



Office national
de l'énergie

National Energy
Board

SUPLÉMENT AVENIR ÉNERGÉTIQUE DU CANADA EN 2018



PRODUCTION TIRÉE DES SABLES BITUMINEUX

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 tirée des sables bitumineux

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: Oil Sands 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. Résultats – Scénario de référence.	3
3. Tous les scénarios	9
4. Facteurs à considérer	11
Annexe.	12



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 Avenir énergétique sur le gaz naturel, le pétrole brut et les LGN s'articule autour de quatre scénarios.

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/tonne 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.

C'est de la région des sables bitumineux en Alberta que proviendra la plus grande partie de la production de pétrole brut au Canada d'ici 2040 dans les quatre scénarios, principalement en raison de la hausse de la récupération in situ. Le présent rapport supplémentaire présente d'autres analyses et résultats pour les quatre scénarios du rapport Avenir énergétique 2018. Les écarts dans les projections de production entre les divers scénarios tiennent à des hypothèses de prix différentes pour le pétrole et au recours ou non à de nouvelles technologies de mise en valeur in situ dans le scénario des avancées technologiques.

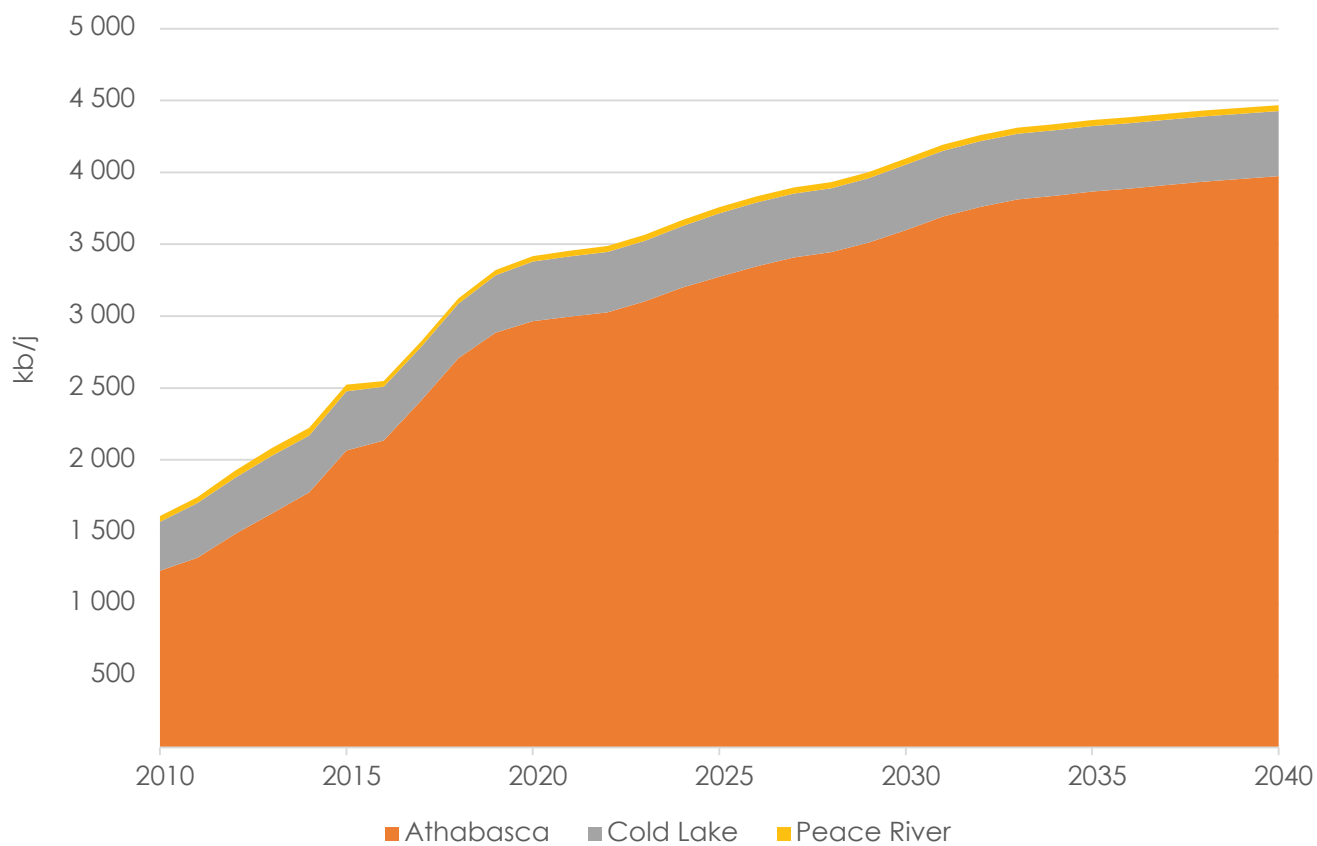
L'annexe décrit les méthodes et les hypothèses employées pour faire des projections de la production et renferme les jeux de données détaillés pour tous les scénarios. Au nombre de ceux-ci, on compte la production mensuel selon la région des sables bitumineux et la méthode d'extraction et selon qu'il s'agit d'un projet existant ou nouveau ou d'un agrandissement. Les données ayant servi à la préparation du présent rapport et des annexes [sont accessibles ici](#).



2. Résultats – Scénario de référence

2.1 Production selon la région

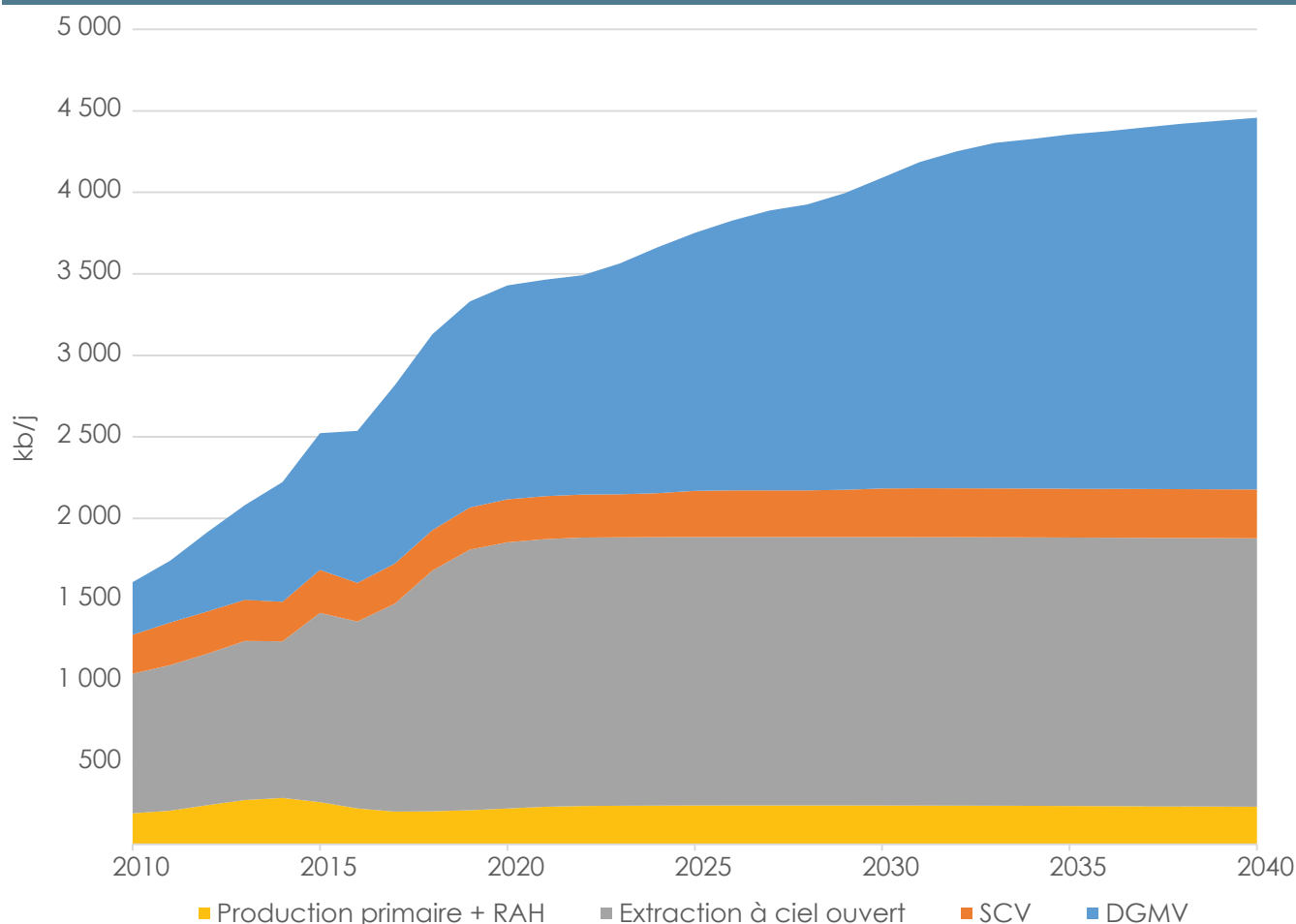
Figure 2.1 – Production de bitume brut selon la région



- La production tirée des sables bitumineux a connu un essor au cours des dernières années à la suite de l'achèvement et de la mise en exploitation de grands projets dont la construction avait commencé avant l'effondrement des prix du pétrole brut au milieu de 2014. Cette tendance se poursuivra jusqu'au début des années 2020, après quoi la croissance sera plus lente. En 2017, les prix moyens du pétrole [WTI](#) se sont établis à 50,90 \$ US le baril, ce qui, une fois minorés aux niveaux correspondants dans l'Ouest canadien, suffit pour couvrir les frais d'exploitation et, même dans certains cas, pour favoriser des investissements dans de nouveaux projets. La hausse du prix du WTI, qui atteint à 71,50 \$US le baril en 2027, entraîne de nouveaux investissements dans les sables bitumineux, ce qui se traduit par des taux de croissance plus élevés pendant la deuxième moitié de la décennie qui suit. En 2017, la production tirée des sables bitumineux se situait tout juste au-dessus de 2,8 millions de barils par jour (« Mb/j »); on projette qu'elle s'établira à près de 4,5 Mb/j en 2040, ce qui représente une augmentation de 58 %.
- Comme le montre la figure 2.1, la région de l'Athabasca produit la plus grande partie du bitume brut, aussi bien sur le plan historique que pendant toute la période de projection. En 2017, la production dans cette région s'est élevée à 2,4 Mb/j, soit 85 % de tout le bitume brut extrait au pays, le reste provenant des régions de Cold Lake à 13 % et de Peace River à 1 %.
- 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. Le gisement de Fort Hills, entré en production à la fin de 2017, et celui de Kearl produisent du bitume dilué qui est acheminé jusqu'aux marchés par pipeline ou chemin de fer.

2.2 Production selon la méthode d'extraction

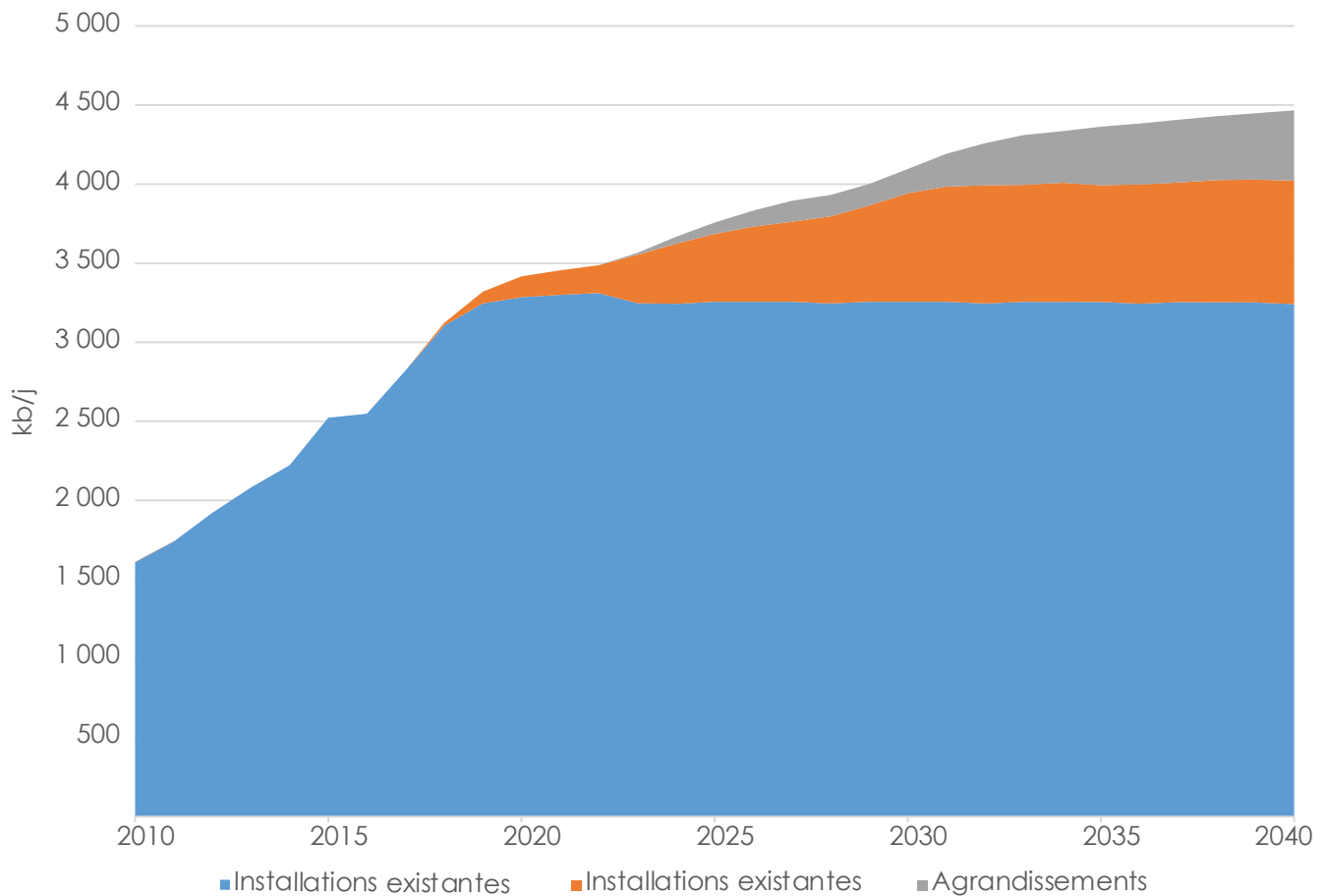
Figure 2.2 – Production de bitume brut selon la méthode de production



- L'Alberta produit du bitume de trois façons :
 - extraction à ciel ouvert à l'aide de camions et d'excavatrices (méthode dite à « pelles et camions »);
 - récupération in situ, principalement par l'injection de vapeur pour 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 \(« DGMV »\)](#) ou de [stimulation cyclique par la vapeur d'eau \(« SCV »\)](#). On s'attend à ce qu'à l'avenir, l'injection de solvants avec de la vapeur, ou en remplacement de cette dernière, occupe une place de plus en plus grande dans la production in situ;
 - production primaire et récupération assistée des hydrocarbures (« RAH ») permettant une extraction très semblable à celle de pétrole classique, sans recourir à de la vapeur.
- 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. Jusqu'à présent, c'est la méthode qui a été privilégiée. Toutefois, seulement environ 20 % des gisements permettent un tel accès.
- La tranche restante de 80 % ne peut être mise en valeur qu'au moyen de la récupération in situ. En 2012, la production selon cette méthode a surpassé l'extraction à ciel ouvert et c'est elle qui produit la plus grande quantité de pétrole brut au Canada. On prévoit une croissance plus rapide de la production par récupération in situ que de l'extraction à ciel ouvert, qui comptera pour 58 % de tout le bitume brut produit en 2040.
- La figure 2.2 montre que l'extraction à ciel ouvert plafonnera lorsque les nouveaux projets et les projets d'agrandissement en cours d'aménagement arriveront à leur pleine capacité de production, soit environ 85 % de la capacité nominale. Par la suite, on ne s'attend à l'entrée en exploitation que de petits projets, qui seront tous des agrandissements d'installations existantes. L'extraction à ciel ouvert atteint 1,65 Mb/j en 2022 et demeure relativement stable à ce seuil pour le reste de la période de projection. En général, les producteurs mettent d'abord en valeur les parties les plus prometteuses de leur terrain, puis s'étendent à celles de moindre qualité lorsque les premières arrivent à maturité. La présente projection pose comme hypothèse que les procédés et la technologie continueront de s'améliorer et neutraliseront la baisse de la production de bitume des gisements de moins bonne qualité, maintenant ainsi la production par extraction à ciel ouvert relativement stable.
- On suppose également que l'on continuera de réduire les coûts d'exploitation et d'agrandissement des installations de récupération in situ existantes et ceux d'aménagement de nouvelles installations, ce qui se traduira par une augmentation de la production au moyen du DGMV et de la SCV, qui atteindra 2,58 Mb/j en 2040.
- Pour leur part, la production primaire et la RAH restent relativement constantes, culminant à 0,24 Mb/j en 2025, pour finalement fléchir à 0,23 Mb/j en 2040.

2.3 Production de bitume des installations existantes et nouvelles

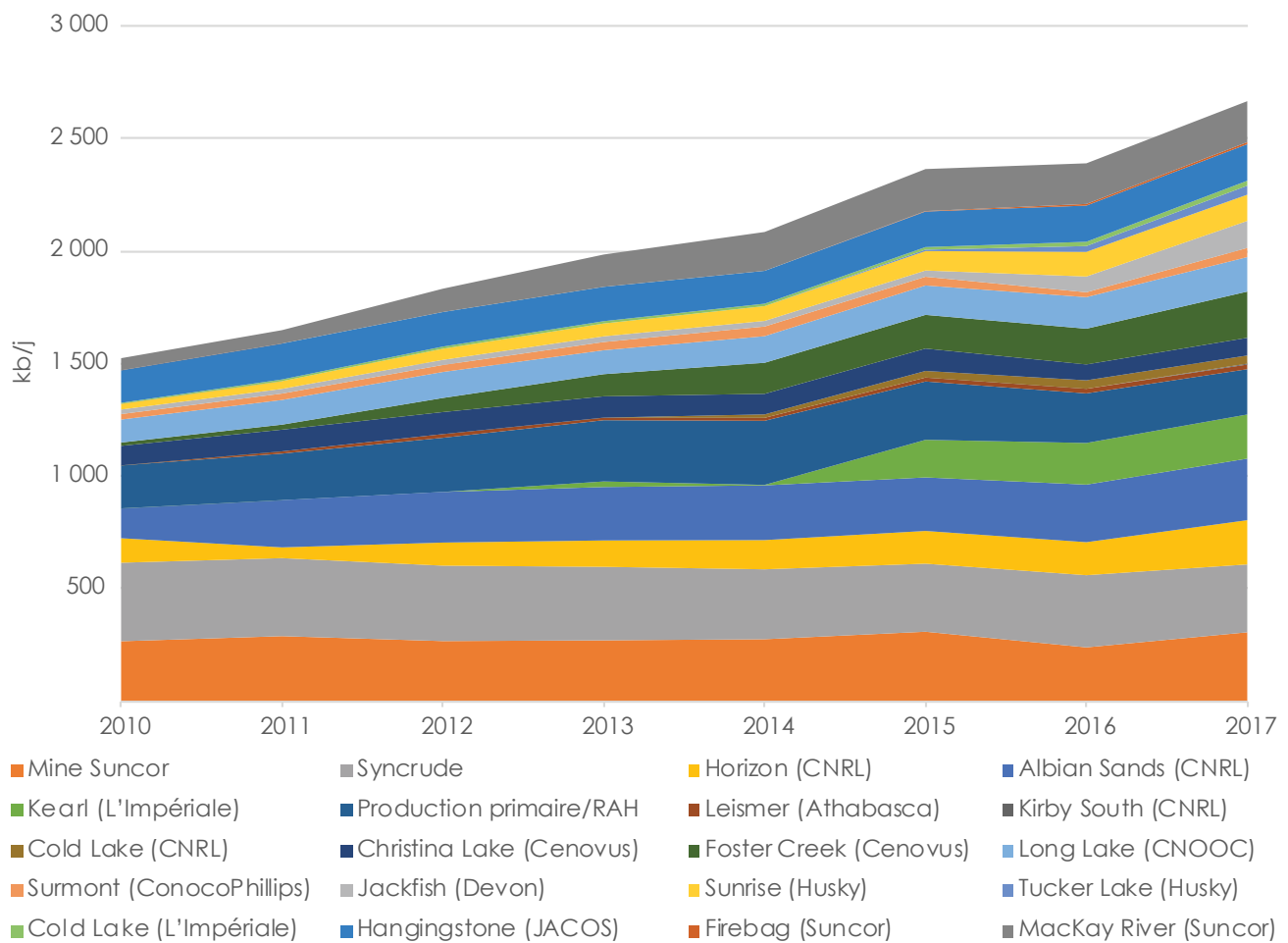
Figure 2.3 – Production des installations existantes et nouvelles



- Puisque, contrairement à la production des puits de pétrole classique, celle de bitume des projets d'extraction à ciel ouvert et de récupération in situ ne recule pas, la production actuelle de ces derniers demeurera stable pendant la période de projection.
- En 2017, la moyenne de bitume produit s'est élevée à un peu plus de 2,8 Mb/j au total pour l'extraction à ciel ouvert, la récupération in situ et la production primaire/RAH. La figure 2.3 indique que les volumes tirés des projets actuels augmenteront quelque peu pendant la période de projection, grâce aux améliorations apportées aux procédés et à la technologie et à la hausse de production des projets qui ne sont pas encore à leur pleine capacité. La production provenant des projets actuels s'élève 3,24 Mb/j en 2040.
- La croissance de l'exploitation des sables bitumineux sera principalement attribuable à des agrandissements d'installations existantes de récupération in situ. Comptant pour 0,78 Mb/j, ces agrandissements représenteront 64 % de la production supplémentaire en 2040.
- Les projets (aménagement) entièrement nouveaux fourniront l'autre tranche de 36 % de la nouvelle production, soit 0,45 Mb/j en 2040. Il s'agit d'une proportion relativement faible, puisque, de façon générale, leur aménagement coûte plus cher que les agrandissements.

2.4 Production par projet

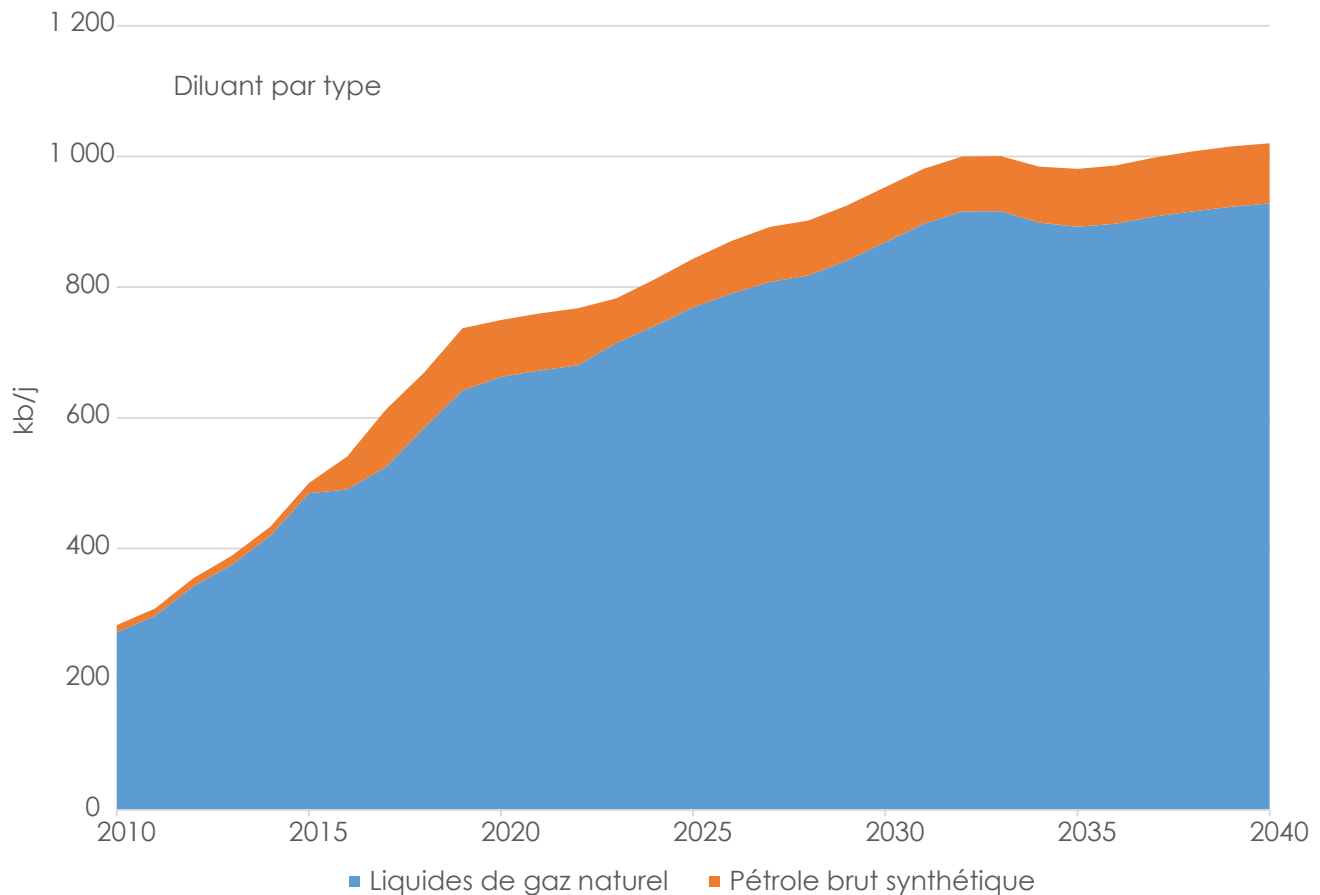
Figure 2.4 – Production de bitume brut par projet



- Les projets illustrés à la figure 2.4 sont ceux ayant une capacité supérieure à 20 000 barils par jour. Tous les « autres » sont regroupés.
- Entre 2010 et 2016, la production annuelle moyenne de ces projets a augmenté, passant de 1,6 à 2,6 Mb/j.
- L'extraction à ciel ouvert, qui comptait pour 51 % de la production totale de bitume brut en 2010, a reculé à 42 % en 2016; le reste de la production provenait de la récupération in situ et de la production primaire/RAH.

2.5 Demande de diluants

Figure 2.5 – Demande de diluants

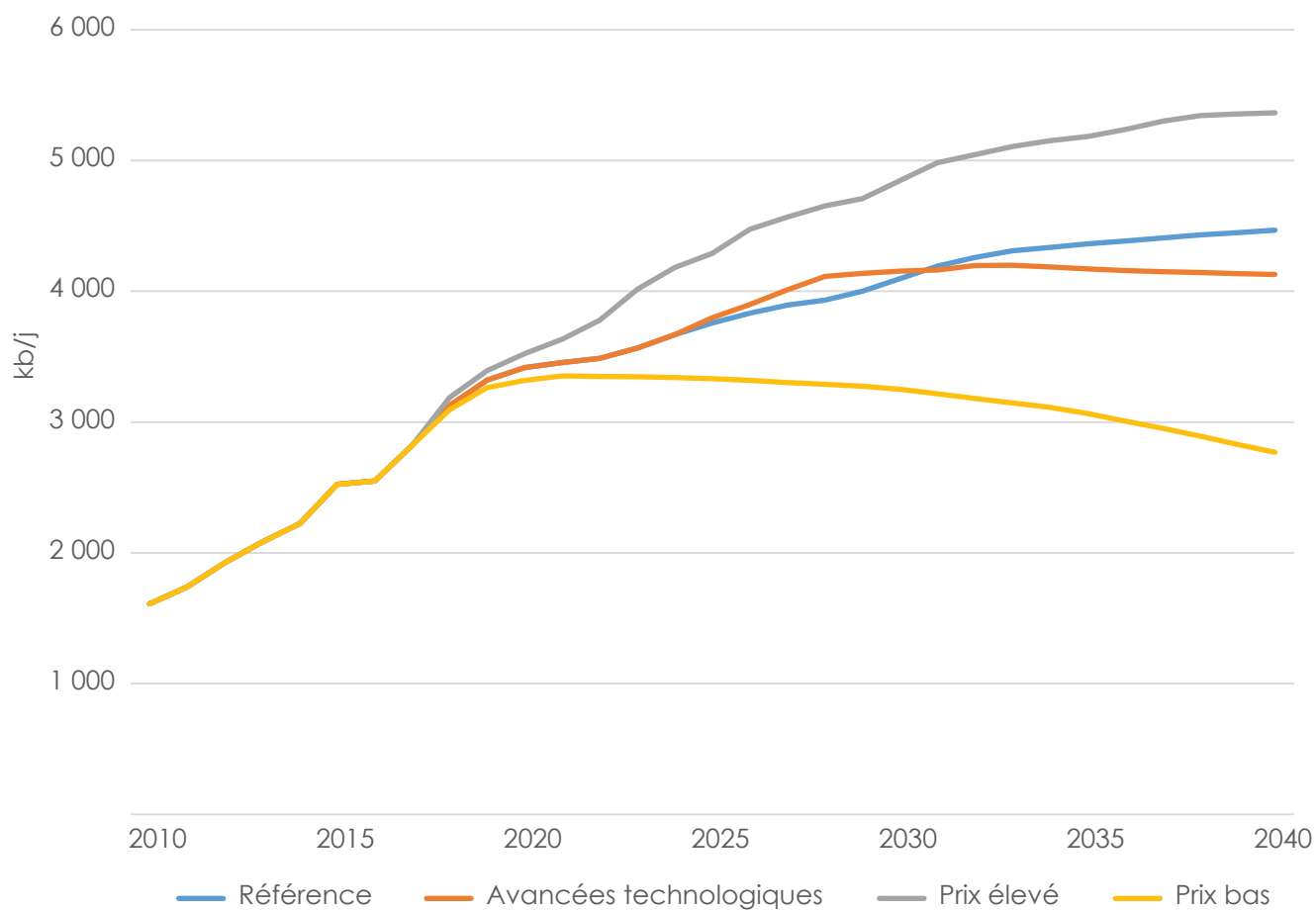


- Sauf quelques exceptions, le bitume est mélangé à un hydrocarbure plus léger (c.-à-d. un diluant) pour en permettre le transport par pipeline ou wagon-citerne. Les LGN représentent la forme de diluant la plus utilisée, bien qu'on emploie aussi du pétrole brut synthétique et d'autres pétroles légers.
- La quantité de diluant nécessaire pour mélanger au bitume varie en fonction du type de diluant et du mode de transport. De façon générale, il faut environ un baril de LGN pour trois barils de bitume dilué, soit une proportion de 30 %, pour rendre possible le transport du bitume par pipeline. Si on utilise du pétrole brut synthétique comme diluant, la proportion est plus grande, soit un baril pour deux barils de bitume dilué. Toutefois, on compte relativement peu d'installations exploitant des sables bitumineux qui ont recours au pétrole brut synthétique comme diluant.
- La figure 2.5 illustre la quantité de diluant qui sera nécessaire pour l'exploitation des sables bitumineux au cours de la période de projection. L'utilisation du pétrole brut synthétique comme diluant est en hausse au début de la période de projection, atteignant 0,10 Mb/j en 2019, puis elle plafonne. Par contre, les LGN employés comme diluant connaissent un essor formidable de 72 % pendant la même période, pour s'élever à 1,01 Mb/j en 2040.



3. Tous les scénarios

Figure 3.1 – Production de bitume brut selon les quatre scénarios d’Avenir énergétique 2018



- Afin de tenir compte de l'incertitude entourant la projection de la production de pétrole jusqu'en 2040, on a employé une large plage de prix futurs. Le prix du WTI atteint ainsi 116,50 \$ CAN le baril dans le scénario de prix élevé et recule à 36,50 \$ CAN dans celui de prix bas. En 2040, la production de bitume s'élève à 5,37 Mb/j scénario de prix élevé et à 2,77 Mb/j dans le scénario de prix bas, comme l'indique la figure 3.1.
- Comme on l'a fait l'année dernière, dans le scénario des avancées technologiques, on a misé sur une adoption plus rapide de l'injection de vapeur et de solvant dans l'exploitation des sables bitumineux. On a posé la même hypothèse pour d'autres innovations, comme les puits intercalaires¹ et les dispositifs de contrôle du débit², qui seront adoptés plus tôt dans la période de projection. Dans ce scénario, ces technologies abaissent l'intensité globale des émissions de gaz à effet de serre produites par les sables bitumineux, tout en permettant, en même temps, une hausse de la production dans beaucoup d'installations.
- La figure 3.1 montre à quel point l'adoption à grande échelle de ces technologies influe sur la production. Dans le scénario des avancées technologiques, la production augmente plus rapidement que dans celui de référence au début de la période de projection, atteignant 4,20 Mb/j en 2033 avant de reculer légèrement à 4,13 Mb/j en 2040. La montée initiale et la baisse subséquente de la production dans ce scénario tiennent aux hypothèses de prix plus bas, ainsi qu'à la tarification du carbone, deux facteurs qui annulent éventuellement la hausse de production découlant des améliorations technologiques.

-
- 1 Les puits intercalaires, aussi appelés puits interposés, sont des puits que l'on fore entre deux paires de puits horizontaux par la technique du DGMV. Ils permettent de récupérer du bitume qui a été chauffé dans le gisement, mais qui peut se trouver trop loin d'un puits existant pour l'extraire.
 - 2 Les dispositifs de contrôle du débit régulent soit le débit de la vapeur que l'on injecte dans un gisement de bitume, soit le bitume en mouvement que l'on extrait du gisement. En outre, en plus de cette gestion du débit de vapeur ou de fluides dans un gisement de bitume, on compte une réduction du temps de mise en production des nouveaux puits, l'abaissement du ratio vapeur-pétrole et l'accroissement des taux de production.



4. Facteurs à considérer

- Les prix futurs 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. À court terme, toutefois, le manque de capacité pipelinrière se répercute sur les prix du pétrole brut au Canada et sur la rentabilité des activités de production.
- Le scénario des avancées technologiques suppose que les prix mondiaux du pétrole brut seront inférieurs aux hypothèses du scénario de référence. Les prix futurs dans un monde où les émissions de gaz à effet de serre sont limitées demeurent incertains et sont fonction de la vigueur des mesures concertées de lutte au changement climatique, de la réaction de la demande de pétrole à une tarification du carbone élevée et des options pour remplacer les technologies actuelles.
- Les efforts déployés pour accroître l'efficacité tout en abaissant les coûts et en réduisant l'empreinte écologique des sables bitumineux constituent d'autres grandes incertitudes dans les projections d'Avenir énergétique 2018. Si la technologie progresse à un rythme différent de ce qui est supposé, les projections de production de bitume varieraient en conséquence.

Table des matières

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 Demande de diluants	19
A.5 Autres hypothèses et analyses	20

Projections pour l'exploitation des sables bitumineux : Méthodes

Les projections de production tirées des sables bitumineux sont obtenues en appliquant des taux d'utilisation aux capacités des projets existants et en tenant compte d'un calendrier d'exécution prévu pour de futurs agrandissements et la construction de nouvelles installations. Elles ne tiennent pas compte des variations de production découlant des conditions météorologiques, de pannes de matériel ou d'autres interruptions possibles. Des projections de la production de bitume brut et de pétrole brut synthétique sont données pour chaque scénario.

Les principales différences entre les divers scénarios sont attribuables aux variations des prix du pétrole, à la tarification du carbone et aux avancées technologiques. Les variations des prix du pétrole influent sur les revenus des sociétés et sur la partie qui est réinvestie sous forme de dépenses en immobilisations. Quant aux divers taux de tarification du carbone, ils influent sur les revenus nets disponibles. Plus ils sont élevés, 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 données à la section A.4.4.

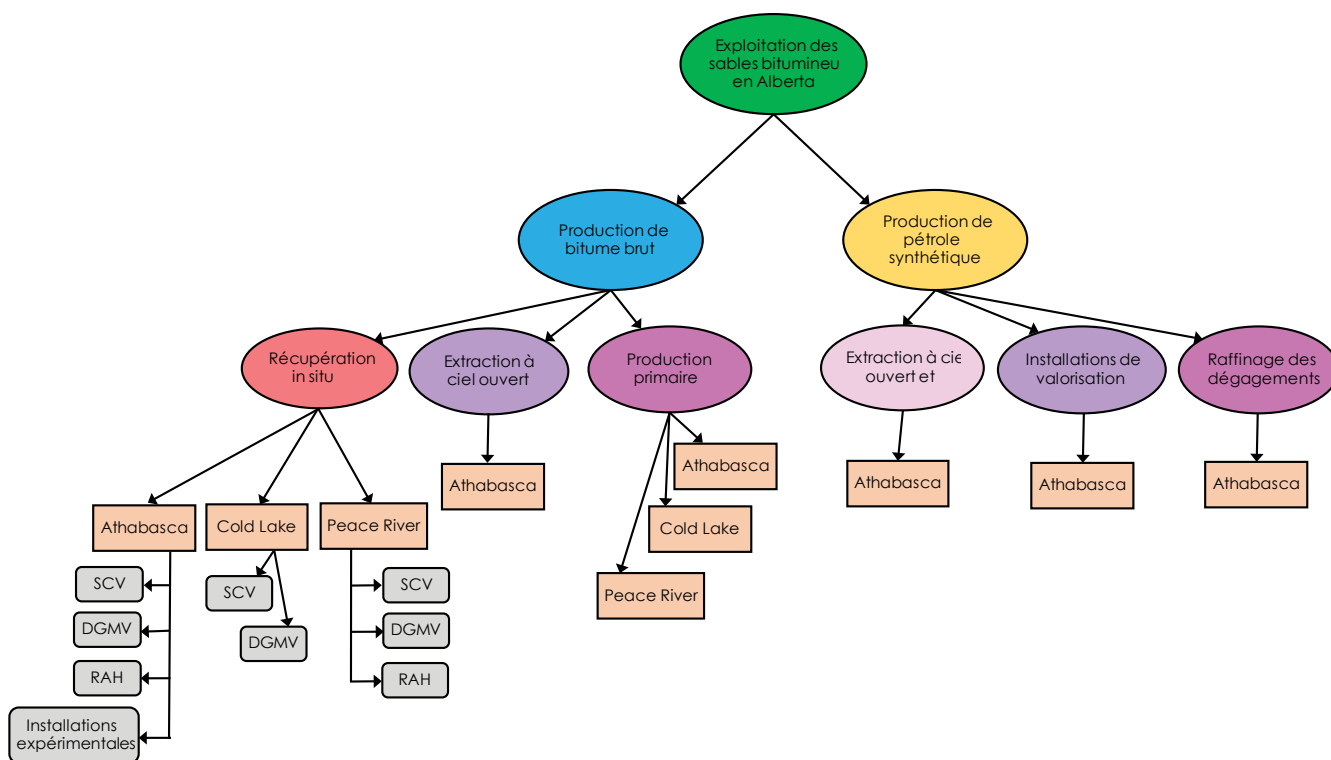
On obtient de la même manière la production estimative par extraction à ciel ouvert et récupération in situ. Les projets sont évalués en fonction des capacités et des dates d'entrée en service annoncées, en tenant compte des risques de report de ces dernières. On calcule ensuite la somme de la production de tous les projets pour chacun des types (extraction à ciel ouvert et récupération in situ). 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, de l'amélioration des procédés 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, qui sont fondées sur le nombre de puits et font l'objet d'une analyse de la courbe de diminution de la production.

Des précisions sur les zones productrices de sables bitumineux sont données 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.

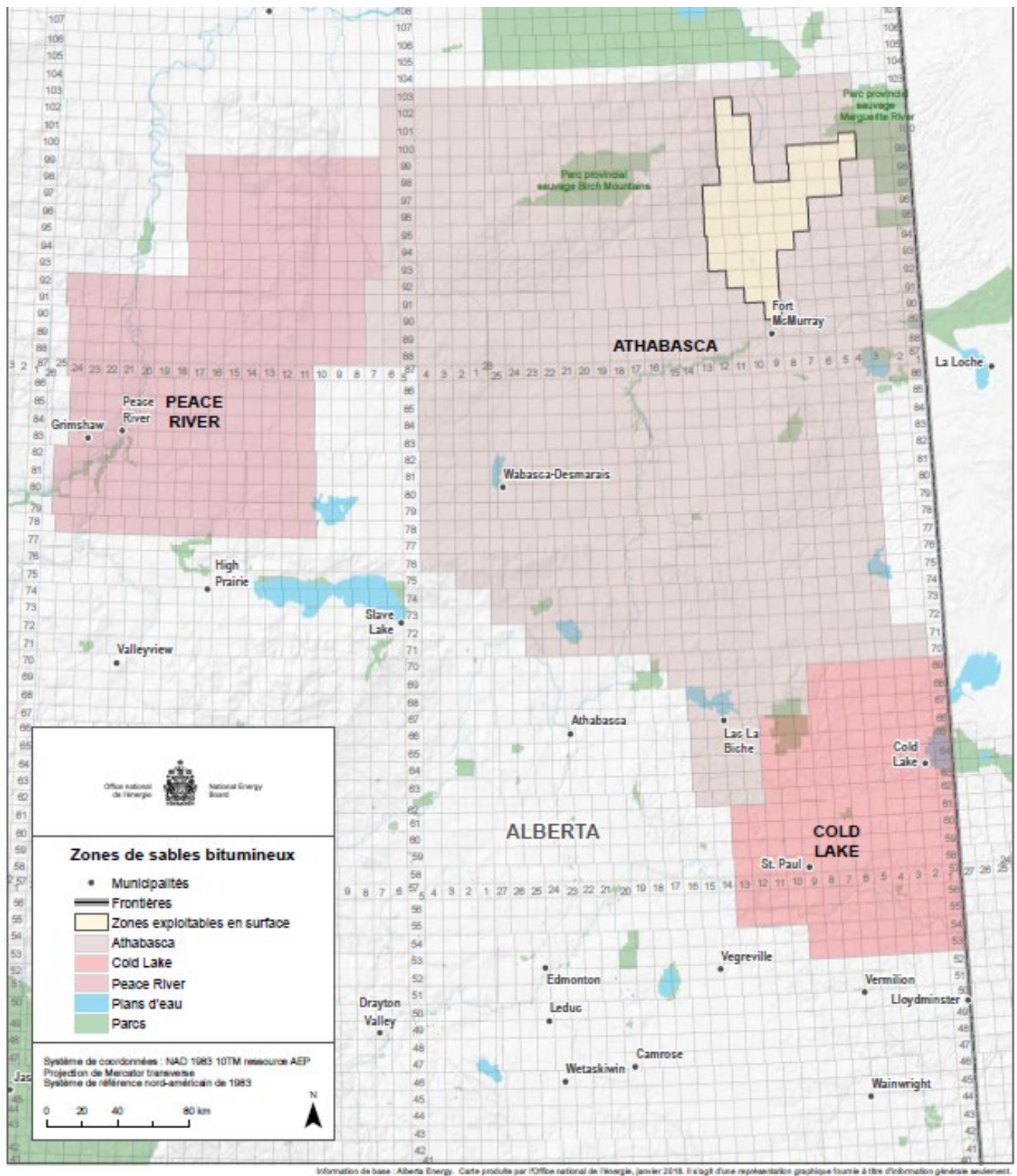
Figure A.1 – Catégories d'exploitation des sables bitumineux



A.1.1 Zones de sables bitumineux

On exploite les sables bitumineux 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, soit par 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. Dans la région de Cold Lake, on trouve 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, par DGMV, SCV ou RAH, ainsi que de production primaire.

Figure A2 – Carte des zones de sables bitumineux



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

La présente analyse comprend des projections de la production de bitume brut et de pétrole brut synthétique. À quelques exceptions notables 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 Types 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 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 recourir 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 sont de moins grande envergure que ceux d'extraction à ciel ouvert ou de récupération in situ. Au total, en 2017, on comptait plus de 150 projets de production primaire et de RAH en exploitation 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.

Pour le DGMV, on fore habituellement des puits horizontaux en paires pour extraire le bitume. On injecte de la vapeur dans le puits supérieur pour 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 le bitume. Cette vapeur est injectée pendant plusieurs mois dans le réservoir à partir d'un puits 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 comme des projets existants, et les tendances historiques de production mensuelle servent à déterminer celles 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 est maintenue à ce niveau pendant toute la période de projection (projets mis hors service), soit qu'elle reprend au moment et aux niveaux prévus en se fondant sur 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 la taille 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 justifié d'inclure un ou deux nouveaux projets dans les projections. On prévoit que de nouveaux projets de récupération in situ seront aménagés, 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 Demande de diluants

On estime les besoins en diluants à partir du ratio de mélange annuel moyens de chaque projet d'exploitation des sables bitumineux. Ce ratio varie en fonction du type de pétrole brut que l'on mélange et du type de diluant que l'on emploie. La présente analyse fait état du volume de diluants qu'il faut mélanger au pétrole lourd classique (le pétrole lourd n'est pas produit exclusivement dans les installations de sables bitumineux).

A.5 Autres hypothèses et analyses

A.5.1 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, selon le projet, il peut ou non avoir une incidence sur les projections de la production. Les projets plus efficaces 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 pas³ 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 consommée et les émissions de CO₂ peuvent être calculées à partir de la consommation gazière par baril de bitume ou de pétrole synthétique, ce 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

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, du RVP le plus faible au 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. Les projets dont le RVP se situe dans cette première tranche profitent 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 du carbone et les politiques provinciales sont données dans le rapport [Avenir énergétique 2018](#).

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

Annexe B – Tableaux de données détaillées

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

