis que cette production atteint 4,23 Mb/j lorsque de telles avancées y sont greffées.

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 élevés 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. Toutefois, la disponibilité de l'infrastructure pipelinière voulue 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.
- Les efforts déployés en vue de relever l'efficacité tout en abaissant les coûts et en réduisant l'empreinte écologique des sables bitumineux constituent autant de grandes incertitudes quant à la concrétisation ou non des projections. Si les technologies progressent à un rythme différent de ce qui est supposé dans les modèles, les projections de production de bitume varieraient alors en conséquence.

Annexe A

Projections pour l'exploitation des sables bitumineux : Méthodes

Les projections pour l'exploitation des sables bitumineux sont obtenues en appliquant des taux d'utilisation aux capacités, d'abord des projets existants, puis en tenant compte d'un calendrier d'exécution prévu pour de futurs agrandissements et la construction de nouvelles installations. Elles ne tiennent pas compte de variations à la production en raison des conditions météorologiques, de pannes de matériel ou d'autres interruptions possibles. La production de bitume brut et celle de pétrole brut synthétique font l'objet de projections pour chacun des scénarios.

Les principales différences entre les divers scénarios sont le résultat de variations des prix du pétrole, taxes sur le carbone et avancées technologiques. Les variations des prix du pétrole influent sur les revenus de l'industrie et la partie qui sera réinvestie sous forme de dépenses en immobilisations. Celles des taxes sur le carbone jouent sur le revenu net disponible, ce qui fait que plus ces taxes sont élevées, plus le sont également les coûts de production, ce qui diminue d'autant le revenu net. Les avancées technologiques ont une incidence à la fois sur la production de bitume et sur le ratio vapeur-pétrole (« RVP »). Tous les projets ne sont pas touchés dans la même mesure par de telles variations. Par exemple, meilleur est le RVP, moins grandes sont les répercussions d'une hausse des taxes sur le carbone. Certaines années, des projets peuvent ainsi profiter d'un crédit d'émissions. Des précisions sur le calcul des émissions sont présentées à la section A.4.4.

La production estimative par extraction à ciel ouvert et récupération in situ est obtenue de la même manière. Les projets sont évalués en fonction des capacités et dates d'entrée en service annoncées tout en tenant compte des risques de report à cet égard. La somme de la production de tous les projets pour chacun des types (extraction à ciel ouvert et récupération in situ) est ensuite calculée. La production des projets déjà en exploitation est maintenue à un niveau relativement constant pendant la plus grande partie de la période de projection. Dans certains cas, en raison de l'âge des installations, la production régresse vers la fin de cette période. Les hausses de production pour un projet donné sont surtout le fruit de la mise en service d'agrandissements et dans une moins grande mesure d'amélioration des processus au cours des premières années du projet lui-même ou de l'agrandissement. Ces méthodes diffèrent grandement de celles servant aux projections pour le pétrole classique, fondées sur le nombre de puits et ayant recours à une analyse de la courbe de diminution de la production.

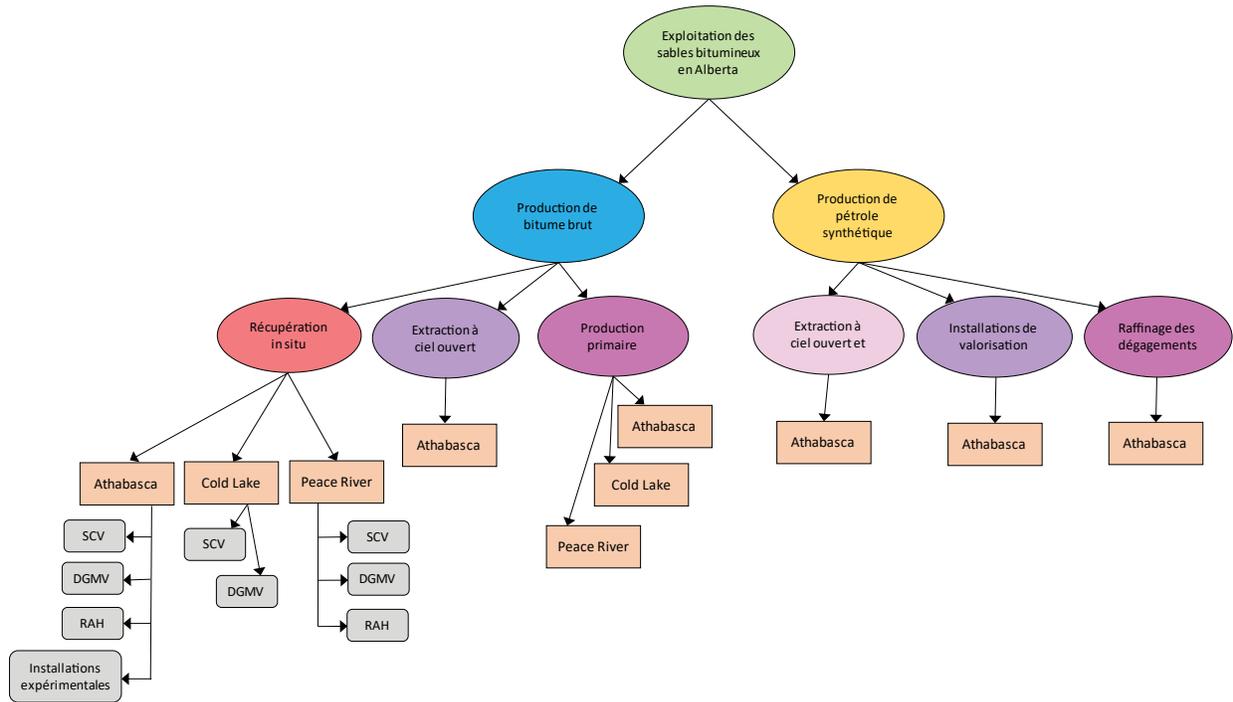
Des précisions sur les zones productrices de sables bitumineux sont présentées à l'annexe A1.1. La façon dont la production est déterminée est traitée à l'annexe A1.2. Les résultats des projections constituent [l'annexe B](#).

A.1 Catégories d'exploitation des sables bitumineux

Aux fins de l'analyse, l'exploitation des sables bitumineux est divisée en catégories selon le type de production et de récupération, la zone géographique et la méthode utilisée, ce qu'illustre la figure A.1.

FIGURE A.1

Catégories d'exploitation des sables bitumineux

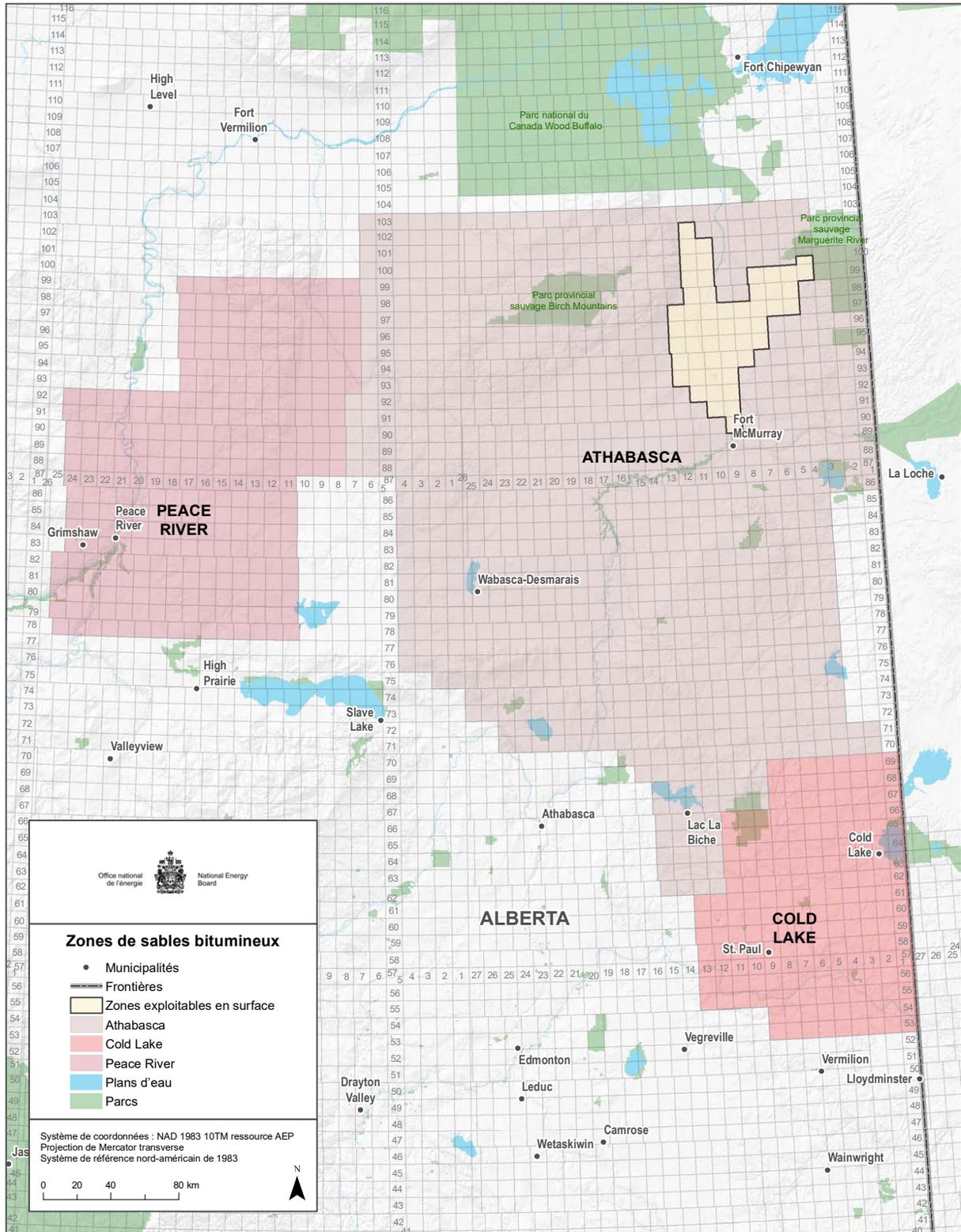


A.1.1 Zones de sables bitumineux

Les sables bitumineux sont exploités dans trois régions en Alberta : Athabasca, Cold Lake et Peace River. L'activité et la production sont principalement concentrées dans la région de l'Athabasca avec notamment des projets de récupération in situ, qu'il s'agisse de drainage par gravité au moyen de vapeur (« DGMV »), stimulation cyclique par la vapeur d'eau (« SCV ») ou récupération assistée des hydrocarbures (« RAH »). Cette région compte aussi des projets d'extraction à ciel ouvert, de valorisation, de raffinage des dégagements gazeux et de production primaire. Celle de Cold Lake abrite des projets de récupération in situ par DGMV ou SCV et d'autres de production primaire. La région de Peace River compte elle aussi des projets de récupération in situ, qu'il s'agisse de DGMV, SCV ou RAH, ainsi que de production primaire.

FIGURE A1.2

Carte des zones de sables bitumineux



Information de base : Alberta Energy. Carte produite par l'Office national de l'énergie, janvier 2018. Il s'agit d'une représentation graphique fournie à titre d'information générale seulement.

A.1.2 Type de production – Bitume brut et pétrole brut synthétique

La production de bitume brut et celle de pétrole brut synthétique font l'objet de projections dans le cadre de l'analyse. À quelques exceptions près, le bitume produit par extraction à ciel ouvert est valorisé en Alberta. En outre, la production de deux installations de récupération in situ, soit celle des projets MacKay River et Firebag, de Suncor, est partiellement valorisée sous forme de pétrole brut synthétique. Le reste du produit récupéré in situ est commercialisé sous forme de bitume dilué, au même titre que celui extrait des mines Kearl de L'Impériale et Fort Hills de Suncor.

A.1.3 Type de récupération – In situ, extraction à ciel ouvert, production primaire et RAH

Le bitume peut être produit de quatre façons. Dans une proportion de plus ou moins 90 %, il fait soit l'objet d'une extraction à ciel ouvert, soit celui d'une récupération in situ. Pour le reste, il s'agit de production primaire ou de RAH. Le bitume de production primaire est légèrement moins visqueux que celui obtenu par récupération in situ, ce qui fait qu'il peut être amené à la surface sans recours à de la chaleur ou à des solvants. Toutefois, l'échelle de tels projets est moindre que celle des aménagements in situ. La RAH privilégie une technologie d'injection d'eau dans le réservoir semblable à celle utilisée pour le pétrole classique. Encore une fois, ces projets ont moins d'ampleur que ceux d'extraction à ciel ouvert ou de récupération in situ. Au total en 2016, on comptait plus de 150 projets de production primaire et de RAH exploités en Alberta.

A.1.4 Méthodes de récupération in situ – DGMV, SCV et RAH

Le présent rapport aborde trois types de technologies de récupération in situ : DGMV, SCV et RAH.

Le DGMV a habituellement recours à des puits horizontaux en paires pour extraire le bitume. De la vapeur est injectée dans le puits supérieur afin de chauffer le bitume, qui est ensuite drainé par gravité dans le puits inférieur et pompé jusqu'à la surface.

La SCV compte elle aussi sur la vapeur pour produire du bitume. Celle-ci est injectée dans le réservoir à partir d'un puits pendant une période de plusieurs mois pour chauffer le bitume et ainsi en diminuer la viscosité. Une fois que l'injection de vapeur a cessé, l'émulsion d'eau et de bitume reflue dans le puits pendant aussi plusieurs mois. Le procédé est répété tout au long de la durée de vie économique du puits.

La RAH permet d'extraire du pétrole des réservoirs une fois que les gisements ont été exploités au point où la production naturelle n'est plus économiquement viable, même avec les moyens d'ascension artificielle comme les chevalets de pompage. Elle peut prendre la forme de maintien de pression, de réinjection, d'injection d'eau ou de produits chimiques, de méthodes thermiques ou de recours à des fluides de déplacement, miscibles ou non.

A.2 Méthodes de projection de la production de bitume

Dans le présent rapport, les projections sont dérivées des données de production historiques, des plans dévoilés par les producteurs ainsi que de consultations avec des représentants de l'industrie et du gouvernement. C'est à partir des projets existants ou à venir et des agrandissements prévus dans les deux cas que les projections mensuelles ont été établies jusqu'à la fin de 2040.

A.2.1 Méthode pour les projets existants

Les projets en exploitation ou qui l'ont été sont considérés des projets existants et les tendances historiques de production mensuelle servent à déterminer celle à venir. Dans la plupart des cas, la production des projets existants demeure constante jusqu'en 2040. Les projections pour les projets dont la production est déjà en régression poursuivent dans la même voie. Dans le cas de ceux dont la production est actuellement nulle mais qui ont déjà produit, soit que celle-ci demeurera à ce niveau pendant toute la période de projection (projets mis hors service), soit qu'elle reprendra au moment et aux niveaux prévus compte tenu de l'information publique disponible à ce sujet (c'est le cas de projets temporairement mis hors service).

A.2.2 Méthode pour les agrandissements

Les agrandissements constituent des ajouts à des projets existants. En tenant compte des hypothèses avancées quant aux prix du pétrole, les augmentations futures de la production de bitume seront surtout le fruit d'agrandissements à des projets existants plutôt que de nouveaux projets. C'est sur la base de l'information publique disponible que l'ampleur des agrandissements et le moment de leur entrée en service sont déterminés.

A.2.3 Méthode pour les projets à venir

En se fondant sur les prix envisagés pour le pétrole et d'autres hypothèses, il peut être de mise d'inclure un ou deux nouveaux projets dans les projections. Il est donc prévu que de nouveaux projets de récupération in situ seront construits, mais le moment de leur réalisation, leur taille et leur nombre diffèrent selon les scénarios.

A.3 Méthodes de projection pour la production de pétrole brut synthétique

Le pétrole brut synthétique est du bitume brut transformé en produit plus léger. Pour la majeure partie, le bitume actuellement obtenu par extraction à ciel ouvert est valorisé et on prévoit que cette tendance se poursuivra pendant toute la période de projection. De plus, une partie de la production d'installations de récupération in situ et de pétrole brut lourd est aussi valorisée.

A.4 Autres hypothèses et analyses

A.4.1 Dépenses en immobilisations

Les dépenses en immobilisations prennent deux formes : maintien et construction.

Dans le premier cas, il s'agit d'investissements requis dans des projets existants qui sont généralement étroitement liés aux niveaux de production. Si on prévoit une augmentation de la production pendant la période de projection, les dépenses en immobilisations pour son maintien augmenteront aussi. Dans la présente analyse, l'échelle des investissements de maintien est la suivante :

- 1 500 \$ par b/j de production annuelle brute de bitume - production primaire
- 9 000 \$ par b/j de production annuelle brute de bitume - extraction à ciel ouvert
- 5 000 \$ par b/j de production annuelle de pétrole synthétique - installations de valorisation
- 6 300 \$ par b/j de production annuelle brute de bitume - récupération in situ

Dans le second cas, il s'agit du coût des nouveaux projets ou des agrandissements. Ce coût est calculé à compter du mois de mise en chantier et distribué mensuellement à parts égales jusqu'à la réalisation des travaux. La plupart du temps, qu'il s'agisse de nouveaux projets ou d'agrandissements, la période de construction prévue varie entre 18 et 24 mois. Par ailleurs, la production s'amplifie toujours au fil du temps puisqu'elle n'est habituellement pas maximale dès le premier mois de mise en service. Les coûts de construction sont fondés sur l'information disponible et la consultation effectuée. Ils diffèrent selon les producteurs et les projets mais demeurent normalement à l'intérieur des fourchettes suivantes :

- Entre 30 000 \$ et 60 000 \$ par b/j de capacité - récupération in situ
- Entre 80 000 \$ et 95 000 \$ par b/j de capacité - extraction à ciel ouvert
- Entre 50 000 \$ et 70 000 \$ par b/j de capacité - valorisation

L'importance des écarts rend compte de la grande variabilité quant à la qualité des réservoirs pour chaque producteur et aussi des hypothèses avancées en matière de technologie.

A.4.2 Hypothèses pour le RVP et la consommation de gaz naturel

Le RVP représente le nombre de barils de vapeur consommés pour la production d'un baril de pétrole dans le contexte de projets thermiques de récupération in situ (DGMV et SCV). Plus faible est ce ratio, plus efficace est le projet et généralement moindres sont les coûts de l'offre comparativement à un RVP supérieur. Dans la plupart des cas, la vapeur est obtenue en faisant brûler du gaz naturel ou de synthèse. Lorsque le RVP est connu, les ratios de consommation gazière utilisés pour les projections sont les suivants, en milliers de pieds cubes (« kpi³ ») :

- vapeur sèche * 0,41 kpi³/baril de vapeur = kpi³/baril de bitume produit pour le DGMV
- vapeur humide * 0,32 kpi³/baril de vapeur = kpi³/baril de bitume produit pour la SCV

Les ratios généraux utilisés pour certains projets lorsque le RVP historique n'est pas connu sont les suivants :

- 0,187 kpi³/baril de bitume produit pour la RAH
- 2,0 kpi³/baril de bitume produit pour le DGMV et la SCV

Les RVP mensuels envisagés pour un projet sont fondés sur les tendances historiques, sur la technologie et l'efficacité attendues ainsi que sur le calendrier des agrandissements (lesquels d'habitude pousseront temporairement le RVP vers le haut, car de la vapeur commence à être injectée avant l'entrée en production, pour les agrandissements comme pour les nouveaux projets). C'est sur la base des RVP projetés ou des ratios généraux que la consommation mensuelle de gaz à venir dans l'industrie des sables bitumineux est établie.

Même si les projets d'extraction à ciel ouvert, les installations de valorisation et la production primaire ne consomment pas de vapeur, cela n'exclut pas pour autant la consommation de gaz naturel. Les ratios historiques à cet égard pour chacun de ces projets sont projetés dans le temps pour obtenir les volumes futurs de gaz qui seront consommés.

A.4.3 Hypothèses pour l'électricité

La consommation historique d'électricité des projets d'extraction à ciel ouvert et de valorisation est connue dans la plupart des cas. Les ratios déjà établis par unité de production servent à calculer la consommation d'électricité à venir pendant la période de projection. En l'absence d'antécédents connus, les hypothèses de consommation d'électricité utilisées sont les suivantes, en kilowattheures (« kWh ») :

- 18,9 kWh/baril de bitume obtenu avec la production primaire ou la RAH
- 15,0 kWh/baril de bitume obtenu avec le DGMV ou la SCV

A.4.4 Hypothèses pour le CO₂

L'analyse tient compte du coût des émissions de dioxyde de carbone. Ce coût réduit les revenus de l'industrie et les flux de trésorerie disponibles pour de futures dépenses en immobilisations. Cependant, il peut ou non avoir une incidence sur les projections de la production selon le projet. Les plus efficaces d'entre eux présentant un RVP moindre seront moins touchés, économiquement, que les autres. Ainsi, dans la plupart des cas, compte tenu des RVP actuels et projetés, la production attendue ne variera pas^{A1} en fonction des prix du carbone. Ce n'est qu'une partie de la production des projets moins efficaces, habituellement de moindre envergure, qui sera retranchée pendant la période de projection en raison des prix du carbone et du pétrole.

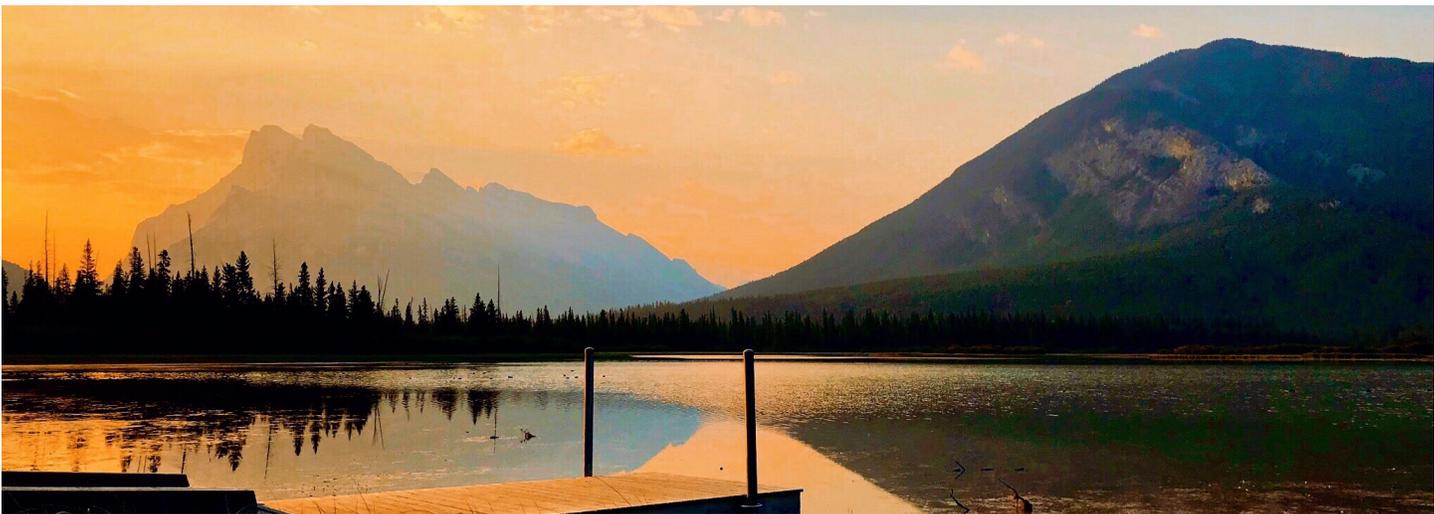
La quantité de gaz consommé et les émissions de CO₂ peuvent être calculées à partir de la consommation gazière par baril de bitume ou de pétrole synthétique dont il est question à la section A.4.2. Le ratio utilisé est le suivant :

0,0019 tonne de CO₂/m³ de gaz naturel consommé

A1 Les prix du carbone ne modifient en rien la capacité de production nominale d'un projet.

Un rajustement en fonction de la production, semblable à celui prévu dans le plan de l'Alberta en matière de climat, a ensuite été appliqué au coût réel du CO₂ pour chaque projet, par année. Selon l'année, les projets sont placés en ordre, de celui présentant le RVP le plus faible jusqu'à celui pour lequel ce ratio est le plus élevé. Les 25 premiers centiles représentent une catégorie distincte et le coût du carbone associé au RVP sous cette barre mènent au calcul du rajustement en fonction de la production appliqué à l'ensemble des projets. Ceux dont le RVP se situe dans cette première tranche profitent ainsi d'un coût du carbone inférieur à zéro (produisant donc un rajustement des revenus vers le haut) alors que ce coût augmente graduellement pour les autres (avec rajustement correspondant des revenus vers le bas). Des précisions sur les calculs propres au carbone et les politiques provinciales sont présentées dans le rapport [avenir énergétique 2017](#).

Les données pour les figures des annexes A et B peuvent être consultées sous forme de [fichiers Excel](#).



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

www.neb-one.gc.ca/avenirenergetique