

## **Pipelines Enbridge Inc. – Programme de remplacement de la canalisation 3**

### **Examen des estimations des émissions de gaz à effet de serre en amont associées au projet**

#### **Ébauche pour commentaires du public**

#### **Résumé**

Le présent document offre une estimation des émissions de gaz à effet de serre (GES) en amont associées au projet de remplacement de la canalisation 3 ainsi qu'une discussion des conditions dans lesquelles le pétrole brut transporté par une éventuelle canalisation 3 pleinement utilisée pourrait être considéré comme une hausse de la production découlant de ce projet.

Le projet vise à remplacer des segments de la canalisation 3 existante entre Hardisty, en Alberta, et Gretna, au Manitoba, et comprend l'installation de nouvelles infrastructures, le remplacement de l'infrastructure en place (p. ex. réservoirs de stockage, valves et pompes) et la désaffectation du pipeline existant. La capacité nominale annuelle moyenne du nouveau pipeline (760 000 barils par jour) représente un retour à la capacité originale du pipeline de la canalisation 3; sa capacité actuelle s'établissant à 390 000 barils par jour.

Environnement et Changement climatique Canada calcule que les émissions de GES en amont au pays associées à la production et au traitement du pétrole brut transporté par la canalisation 3 remplacée seraient de 19 à 26 mégatonnes d'équivalent en dioxyde de carbone par année. Ces chiffres représentent les émissions en amont associées à la capacité nominale annuelle moyenne du projet de la canalisation 3 (760 000 barils par jour) et ne font pas de distinction entre les émissions en amont associées à la capacité actuelle de la canalisation 3 (390 000 barils par jour) et celles associées à la capacité supplémentaire du pipeline que le projet permettrait d'obtenir (370 000 barils par jour). La mesure dans laquelle les émissions estimées seraient attribuables à ce projet dépend du prix attendu du pétrole, de l'offre d'autres moyens de transport et de leur coût (p. ex. pétrole brut acheminé par voie ferroviaire) ainsi que de la construction d'autres projets de pipeline.

Les décisions à l'égard des investissements des producteurs de pétrole sont guidées par les prévisions du prix du pétrole. L'accroissement de la capacité du pipeline est plus susceptible d'entraîner une hausse de la production lorsque les prix du pétrole se situent à long terme entre 60 et 80 dollars le baril (en dollars américains constants de 2013). Si les prix étaient supérieurs à cette fourchette, de nombreux projets d'exploitation de sables bitumineux seraient rentables même si le transport de pétrole brut par voie ferroviaire était la seule option. Par conséquent, si les prix du pétrole sont élevés, il est peu probable que l'accroissement de la capacité du pipeline entraîne une hausse de la production. Toutefois, si les prix du pétrole à long terme étaient inférieurs à 60 dollars le baril (en dollars américains constants de 2013), on ne pourrait s'attendre à de nouveaux investissements importants dans la production de pétrole à partir de sables bitumineux, peu importe le moyen de transport (voie ferroviaire

ou pipeline). Cependant, Environnement et Changement climatique Canada reconnaît qu'il est difficile d'attribuer toute hausse des émissions de GES à un pipeline déterminé, car un certain nombre de projets de pipeline ayant des échéanciers de construction et des capacités semblables ont été déposés au Canada.

En raison de la concurrence mondiale pour les investissements dans la production pétrolière, il est probable que, s'il n'y avait pas de production de pétrole à partir de sables bitumineux au Canada, des investissements seraient effectués dans d'autres régions; la production et la consommation de pétrole à l'échelle mondiale demeureraient donc inchangées. Par conséquent, la différence quant aux émissions de GES mondiales découlant de toute augmentation de la production canadienne de pétrole brut équivaldrait à la différence entre les émissions en amont de pétrole à partir de sables bitumineux, incluant l'extraction, le raffinage et le transport, et celles d'un pétrole brut comparable. La croissance de la production de pétrole à partir de sables bitumineux devrait être constituée surtout de mélanges de bitume dilué, un pétrole lourd. Selon cette analyse, la région américaine du golfe du Mexique serait le marché final de ce pétrole brut avec ou sans le projet de la canalisation 3. D'autres types de pétrole lourd brut qui constituent d'importantes sources d'approvisionnement pour les raffineries de la région américaine du golfe du Mexique ont des émissions à intensité semblable à celles du pétrole brut lourd canadien.

## Introduction

Dans le cadre de son annonce du 27 janvier 2016 relative à des principes provisoires, le gouvernement du Canada s'est engagé à entreprendre une évaluation des émissions de gaz à effet de serre (GES) en amont associées à des projets soumis à une évaluation environnementale<sup>1</sup>. Les évaluations environnementales comprennent déjà une évaluation des émissions directes découlant d'un projet.

L'évaluation ci-après des émissions de GES en amont dues au programme de remplacement de la canalisation 3 de la société Pipelines Enbridge Inc. (Enbridge) comprend une description du projet, une estimation quantitative des émissions de GES issues de la production en amont associée au projet (partie A) et une analyse des incidences potentielles du projet sur les émissions canadiennes et mondiales de GES (partie B).

## Description du projet

La canalisation 3 d'Enbridge est un pipeline existant d'un diamètre de 863,6 millimètres (mm) s'étendant sur une distance de 1 600 kilomètres (km) entre Edmonton, en Alberta, et Superior, dans le Wisconsin, aux États-Unis. La canalisation 3 fait partie du réseau principal d'Enbridge qui comprend les canalisations 1, 2, 3, 4, 13 et 67<sup>2</sup>. Ce réseau principal permet le transport du pétrole brut et des produits pétroliers à partir du carrefour d'Edmonton, en Alberta, vers différents endroits au Canada et plus au sud aux États-Unis<sup>3</sup>. Depuis la mise en service de la canalisation 3 la fin des années 1960, sa capacité annuelle moyenne a varié entre une capacité nominale annuelle moyenne d'environ 670 000 barils par jour (b/j) et sa capacité courante plus faible de 390 000 b/j résultant de conditions d'utilisation mises en place par Enbridge, notamment des restrictions volontaires de pression pour assurer l'utilisation sécuritaire la canalisation.<sup>4</sup>

Le 5 novembre 2014, Enbridge a déposé une demande pour le programme de remplacement de la canalisation 3 à l'Office national de l'énergie (ONÉ)<sup>4</sup>. Le projet de la canalisation 3 propose de remplacer des sections du pipeline existant situées sur une longueur de 1 066 km entre Hardisty, en Alberta, et Gretna, au Manitoba, et prévoit<sup>5</sup> :

- le remplacement de la canalisation 3 actuelle, soit un pipeline de 863,6 mm de diamètre, par un pipeline de 914,4 mm de diamètre;
- l'ajout de robinets d'arrêt télécommandés;
- le remplacement d'une partie ou de l'ensemble des pompes de la canalisation 3 ainsi que de l'infrastructure et de l'équipement connexes;
- l'ajout de réservoirs au terminal de Hardisty;
- la désaffectation de la canalisation 3 existante.

D'après la demande d'Enbridge à l'ONÉ, si le pipeline remplaçant la canalisation 3 est construit, on peut s'attendre à ce qu'il fonctionne à une capacité nominale annuelle moyenne de 760 000 b/j conformément à la conception d'origine de la canalisation 3, ce qui représente un débit accru

de 370 000 b/j par rapport à la capacité actuelle de la canalisation 3. La description du projet indique que le pipeline pourrait transporter des pétroles bruts légers, moyens et lourds<sup>6</sup>. La demande précise également que si ce projet n'est pas mis en œuvre, Enbridge continuera d'exploiter la canalisation 3 à sa capacité actuelle.

Si le projet est approuvé, la mise en opération du pipeline de remplacement est planifiée pour le début de l'année 2019.

Le projet de la canalisation 3 accroîtra les capacités de livraison de pétrole brut du réseau principal d'Enbridge à destination des marchés de l'Ontario, du Québec et du Midwest américain<sup>7</sup>. Enbridge mène actuellement d'autres projets de prolongation de pipelines situés entièrement aux États-Unis avec les canalisations 1 (prolongation du pipeline Sandpiper / désactivation de l'interconnexion Bakken), 2 (pipelines Flanagan sud et Seaway) et 61 (projet d'accès vers le sud). Le raccordement aux pipelines du Midwest permettrait un meilleur accès aux marchés du pétrole brut du sud des États-Unis, notamment à celui de la côte américaine du golfe du Mexique qui offre un important débouché pour la production canadienne croissante de pétrole brut<sup>8</sup>.

Les émissions de GES liées à la construction et à l'exploitation du projet de la canalisation 3 ont été évaluées par le promoteur et examinées par l'ONÉ. Ces émissions ne sont pas prises en considération dans le cadre de cette évaluation.

## Partie A : Estimation des émissions de GES en amont

La partie A de l'évaluation fournit des estimations quantitatives des émissions de GES rejetées lors de l'extraction et de la transformation en amont des produits associés au projet. Aux fins de cet examen, les *émissions en amont* sont définies comme les émissions provenant de l'extraction et de la transformation des produits d'hydrocarbures avant l'arrivée de ces produits dans le projet de la canalisation 3. Il s'agit notamment des émissions provenant de sources telles que la combustion, les procédés industriels, le torchage, l'évacuation et les sources fugitives. Les émissions de GES provenant de ces sources contiennent du dioxyde de carbone, du méthane et de l'oxyde nitreux. Les constituants de ces émissions de GES ont été totalisés en prenant en compte leur potentiel d'incidence sur le réchauffement planétaire. Cette évaluation ne porte pas sur les émissions en amont indirectes, par exemple celles qui sont liées aux changements d'utilisation des terres et celles générées par la production des intrants achetés, notamment l'équipement, le réseau électrique et les carburants. Ces émissions n'ont été prises en considération que s'il est impossible de les distinguer des émissions en amont directes. On a également exclu de la portée de l'évaluation les émissions liées au transport du pétrole brut d'une installation jusqu'à la canalisation 3 car on s'attend à ce qu'elles soient faibles en comparaison aux autres sources d'émissions en amont découlant de ce projet.

Les estimations quantitatives élaborées pour cette évaluation représentent les émissions de GES en amont associées aux différents types de pétrole brut qui pourraient être transportés par la canalisation 3. Les méthodes utilisées pour extraire et traiter les différents types de pétrole bruts

pourraient varier; en conséquence, les activités d'extraction et de traitement qui leur sont associées pourraient entraîner des niveaux différents d'émissions de GES. L'éventail de catégories de pétrole brut <sup>i</sup> transporté pourrait également changer tout au long de l'exploitation du pipeline projeté, en fonction des évolutions des exigences opérationnelles et de la demande sur le marché. En raison de la variabilité possible associée à l'éventail de catégories de pétrole brut, notamment les volumes relatifs et les catégories de pétrole brut passant par la canalisation 3, les résultats sont présentés dans le cadre de différents scénarios possibles.

## Débit du projet

Aux fins de la partie A de l'évaluation, on suppose que la canalisation 3 sera exploitée à sa capacité nominale annuelle moyenne de 760 000 b/j lorsqu'elle sera mise en opération. Quant à savoir si les émissions de GES en amont associées à cette capacité sont des émissions supplémentaires découlant directement de ce projet n'est pas analysé à la partie A de l'évaluation. La partie B présente une analyse des implications de l'ajout d'une capacité de 370 000 b/j à la capacité existante de 390 000 b/j sur les émissions de GES au Canada.

## Éventail de pétrole brut du projet

Le promoteur a indiqué que le projet sera en mesure de transporter tous les types de pétroles bruts produits dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC). Aux fins de cette évaluation, on présume que l'on peut classer les nombreux pétroles bruts produits à partir du BSOC en six catégories distinctes reflétant leurs méthodes d'extraction et leur densité :

**Léger classique** Inclus les pétroles bruts de basse densité qui s'écoulent de leurs puits et s'acheminent par pipeline sans traitement ni dilution.

**Lourd classique** Inclus les pétroles bruts de densité élevée qui s'écoulent de leurs et s'acheminent par pipeline sans traitement ni dilution.

**SCV lourd** Inclus les pétroles bruts de densité élevée extraits à l'aide de stimulation cyclique par la vapeur (SCV). Cette méthode d'extraction *in situ* prescrit l'injection de vapeur dans un gisement de pétrole lourd pour en réduire sa viscosité et en permettre l'extraction. L'extraction à l'aide de mélanges de solvants et de vapeur est aussi utilisée.

**DGMV lourd** Inclus les pétroles bruts de densité élevée extraits à l'aide de drainage par gravité au moyen de vapeur (DGMV). Cette méthode d'extraction *in situ* nécessite une paire de puits horizontaux. De la vapeur sous haute pression servant à réchauffer le pétrole et réduire sa viscosité est introduite dans le puit supérieur, permettant au pétrole réchauffé de s'écouler vers le puits inférieur d'où il est extrait.

---

<sup>i</sup> On appelle *éventail de catégories de pétrole brut* la proportion des différentes catégories de pétrole brut (tel que le pétrole léger conventionnel ou le bitume dilué) transportés dans le pipeline durant une période donnée.

**Bitume par extraction minière** Inclus les pétroles bruts de densité élevée qui proviennent de l'extraction à ciel ouvert de minerai pour en extraire le bitume. Ce bitume est ensuite mélangé avec des produits pétroliers de basse densité (tel que le condensat) pour devenir du bitume dilué.

**Synthétique** Inclus les pétroles bruts de basse densité produits par la valorisation de pétroles bruts de haute densité.

Selon les chiffres de l'ONÉ publiés dans *Exportations estimatives de pétrole brut canadien par type et destination*, on estime que la canalisation 3 transporte actuellement un éventail de catégories pétroles bruts composé de 30 % de pétrole léger classique et de 70 % de pétrole synthétique<sup>9</sup>. À l'avenir, la production de pétrole lourd à l'aide des méthodes SCV, DGMV et extraction minière devrait représenter une plus grande proportion de la production canadienne globale, et le promoteur propose de construire la canalisation 3 de remplacement pour transporter une gamme de différents pétroles bruts venant du BSOC. On a donc pris en considération, dans le cadre de cette analyse, trois éventails de catégorie de pétrole brut tel que présenté au Tableau 1.

Tableau 1 – Éventails de pétrole brut

Catégorie de pétrole brut	Éventail actuel (%)	Éventail passé (%)	Éventail futur*
Pétrole léger classique	30	20	14
Pétrole lourd classique	0	6	18
SCV lourd	0	2	8
DGMV lourd	0	15	22
Bitume par extraction minière	0	5	8
Synthétique	70	53	29

\* L'éventail futur de produits reflétant la production du BSOC varie d'une année à l'autre en fonction du scénario de référence de l'ONÉ. Le futur éventail pour 2019 est présenté ici à titre d'exemple. L'annexe C présente les données pour toutes les années de la période de modélisation (2019 à 2030).

## Scénarios d'émissions

En utilisant des combinaisons des trois éventails de catégorie de pétrole brut présentés ci-dessus, ECCC a estimé les émissions pour quatre scénarios différents afin d'évaluer un intervalle d'émissions en amont susceptibles d'être associées au projet.

### Scénario 1

Dans ce scénario, on fait l'hypothèse que l'éventail de catégories de pétrole brut est l'éventail *actuel* : 30 % de pétrole brut léger classique et 70 % de pétrole brut synthétique. En outre, on suppose que le pipeline fonctionne à un débit équivalent à sa capacité nominale annuelle moyenne de 760 000 b/j. L'éventail de catégorie de pétrole brut et le débit du pipeline sont constants tout au long de la période de modélisation (2019 à 2030).

## Scénario 2

Dans ce scénario, on fait l'hypothèse que l'éventail de catégorie de pétrole brut est l'*éventail futur* pour lequel on considère que les proportions respectives des différents types de pétrole brut varient tout au long de la période de modélisation (voir les détails de la répartition à l'annexe C). En outre, on suppose que le pipeline fonctionne à un débit équivalent à sa capacité nominale annuelle moyenne de 760 000 b/j qui reste constant pendant toute la période de modélisation (2019-2030).

## Scénario 3

Dans ce scénario, on fait l'hypothèse que le pipeline, dans sa capacité actuelle de 390 000 b/j, transporte l'*éventail actuel* : 30 % de pétrole brut léger classique et 70 % de pétrole brut synthétique. On suppose, en outre, que la capacité additionnelle résultant du projet, soit 370 000 b/j, est utilisée pour transporter l'*éventail passé* : 53 % de pétrole brut synthétique, 20 % de pétrole brut léger classique, 15 % de pétrole brut lourd extrait par DGMV, 6 % de pétrole brut lourd classique, 5 % de bitume par extraction minière et 2 % de pétrole brut lourd extrait par SCV. L'éventail de catégorie de pétrole brut et le débit du pipeline restent constants pendant toute la période de modélisation (2019-2030).

## Scénario 4

Dans ce scénario, on suppose que l'éventail de catégorie de pétrole brut est l'*éventail passé* : 53 % de pétrole brut synthétique, 20 % de pétrole brut léger classique, 15 % de pétrole brut lourd extrait par DGMV, 6 % de pétrole brut lourd classique, 5 % de bitume par extraction minière et 2 % de pétrole brut lourd extrait par SCV. On fait, en outre, l'hypothèse que le pipeline fonctionne à un débit équivalent à sa capacité nominale annuelle moyenne de 760 000 b/j, et que tant l'éventail de catégorie de pétrole brut que le débit du pipeline restent constants pendant toute la période de modélisation.

L'intervalle résultant des émissions de GES en amont estimées pour le projet de la canalisation 3 est présenté ci-après dans le Tableau 2 pour les quatre scénarios précédemment décrits. La méthodologie utilisée pour établir ces estimations d'émissions est décrite dans la section *Démarche de prévision des GES* ci-dessous.

Les émissions de GES en amont présentées au Tableau 2 sont des estimations des émissions qui pourraient être associées au projet de la canalisation 3 selon différents scénarios. Il n'y a pas de certitude quant à l'éventail de catégorie de pétrole brut qui sera effectivement transporté par le projet de la canalisation 3 au fil du temps et, par conséquent, des émissions en amont de GES qui en découle. De plus, cette partie de l'évaluation (partie A) ne prend pas en considération l'éventualité que ces émissions se produisent en l'absence du projet. Compte tenu de ces incertitudes inhérentes au projet, il s'agit d'estimations présentant un intervalle des émissions de GES possibles qui lui seraient associées.

Tableau 2 – Estimation des émissions en amont pour les quatre scénarios (Mt d'éq. CO<sub>2</sub>)

Année	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4
2019	25,8	20,2	24,4	23,2
2020	25,9	20,2	24,5	23,3
2021	26,0	20,2	24,6	23,3
2022	26,0	20,1	24,7	23,4
2023	26,1	20,0	24,7	23,4
2024	26,1	19,8	24,7	23,3
2025	26,1	19,7	24,7	23,4
2026	26,1	19,6	24,7	23,3
2027	26,1	19,5	24,7	23,3
2028	26,1	19,5	24,6	23,3
2029	26,1	19,4	24,6	23,2
2030	26,1	19,3	24,6	23,2

**ECCC prévoit que les émissions de GES en amont au Canada associées à la production et à la transformation du pétrole brut qui sera transporté dans la canalisation 3 se situeront entre 19,3 et 26,1 Mt d'éq. CO<sub>2</sub> par an.**

### Démarche de prévision des GES

Les estimations ont été calculées en utilisant les prévisions des émissions de GES récemment publiées par ECCC dans son rapport présenté à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC), *Deuxième rapport biennal du Canada sur les changements climatiques*<sup>10</sup>, et les prévisions de production de l'ONÉ<sup>11</sup>. En ce qui concerne les estimations pour le projet de la canalisation 3, ECCC a utilisé les détails des émissions de GES et de la production prévues propres au scénario de référence selon les *mesures actuelles*<sup>10</sup>. Ce scénario de référence prend en compte les mesures prises par les gouvernements, les consommateurs et les entreprises jusqu'en 2013, ainsi que les répercussions futures des politiques et des mesures actuelles qui étaient en place en septembre 2015. Les prévisions ne tiennent pas compte des répercussions des mesures fédérales, provinciales et territoriales additionnelles qui ont été annoncées depuis septembre 2015 ou qui sont en cours d'élaboration. Un certain nombre de politiques provinciales annoncées récemment, tel que le *Climate Leadership Plan* de l'Alberta, auront une incidence sur les émissions de GES canadiennes mais n'ont pas été pris en compte lors de la publication du *Deuxième rapport biennal du Canada sur les changements climatiques* car les précisions concernant ces politiques n'étaient pas encore disponibles. Le *Climate Leadership Plan* de l'Alberta prévoit limiter les émissions des installations de production de pétrole à partir des sables bitumineux à 100 Mt pour une année donnée, de réduire de 45% les émissions de méthane des installations du secteur pétrolier et gazier d'ici l'année 2025, d'établir des normes de rendement pour les grands émetteurs industriels, et d'instaurer une taxe carbone sur les carburants. Le gouvernement de la Colombie-Britannique a fait l'annonce d'une mise-à-jour de son *Climate Leadership Plan* et a récemment conclu sa période de consultations publiques. D'autres provinces prévoient aussi prendre des mesures qui auront un impact sur les émissions du secteur pétrolier et gazier. En outre, le 3 mars

2016, les premiers ministres ont diffusé un communiqué conjoint ainsi que la *Déclaration de Vancouver sur la croissance propre et les changements climatiques* dans laquelle ils s'engagent à élaborer un plan concret permettant au Canada de tenir ses engagements à l'égard du climat et de devenir un leader de l'économie mondiale propre. Lorsque ces plans seront définitifs et prendront effet, leurs impacts seront incorporés aux projections d'émissions et aux évaluations des émissions de GES en amont.

Les détails des prévisions de GES d'ECCC fournissent les prévisions d'émissions et de production en fonction des catégories de pétrole brut. Il s'agit notamment des émissions provenant de sources telles que la combustion, les procédés industriels, le torchage, l'évacuation et les sources fugitives associées aux activités d'extraction et de traitement de ces types de produits. Les émissions de GES provenant de ces sources sont notamment du dioxyde de carbone, du méthane et de l'oxyde nitreux, ces constituants des émissions de GES étant totalisés en prenant en compte leur potentiel respectif de réchauffement planétaire.

Aux fins de cette évaluation, ECCC a élaboré des coefficients d'émission représentant les contributions relatives aux émissions en amont par unité de volume de catégorie de pétrole brut. Diverses catégories de pétrole brut pouvant entrer dans le pipeline, on attribue à chacune d'entre elles un coefficient d'émission spécifique qui dépend des émissions générées lors de l'extraction et de la valorisation, selon le cas.

Afin d'élaborer les coefficients d'émission, ECCC a réparti les émissions prévues pour l'extraction et pour la valorisation, selon les cas, en fonction des prévisions respectives de production. Le tableau 3 présente les coefficients d'émission résultants.

**Tableau 3 – Coefficients d'émissions de GES (kg d'éq. CO<sub>2</sub> par baril)**

Année	Léger classique	Lourd classique	Lourd SCV	Lourd DGMV	Bitume par extraction minière	Synthétique
2019	68,5	59,0	82,3	75,1	44,1	103,3
2020	68,7	58,6	82,4	75,4	44,2	103,7
2021	69,0	58,2	82,4	75,8	44,4	104,1
2022	69,2	57,7	82,4	76,1	44,6	104,5
2023	69,3	57,2	82,4	76,1	44,7	104,6
2024	69,4	56,7	82,4	76,1	44,7	104,6
2025	69,5	56,4	82,4	76,1	44,7	104,9
2026	69,6	56,2	82,4	75,9	44,7	104,8
2027	69,7	55,9	82,5	75,8	44,7	104,7
2028	69,7	55,6	82,6	75,5	44,7	104,5
2029	69,8	55,4	82,7	75,4	44,7	104,4
2030	69,8	55,1	82,8	75,3	44,7	104,4

Le débit de chaque type de pétrole brut a été déterminé à partir du débit prévu du pipeline et de l'éventail de catégorie de pétrole brut prévu. Le débit de chaque catégorie de pétrole brut a été corrigé, le cas échéant, pour exclure la partie de diluant associé au transport de cette catégorie de pétrole brut. Le volume total de diluant passant par le pipeline représente également un composant à l'origine des émissions en amont associées à sa production. Le rapport de l'ONÉ *Avenir énergétique du Canada en 2016 (AE 2016)* prévoit que la plus grande partie du diluant sera importée. Les émissions en amont ne sont donc estimées que pour la partie du diluant produite au Canada.

Les coefficients d'émission du tableau 3 ont alors été multipliés par le volume du débit corrigé de chacune des catégories de pétrole brut passant par la canalisation 3. Les coefficients d'émission pour le pétrole brut léger classique ont été utilisés pour la partie de diluant produite au Canada. La somme des émissions calculées de chaque catégorie de pétrole brut devant passer par le pipeline correspond aux émissions en amont estimées pour le projet. Les estimations des émissions ont été élaborées pour chaque année, à partir de la date de début prévue du projet jusqu'à la fin de la prévision (2030).

## **Partie B : Répercussions sur les émissions de GES en amont au Canada et dans le monde**

### **Introduction**

Dans la partie A, on a présenté des estimations d'un intervalle d'émissions en amont qui pourraient être associées à la production et au traitement du pétrole brut transporté par le projet. Toutefois, étant donné qu'il existe plusieurs modes de transport utilisables pour le pétrole brut, il est possible qu'une partie des émissions calculées à la partie A se produise indépendamment du projet Canalisation 3. En d'autres termes, d'une façon plus générale, ces émissions pourraient se produire avec ou sans capacité pipelinère supplémentaire.

Si l'on considère que la production pétrolière se produirait même si le projet n'était pas mis en œuvre, la nouvelle canalisation 3 ne résulterait alors en aucune production supplémentaire et n'aurait donc pas de répercussions sur les émissions de GES en amont. En revanche, si l'on considère que la production pétrolière ne se produirait pas si le projet n'était pas mis en œuvre, il y aurait alors des émissions supplémentaires. Étant donné que la production supplémentaire de pétrole conduit à des émissions de GES supplémentaires, ces termes sont utilisés ici de manière interchangeable.

La partie B examine les conditions dans lesquelles la production des volumes de pétrole passant par une canalisation 3 utilisée au maximum de sa capacité constituerait une production supplémentaire. Elle s'intéresse aux volumes supplémentaires, représentant 370 000 b/j de pétrole brut qui pourraient passer par le pipeline une fois le projet de la canalisation 3 exploité au maximum de sa capacité, plutôt qu'aux émissions associées à la totalité du pétrole, représentant 760 000 b/j, qui y passerait. Dans cette partie, on fait l'hypothèse que si le projet de la canalisation 3 n'était pas mis en œuvre, Enbridge continuerait d'exploiter cette canalisation à sa capacité actuelle de 390 000 b/j, ce qui concorde avec les

éléments contenus dans les documents réglementaires présentés par Enbridge à l'ONÉ. L'annexe A présente plusieurs limites de cette analyse.

La partie B se divise en quatre sections. La section *Aperçu de la production pétrolière au Canada* traite des prévisions d'ECCC et de l'ONÉ relatives à la production future de pétrole et à la croissance des émissions de GES en amont et propose une analyse des engagements du Canada sur le plan des changements climatiques en relation avec la croissance de la production du secteur des sables bitumineux. La section *Infrastructure pipelinière et ferroviaire* traite du transport de pétrole brut par voie ferroviaire et des capacités en Amérique du Nord en la matière et compare, d'un point de vue économique, le transport ferroviaire et le transport par pipeline. La section *Émissions supplémentaires* décrit les scénarios dans lesquels un accroissement de la capacité pipelinière pourrait permettre une production supplémentaire et présente des considérations importantes relatives à la consommation mondiale de pétrole et aux émissions de GES. Enfin, la section *Conclusions* présente les principales conclusions de l'analyse.

## Aperçu de la production pétrolière au Canada

Cette section analyse les prévisions de l'ONÉ relatives à la croissance de la production pétrolière canadienne et le scénario de capacité pipelinière limitée tiré du rapport *AE 2016*. Elle examine ensuite les projections d'émissions de GES d'ECCC, les marchés potentiels pour le pétrole brut canadien et les incertitudes du marché du pétrole. La section se termine par une présentation des engagements du Canada en matière de GES et de leurs incidences possibles sur la croissance du secteur des sables bitumineux canadiens.

### Croissance de l'offre pétrolière canadienne

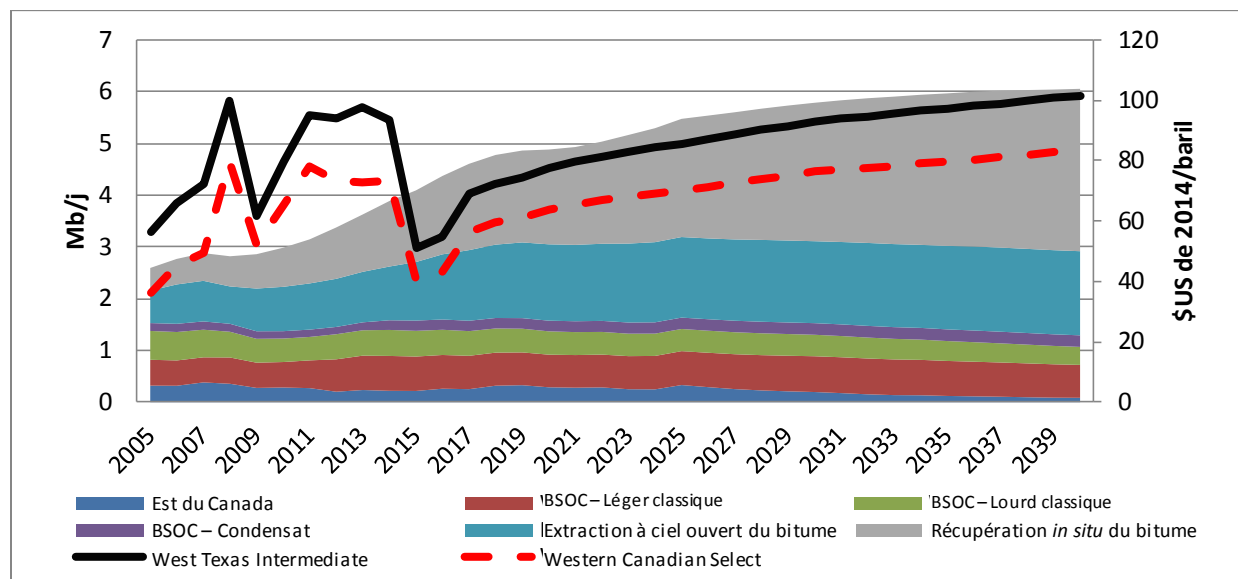
En 2015, le Canada a produit environ 3,9 millions de barils par jour (Mb/j) de pétrole brut dont 2,4 Mb/j, soit environ 61 %, provenaient des sables bitumineux. Selon le scénario de référence du rapport *AE 2016* de l'ONÉ, la production pétrolière du Canada devrait augmenter de près de 58 % et atteindre 6,1 Mb/j en 2040. L'ONÉ estime que 79 % (soit 4,8 Mb/j) de cette production proviendra des sables bitumineux, et qu'il s'agira en très grande partie de produits du bitume obtenus par des opérations *in situ*. On prévoit que le restant de la croissance du secteur des sables bitumineux proviendra d'opérations d'extraction, la valorisation du bitume ne connaissant, quant à elle, qu'une faible croissance. Le scénario de référence prévoit le doublement de la production à partir des sables bitumineux entre 2014 et 2040 (voir la figure 1 ci-après)<sup>12</sup>. La plupart des prévisions de production, y compris les scénarios de référence, de prix élevés et de prix bas de l'ONÉ, suppose que la capacité pipelinière sera construite au besoin.

Étant donné que c'est le bitume qui expliquera la majeure partie de cette croissance de la production pétrolière, il est probable que le pétrole brut qui passera à l'avenir par de nouveaux pipelines, quels qu'ils soient, sera en grande partie composé de mélanges de bitume dilué, appelé « dilbit », provenant de l'Ouest canadien. Cette conclusion sert de base à l'analyse conduite tout au long de la partie B.

Dans le scénario de référence du rapport *AE 2016*, le prix de référence pour le pétrole brut en Amérique du Nord, le « West Texas Intermediate » (WTI), s'établit en moyenne à 51 \$ US (en dollars américains de 2014) par baril de pétrole en 2015, passant à 78 \$ US par baril en 2020 pour finalement

atteindre 102 \$ US par baril en 2040. Pendant la période de prévision, le « Western Canadian Select » (WCS), qui est le prix de référence pour le pétrole brut lourd de l'Ouest canadien, s'établit à 17 \$ US par baril sous le prix du WTI.

Figure 1 – Prévision de la production totale de pétrole brut et d'équivalents au Canada (scénario de référence)



Source : ONÉ, Avenir énergétique du Canada en 2016

Le rapport *AE 2016* examine également les scénarios de prix bas et de prix élevés du pétrole et les répercussions de tels prix sur la production canadienne de pétrole brut. Dans le scénario de prix bas, le prix du WTI du pétrole brut est en moyenne inférieur de 26 \$ US par baril par rapport au scénario de référence, atteignant 80 \$ US par baril en 2040. Dans le scénario de prix élevés, le prix du WTI du pétrole brut est en moyenne supérieur de 26 \$ US par baril par rapport au scénario de référence, atteignant 134 \$ US par baril en 2040. Dans le scénario de prix bas, la production tirée des sables bitumineux augmente légèrement, après l'achèvement des projets en cours, pour atteindre 3,8 Mb/j en 2040, soit environ 21 % de moins que dans le scénario de référence. Dans le scénario de prix élevé, la production à partir des sables bitumineux atteint 5,3 Mb/j en 2040, soit environ 6 % de plus que dans le scénario de référence<sup>11</sup>.

Malgré le contexte actuel où prévalent des prix pétroliers bas, l'ONÉ prévoit que cette situation ne se répercutera pas sur la plus grande partie de la croissance de la production pétrolière provenant des sables bitumineux jusqu'en 2020. Toutefois, si les prix du pétrole restent bas, des projets ayant des dates d'achèvement à plus long terme ou dont la construction n'a pas démarré seront certainement retardés, voire reportés<sup>11</sup>. D'autres prévisions indiquent également que la plus grande partie de la croissance de l'offre d'ici la fin de la décennie peut être considérée comme « verrouillée » et qu'il est peu probable qu'elle puisse être réduite d'un montant notable. ECCC estime qu'entre 2016 et 2019, les projets dont la construction sera terminée et qui seront mis en exploitation accroîtront la capacité de production pétrolière tirée des sables bitumineux de 576 000 b/j (voir le tableau à l'annexe B).

### **Scénario de capacité pipelinière limitée pour le pétrole de l'ONÉ**

Dans le rapport *AE 2016*, l'ONÉ examine un scénario illustrant les répercussions potentielles d'une limitation de la capacité du réseau de transport pétrolier. Le scénario de capacité limitée de l'ONÉ est construit sur l'hypothèse qu'aucun des principaux pipelines d'exportation proposés (par exemple Keystone XL, Northern Gateway, Agrandissement du réseau de Trans Mountain et Énergie Est) n'est construit, à l'exception de la Canalisations 3. Dans ce contexte, ce scénario s'appuie sur l'hypothèse que les prolongements du réseau principal d'Enbridge, y compris de la canalisations 3, et le transport ferroviaire du brut demeurent les seules options disponibles pour transporter le surcroît de production de pétrole brut au Canada. En outre, l'analyse de l'ONÉ, à l'image du présent rapport, fait l'hypothèse que la côte américaine du golfe du Mexique constitue le principal marché de croissance pour les exportations canadiennes de pétrole brut lourd provenant des sables bitumineux (voir la section sur les marchés nord-américains constituant des débouchés pour la croissance de la production tirée des sables bitumineux).

La limitation de la capacité pipelinière conduit à des coûts de transport plus élevés par rapport au scénario de référence. Par exemple, l'écart de prix entre le WCS et le WTI s'accroît de 10 \$ US par baril par rapport au scénario de référence, ce qui représente le coût supplémentaire pour le transport ferroviaire de brut à destination de la côte américaine du golfe du Mexique. Ces prix inférieurs conduisent, dans le cadre du scénario d'une capacité pipelinière limitée, à une diminution des flux de trésorerie, à une baisse des investissements et, à terme, à une réduction de la production pétrolière en 2040 par rapport au scénario de référence de l'ONÉ.

Dans le scénario de la capacité limitée, la production pétrolière canadienne continue de croître, en présentant toutefois un décalage d'environ cinq ans, de 2020 à 2025, période durant laquelle la croissance de la production pétrolière cesse effectivement. En outre, les retards des projets et la réduction des investissements sont à l'origine d'une réduction de la production pétrolière canadienne par rapport au scénario de référence; cette dernière passe en effet de 6,1 Mb/j à 5,6 Mb/j en 2040, soit une baisse d'environ 0,5 Mb/j ou 8 %. Comme on pouvait s'y attendre, c'est la production tirée des sables bitumineux qui est la plus touchée, étant donné que c'est là que la croissance est la plus importante dans le scénario de référence.

### **Prévisions d'émissions de GES au Canada**

ECCC prévoit que les émissions annuelles totales de GES du Canada passeront de 726 Mt en 2013 à 815 Mt en 2030, dans le cadre de son scénario de référence (ou « *selon les mesures actuelles* ») mentionné dans le *Deuxième rapport biennal du Canada sur les changements climatiques* transmis à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC)<sup>10</sup>. Ce scénario s'appuie sur les données historiques et sur les mesures prises par les gouvernements, les consommateurs et les entreprises jusqu'en 2013 ainsi que sur les futures répercussions estimées des politiques et des mesures existantes déjà mises en place en septembre 2015, sans toutefois tenir compte de la contribution du secteur de l'affectation des terres, du changement d'affectation des terres et de la foresterie. Un certain nombre de politiques provinciales annoncées récemment, tel que le *Climate Leadership Plan* de l'Alberta, auront une incidence sur les émissions de GES canadiennes mais n'ont pas été pris en compte lors de la publication du *Deuxième rapport biennal du Canada sur les changements climatiques* car les

précisions concernant ces politiques n'étaient pas encore disponibles. Le *Climate Leadership Plan* de l'Alberta prévoit limiter les émissions des installations de production de pétrole à partir des sables bitumineux à 100 Mt pour une année donnée, de réduire de 45% les émissions de méthane des installations du secteur pétrolier et gazier d'ici l'année 2025, d'établir des normes de rendement pour les grands émetteurs industriels, et d'instaurer une taxe carbone sur les carburants. Le gouvernement de la Colombie-Britannique a fait l'annonce d'une mise-à-jour de son *Climate Leadership Plan* et a récemment conclu sa période de consultations publiques. D'autres provinces prévoient aussi prendre des mesures qui auront un impact sur les émissions du secteur pétrolier et gazier. En outre, le 3 mars 2016, les premiers ministres ont diffusé un communiqué conjoint ainsi que la *Déclaration de Vancouver sur la croissance propre et les changements climatiques* dans laquelle ils s'engagent à élaborer un plan concret permettant au Canada de tenir ses engagements à l'égard du climat et de devenir un leader de l'économie mondiale propre. Lorsque ces plans seront définitifs et prendront effet, leurs impacts seront incorporés aux projections d'émissions et aux évaluations des émissions de GES en amont.

La croissance des émissions à l'horizon 2030 est largement due à la croissance du secteur amont pétrolier et gazier, en particulier pour la production tirée des sables bitumineux. Les prévisions d'ECCC indiquent que les émissions de GES provenant du secteur des sables bitumineux pourraient passer de 62 Mt en 2013 à 90 Mt en 2020 pour atteindre 116 Mt en 2030. Les émissions provenant des projets d'exploitation des sables bitumineux *in situ* devraient augmenter de 40 Mt entre 2013 et 2030, tandis que les émissions de GES provenant des opérations d'extraction et de valorisation du bitume devraient s'accroître respectivement de 10 Mt et 5 Mt entre 2013 et 2030<sup>10</sup>.

### Marchés nord-américains constituant des débouchés pour la production pétrolière tirée des sables bitumineux

Les États-Unis sont divisés en cinq marchés pétroliers appelés des « Petroleum Administration Defense Districts » (PADD) : le PADD I (côte Est); le PADD II (Midwest); le PADD III (côte américaine du golfe du Mexique); le PADD IV (Rocheuses) et le PADD V (côte Ouest, Alaska et Hawaï)<sup>8</sup>. Le projet de la canalisation 3 augmenterait la capacité pipelinère vers le PADD II (Midwest). Dans le présent rapport, on fait l'hypothèse que c'est le PADD III qui constituera la destination finale des volumes accrus de pétrole brut transportés par pipelines vers le PADD II, et ce, étant donné<sup>ii</sup> :

- 1) que le PADD II est d'ores et déjà un gros consommateur de pétrole brut canadien et dispose d'une capacité limitée à raffiner des volumes plus importants de pétrole lourd, sauf en cas de modernisations futures des raffineries;
- 2) que le PADD II comporte des raccordements vers d'autres pipelines transportant le pétrole vers Cushing, en Oklahoma, et finalement à destination du PADD III;
- 3) la croissance prévue de la production de pétrole lourd au Canada et les importantes capacités de raffinage de pétrole lourd du PADD III.

<sup>ii</sup> Ce rapport reconnaît que le prolongement du réseau de pipelines est susceptible de modifier la composition du pétrole brut passant par certains d'entre eux et que la canalisation 3 pourrait être utilisée pour transporter du pétrole brut actuellement en cours de production. En conséquence, la construction de la nouvelle canalisation 3 pourrait y faire basculer un certain nombre de barils, ce qui permettrait à du pétrole plus lourd de circuler sur d'autres pipelines.

Le PADD II est le deuxième plus grand marché de raffinage aux États-Unis et le marché le plus important pour le pétrole brut canadien. En 2014, les raffineries du PADD II ont traité 3,5 Mb/j de pétrole, soit 23 % de la consommation américaine de pétrole brut (voir le tableau 4 ci-après)<sup>13</sup>. En outre, les raffineries du PADD II utilisent de grandes quantités de pétrole lourd comme intrants. En 2014, les raffineries du PADD II ont traité 1,3 Mb/j de pétrole lourd, soit environ 31 % du total des intrants en pétrole lourd des raffineries américaines. Sur ces 1,3 Mb/j, 1,1 Mb/j étaient du pétrole brut lourd canadien. Cette année-là, les exportations vers le PADD II ont représenté 71 % de toutes les exportations de pétrole lourd canadien<sup>13 iii</sup>.

Tant l'ONÉ que l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) ont noté que les raffineries du PADD II avaient peu de latitude pour traiter du pétrole plus lourd, et ce, essentiellement parce que la croissance de la production de pétrole léger de réservoirs étanches en provenance des États-Unis a réduit la rentabilité attendue de futurs projets de conversion de raffineries<sup>8, 11</sup>. Dans ce contexte, la production supplémentaire à partir des sables bitumineux canadiens sera plus probablement transportée vers d'autres marchés que vers le PADD II.

**Tableau 4 – Capacité de raffinage des États-Unis, arrivage de pétrole aux États-Unis et exportations canadiennes par PADD en 2014**

	Total des arrivages de pétrole brut dans les raffineries		Total des arrivages de pétrole lourd dans les raffineries		Exportations canadiennes de bitume et de pétrole lourd	
	Mb/j	% du total	Mb/j	% du total	Mb/j	% du total
PADD I (côte Est)	1,09	7 %	0,15	4 %	0,09	6 %
PADD II (Midwest)	3,52	23 %	1,29	31 %	1,13	71 %
PADD III (côte américaine du golfe du Mexique)	8,25	53 %	2,16	52 %	0,13	8 %
PADD IV (Montagnes Rocheuses)	0,25	2 %	0,17	4 %	0,17	10 %
PADD V (côte Ouest)	2,4	15 %	0,37	9 %	0,07	4 %
<b>Total – États-Unis</b>	<b>15,51</b>		<b>4,14</b>		<b>1,59</b>	

Source : ACPP (2015), prévision s'appuyant sur les données de l'Energy Information Administration des États-Unis (EIA) et de l'ONÉ.

Le PADD III constitue, avec ses raffineries sur la côte américaine du golfe du Mexique, l'un des marchés de raffinage les plus importants au monde. En 2014, les raffineries du PADD III ont traité 8,3 Mb/j de pétrole brut<sup>8, 13</sup>. Le PADD III est le plus grand marché américain pour le pétrole brut lourd, ayant traité environ 2,2 Mb/j, soit 52 %, du brut lourd aux États-Unis en 2014. Bien qu'étant un marché important pour le pétrole brut, en 2014, les raffineries du PADD III ne se sont approvisionnées pour leurs intrants en pétrole brut, qu'à hauteur de 2 %, soit 0,2 Mb/j, sur le marché canadien. Le PADD III est un marché concurrentiel, car les raffineries ont accès à différents types de pétrole brut en raison de la présence de ports de mer et de la proximité des principaux carrefours pipeliniers. Le Mexique et le Venezuela sont

<sup>iii</sup> Le pétrole lourd est généralement défini comme incluant les bruts lourds classiques et le bitume provenant des sables bitumineux; il existe toutefois différentes définitions de ce terme. Par exemple, l'ONÉ définit le pétrole lourd comme tout pétrole brut ayant une densité API inférieure à 25, tandis que l'ACPP le définit comme ayant une densité API inférieure à 28.

les principaux fournisseurs de pétrole brut du PADD III, fournissant 18 %, soit 1,4 Mb/j, du brut total consommé en 2014<sup>8, 11</sup>.

Le PADD V, l'Ontario et le Québec ont également été pris en considération dans cette analyse, mais ces marchés avaient soit une ampleur insuffisante soit des capacités moindres de traitement du pétrole lourd selon la configuration actuelle de leurs raffineries. À l'avenir, les entreprises pourraient investir dans ces régions pour traiter de plus grandes quantités de brut lourd canadien; toutefois, le calendrier de tels investissements demeure très incertain.

## Les incertitudes du marché du pétrole

### *Prix du pétrole*

Les prix du WTI du pétrole brut ont diminué de 76 % au cours des deux dernières années, passant d'un niveau record de 107 \$ US par baril en juin 2014 pour tomber aussi bas que 26 \$ US par baril en février 2016. L'augmentation de la production de pétrole brut non classique en Amérique du Nord, le ralentissement de la croissance économique sur les marchés émergents et la décision prise par l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) de maintenir ses niveaux de production en dépit de cette évolution de la situation constituent les principaux facteurs ayant contribué à la baisse récente des prix mondiaux du pétrole. Aux prix actuels (mars 2016), de nombreuses sociétés pétrolières et gazières canadiennes affichent des pertes et font porter la réduction de leurs dépenses sur les projets à plus long terme plutôt que sur ceux qui se trouvent dans les dernières phases de construction. L'ONÉ a, par exemple, signalé qu'une capacité de plus de 700 000 b/j de production pétrolière à partir des sables bitumineux avait été annulée ou reportée au cours des dernières années, la plupart de ces projets ayant des dates prévues de démarrage au-delà de 2020<sup>14</sup>.

### *Limitation des capacités pipelinières*

La production croissante de pétrole léger de réservoirs étanches aux États-Unis et des sables bitumineux au Canada a créé ces dernières années des engorgements dans le réseau pipelinier en Amérique du Nord avec, pour conséquence, des différences de prix pour le pétrole brut, en particulier entre les prix de référence continentaux nord-américains et les prix de référence internationaux.

Dans un marché sur lequel il n'existerait pas de limitation en matière d'infrastructure, les différences entre les prix de référence devraient refléter dans une grande mesure les différences entre les qualités du pétrole brut et les coûts de transport. Cependant, entre 2011 et 2014, le brut WCS s'est négocié à un prix inférieur moyen de 21,50 \$ par baril par rapport au Maya (un pétrole brut de qualité similaire), soit plus du triple du prix pour la période de 2007 à 2010, qui était de 6,40 \$ par baril<sup>10</sup>. Ces limitations sur les capacités pipelinières et les différences de prix en ayant résulté ont incité de nombreuses entreprises à investir, entre 2012 et 2014, dans des capacités de transport du brut par voie ferroviaire (voir l'analyse ci-après).

Aujourd'hui, de nombreux pipelines partant du BSOC fonctionnent à leur pleine capacité utile ou à un débit proche, comme en témoigne la répartition des volumes<sup>iv</sup>. Les projets de pipelines actuels, y

<sup>iv</sup> Dans son rapport de gestion du quatrième trimestre de 2015, Enbridge Energy a noté que le réseau principal de pipelines continuait à faire l'objet d'une répartition et que cette situation devrait se poursuivre en 2016. On a recours à la répartition lorsque l'espace disponible sur un

compris le projet de la canalisation 3, qui ont été proposés à l'ONÉ ou approuvés par ce dernier représentent une capacité cumulée de plus de 3,4 Mb/j<sup>8</sup>.

### Engagements du Canada sur le plan des changements climatiques et production pétrolière à partir des sables bitumineux

En décembre 2015, le Canada et 194 autres pays sont parvenus à un accord, l'Accord de Paris, lors de la 21<sup>e</sup> conférence des parties de la CCNUCC (CdP21 de la CCNUCC). En vertu de cet accord, les pays se sont engagés vis-à-vis d'un objectif à long terme consistant à limiter l'augmentation de la température moyenne nettement sous les 2 °C et à poursuivre leurs efforts pour limiter le réchauffement à 1,5 °C. Dans le cadre de la CCNUCC, le Canada s'est engagé à réduire de 30 % ses émissions par rapport au niveau de 2005, d'ici 2030.

Un certain nombre d'études ont examiné des scénarios selon lesquels le réchauffement mondial est limité à 2 °C. Cependant, ces scénarios ont recours à différents cadres de modélisation et peuvent s'appuyer sur des hypothèses extrêmement différentes en matière de progrès économiques et technologiques. Dans ces scénarios, le rôle de l'innovation technologique, la conception des politiques publiques et leur caractère plus ou moins contraignant ainsi que le comportement des entreprises et des consommateurs au Canada et dans le monde peuvent avoir des conséquences notables sur la production pétrolière à partir des sables bitumineux canadiens. En raison de la différence de traitement de ces variables, les conclusions varient selon les scénarios et les répercussions sur la production canadienne à partir des sables bitumineux ne sont pas claires. Il faut cependant noter qu'une baisse globale de la consommation de pétrole brut dans le cadre d'un scénario de limitation du réchauffement climatique mondial à 2 °C par rapport au scénario du *statu quo* s'impose comme un résultat commun de ces différents travaux de modélisation.

Certaines études ont présenté des scénarios en vertu desquels la croissance de la production à partir des sables bitumineux n'est pas entièrement compatible avec un monde dans lequel le réchauffement climatique est limité à 2 °C. Par exemple, une étude de 2014 a montré que la production de bitume au Canada pourrait augmenter jusqu'à 4,1 Mb/j en 2035 et rester compatible avec une cible de 2 °C, mais uniquement sous réserve d'un déploiement et d'une mise à niveau rapides de la technologie de captage et stockage du CO<sub>2</sub> (CCS) à partir de 2020 et d'une réduction des émissions des intrants énergétiques<sup>15</sup>. Dans une étude de 2015, s'appuyant sur une analyse à plus long terme, les mêmes auteurs ont déterminé que, même avec un déploiement généralisé du CCS à partir de 2025, la production à partir des sables bitumineux canadiens serait notablement réduite. Les auteurs ont conclu que, pour atteindre l'objectif de 2 °C, 74 % des réserves canadiennes de pétrole brut devraient demeurer inexploitées et que, sans CCS, la totalité de la production de bitume au Canada devrait avoir cessé d'ici 2040<sup>16</sup>.

D'autres prévisions montrent que la production à partir des sables bitumineux pourrait continuer à augmenter à partir des niveaux actuels tout en limitant le réchauffement à 2 °C, par exemple le scénario de 450 ppm des Perspectives énergétiques mondiales de l'Agence internationale de l'énergie (AIE)<sup>17</sup>. Les

---

pipeline est inférieur à la capacité nécessaire pour transporter le volume total proposé par les expéditeurs pour un type de pétrole brut.

L'espace sur un pipeline faisant l'objet d'une répartition est rationné entre les expéditeurs, généralement au *pro rata* des volumes souhaités.

<sup>iv</sup> Dans un contexte de croissance de la production pétrolière à partir des sables bitumineux, on prévoit que l'écart entre la capacité pipelinrière au départ du BSOC et la demande continuera à s'accroître jusqu'à la fin de la décennie.

Perspectives mondiales d'investissement dans le secteur de l'énergie de 2014 de l'AIE concluent que la plupart des réserves de pétrole brut hors des pays de l'OPEP, notamment les sables bitumineux canadiens, pourront être exploitées dans un monde respectant l'objectif de 2 °C.

Un rapport récent de Carbon Management Canada a conclu que les objectifs du Canada pour 2030 constituaient l'un des scénarios possibles de réduction des émissions cohérents avec l'objectif du réchauffement de 2 °C. Ce rapport fait l'hypothèse qu'il y aura d'importantes innovations portant sur des technologies aujourd'hui inconnues et souligne l'importance, pour l'exploitation des sables bitumineux, des techniques d'extraction à faibles émissions de carbone ainsi que du captage et du stockage du CO<sub>2</sub> pour les aspirations du Canada en matière de diminution de ses émissions<sup>18</sup>.

Comme nous l'avons indiqué précédemment, les variations de ces résultats s'expliquent par différents cadres de modélisation et par des hypothèses diversifiées quant à la composition futures des énergies et à la rapidité des progrès technologiques. On ne connaît pas encore précisément les cadres stratégiques qui seront mis en place à l'échelon mondial et il est extrêmement difficile de prévoir les technologies susceptibles d'être commercialisées à l'avenir. Étant donné ces incertitudes, l'analyse du présent rapport s'appuie sur des prévisions de l'ONÉ qui intègrent les politiques actuelles et les technologies déjà commercialisées. Au fil du temps, de nouvelles technologies et de nouvelles politiques seront élaborées qui modifieront l'intensité des émissions et la viabilité économique de la production de pétrole au Canada et à l'échelle mondiale et qui se répercuteront sur l'attractivité de solutions de remplacement au pétrole.

## Infrastructure pipelinière et ferroviaire

Pour que la production de pétrole brut puisse continuer à croître en l'absence de nouveaux pipelines, elle doit être en mesure de s'appuyer sur une solution de transport de rechange viable. On s'attend à ce que les entreprises exploitent de nouvelles possibilités de production pétrolière si ces projets sont en mesure de leur rapporter le retour sur investissement attendu, indépendamment du mode de transport choisi. Dans le cas du transport ferroviaire du pétrole brut, pour que de nouveaux projets d'exploitation pétrolière soient lancés, il faut :

- i. que la capacité de transport ferroviaire requise pour répondre à la demande soit d'ores et déjà disponible ou soit susceptible d'être accrue;
- ii. que les modèles d'affaires des projets, intégrant les prix attendus du pétrole, demeurent suffisamment attractifs lorsque l'expédition du brut se fait par voie ferroviaire.

Il est intéressant de noter que lors du transport de pétrole sur des distances similaires, on reconnaît généralement que le transport ferroviaire génère plus d'émissions que le transport par pipeline. En conséquence, si le projet ne se faisait pas et si le brut était alors transporté par voie ferroviaire, les émissions directes liées au transport seraient plus importantes. Toutefois, les émissions directes liées à l'exploitation sont faibles et dépassent la portée de cette évaluation sur les émissions de GES en amont. Dans leur évaluation du projet de pipeline Keystone XL, le gouvernement américain a constaté que les émissions de GES provenant directement des opérations de transport du pétrole par voie ferroviaire étaient approximativement 42% plus élevées que celles associées au transport du pétrole par pipeline.<sup>19</sup>

Cette différence varie en fonction de la provenance de l'énergie électrique utilisée pour faire fonctionner les pompes du pipeline. L'écart pourrait être inférieur dans les régions où l'intensité des émissions reliée à la production d'électricité est élevée, et vice-versa.

Cette section débute par une analyse du transport par voie ferroviaire et de la capacité correspondante en Amérique du Nord et se termine par une comparaison entre les modèles économiques de transport du brut par rail et par pipeline.

### **Infrastructure nord-américaine de chargement et de déchargement du pétrole brut transporté par voie ferroviaire**

La capacité de l'infrastructure ferroviaire à prendre en charge le transport d'un volume supplémentaire important de brut a fait l'objet de nombreuses questions, notamment quant à la disponibilité de wagons-citernes en nombre suffisant, quant aux coûts associés à un renforcement de la réglementation en matière de sécurité et quant aux exigences liées au transport ferroviaire du brut. Toutefois, la croissance a été forte jusqu'à ce jour et il existe un précédent historique d'une telle croissance. Par exemple, le *Final Supplemental Environmental Impact Statement for the Keystone XL pipeline* (KXL FSEIS) du Département d'État des États-Unis décrit la croissance du transport ferroviaire à partir d'un bassin houiller comme un précédent de la possibilité d'une croissance rapide du transport ferroviaire<sup>20</sup>.

La capacité de chargement de brut transporté par rail à partir du BSOC s'est considérablement accrue durant ces cinq dernières années. Alors que, traditionnellement, ce mode de transport était principalement utilisé par de petits producteurs de brut, les grandes compagnies y ont eu recours ces dernières années comme solution de rechange dans un contexte où la limitation des capacités pipelinières et les écarts de prix se sont accrus. Les estimations indiquent que la capacité de chargement pour le transport du brut par voie ferroviaire en Alberta et en Saskatchewan dépasse 1,0 Mb/j, la capacité utile de chargement étant supérieure à 0,8 Mb/j<sup>10,v</sup>. Aux États-Unis, la capacité de déchargement du brut transporté par rail est concentrée dans le PADD I et le PADD III, et est estimée à plus de 1 Mb/j sur ces marchés. Le PADD II représente, avec 1,2 Mb/j, plus de 50 % de la capacité totale de chargement de brut des États-Unis<sup>20</sup>.

Les chiffres concernant la capacité de transport par rail de pétrole brut ne sont pas directement comparables avec ceux concernant le transport par pipeline. Lors de la production du bitume, le matériau extrait est soit valorisé en pétrole brut synthétique (c'est généralement le mode de production à partir des sables bitumineux) soit mélangé à un diluant pour permettre au pétrole brut lourd de s'écouler dans un pipeline. Le volume de mélange avec un diluant peut varier, mais il représente généralement autour de 30 % d'un baril de dilbit. Dans le cas du dilbit, étant donné que le diluant est mélangé avec le bitume lors du transport, les producteurs paient également pour transporter le diluant associé au bitume jusqu'au marché de destination, ce qui réduit d'autant l'espace disponible dans le pipeline pour le bitume.

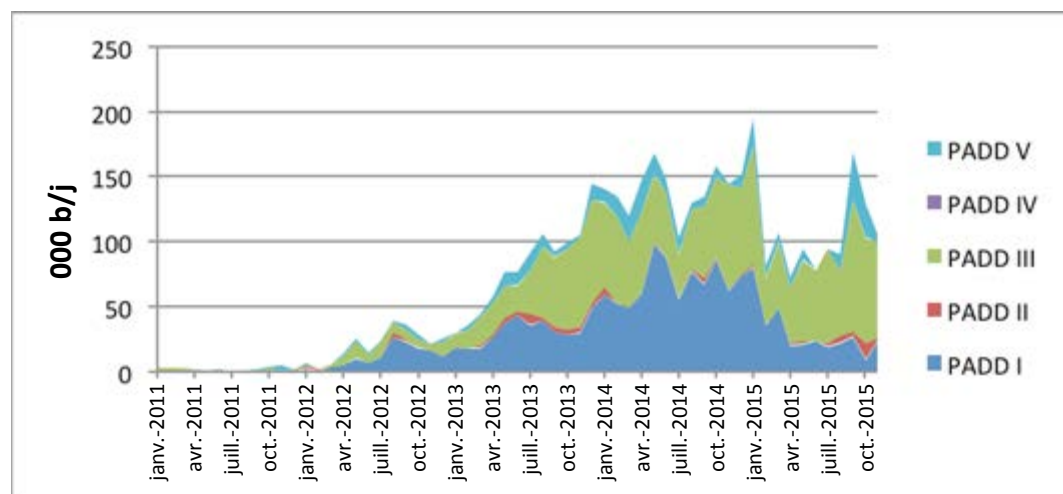
<sup>v</sup> La Final Supplemental Environmental Impact Statement for the Keystone XL pipeline (KXL FSEIS) Market Analysis du Département d'État fait état d'un rapport de 2013 de l'Industrial Commission of North Dakota qui cite une capacité ferroviaire utile d'environ 80 % de la capacité nominale de traitement brut. Le rapport *AE 2016* de l'ONÉ a récemment fait remarquer que la capacité de chargement de brut transporté par rail dans l'Ouest canadien dépassait « 1 Mb/j ».

Les wagons ferroviaires peuvent transporter des mélanges de sables bitumineux contenant une plus faible proportion de diluant. La réduction de la quantité de diluant contenu dans un mélange de sables bitumineux réduit les coûts associés à l'achat d'espace de pipeline pour transporter le diluant et à d'éventuelles différences quant à la valeur du diluant entre le marché d'origine et le marché de destination<sup>21</sup>. Il existe deux types de mélange de bitume transportés par rail : le « railbit » (15 à 20 % de diluant) et le « rawbit » (0 à 2 % de diluant). Le transport du rawbit exige des wagons-citernes spéciaux ainsi que des installations de chargement et de déchargement peu utilisées à l'heure actuelle<sup>21</sup>.

### Transport ferroviaire de pétrole brut en Amérique du Nord

Depuis 2011, les exportations de pétrole brut par rail du Canada aux États-Unis ont augmenté considérablement, d'une moyenne d'un peu moins de 2 000 b/j en 2011 à plus de 107 000 b/j en 2015. Les volumes d'exportation de pétrole brut par voie ferroviaire ont atteint un maximum en janvier 2015 avec 195 000 b/j et ont ensuite diminué pour repasser en dessous des 110 000 b/j à la fin de 2015<sup>22</sup>. Alors que les exportations de pétrole brut par le rail en provenance du Canada étaient à l'origine réparties relativement équitablement entre le PADD I et le PADD III, en 2015, c'est le PADD III qui est devenu la destination privilégiée de ces exportations. Ces chiffres ne comprennent pas les volumes de pétrole brut transportés par voie ferroviaire à l'intérieur du Canada (voir la figure 2).

Figure 2 – Exportations canadiennes mensuelles de pétrole brut par pipeline, par PADD, de 2011 à 2015



Source : EIA (2016) des États-Unis. Crude Oil Movements of Crude Oil by Rail.

Au Canada, le transport de pétrole brut par voie ferroviaire ne concerne pas que les exportations. Plusieurs raffineries et ports canadiens ont installé ou agrandi des capacités de déchargement de pétrole brut transporté par rail, notamment la raffinerie Suncor de Montréal pour 35 000 b/j, la raffinerie Valero de Lévis pour 60 000 b/j, la raffinerie Irving de Saint John pour 200 000 b/j, la raffinerie Chevron de Burnaby pour 7 000 b/j et le terminal de Sorel-Tracy au Québec pour 33 000 b/j.

Le transport de pétrole brut par rail a crû encore plus rapidement aux États-Unis sous l'impulsion de la croissance de la production pétrolière dans des régions éloignées mal desservies par les pipelines. Par exemple, le transport ferroviaire de pétrole brut en provenance du PADD II (Midwest) est passé d'une moyenne de 90 000 b/j en 2011 à 640 000 b/j en 2015 à la suite de la croissance de la production de

pétrole léger de réservoirs étanches de la formation de Bakken dans le Dakota du Nord. Globalement, l'augmentation du transport du brut par voie ferroviaire en Amérique du Nord montre la capacité du marché à réagir aux limitations sur les capacités pipelinières.

### Coûts relatifs du transport par pipeline et par voie ferroviaire

Les écarts de coût entre le transport de pétrole brut par pipeline et par rail constitue le premier point à prendre en considération pour déterminer si la construction de capacités pipelinières supplémentaires pourrait être à l'origine d'un accroissement de la production de pétrole brut et donc d'une augmentation des émissions de GES en amont au Canada. Si les coûts du transport ferroviaire sont relativement élevés par rapport au transport par pipeline, le rendement des futurs projets qui devront utiliser le rail devrait diminuer et ces projets pourraient ne pas voir le jour en l'absence de nouveaux pipelines. Comme indiqué précédemment, le présent rapport fait l'hypothèse que le principal débouché du surcroît de production canadienne sera le PADD III, c'est-à-dire la côte américaine du golfe du Mexique.

Dans le rapport *AE 2016*, l'ONÉ estime que le différentiel de coût entre l'expédition par voie ferroviaire d'un baril de bitume vers la côte américaine du golfe du Mexique et son transport par pipeline atteindrait 10 \$ US par baril<sup>22</sup>. Ce chiffre est cohérent avec le KXL FSEIS qui estime que cette différence pourrait atteindre 9 \$ US par baril (en fonction de la teneur en diluant). Cette différence représente un maximum, le coût relatif du transport par rail pouvant décroître si une entreprise réduisait la quantité de diluant mélangé avec le bitume ou si elle pouvait négocier des tarifs plus faibles pour le transport ferroviaire. Le KXL FSEIS a estimé que le coût supplémentaire du transport ferroviaire du « rawbit » s'établissait entre 0 et 3 \$ US par baril par rapport au coût du transport par pipeline, tandis que pour le « railbit », cette différence se situait entre 5 et 7 \$ US par baril. Il est également important de prendre en considération que ces estimations de coûts n'intègrent pas les aspects liés à la fiscalité et aux redevances, le différentiel de coût entre les deux modes de transport devant se réduire lorsque l'on tient compte des coûts après impôts et redevances.

Même lorsque subsistent des différences de coût, le transport ferroviaire présente un certain nombre d'avantages, notamment une plus grande souplesse en matière de destinations et une plus grande rapidité. Les prévisions sur le pétrole brut de 2015 de l'ACPP analysent d'autres avantages du transport par rail<sup>8</sup>.

### Émissions supplémentaires

Cette section propose une analyse des conditions dans lesquelles la croissance de la production de pétrole à partir des sables bitumineux canadiens et les émissions en amont associées pourrait être plus élevées si le projet de la canalisation 3 était construit que s'il ne l'était pas. Cette analyse prend en considération deux scénarios en matière de pipelines. Dans le premier, aucune capacité pipelinière supplémentaire par rapport à la capacité de 2015 n'est construite en dehors du projet de la canalisation 3, tandis que dans le deuxième, d'autres capacités pipelinières supplémentaires sont construites en plus de la canalisation 3, de telle sorte que l'expédition ferroviaire de volumes importants

de brut n'est plus nécessaire<sup>vi</sup>. Le scénario de référence permettant des comparaisons avec chacun de ces deux scénarios correspondrait à une situation dans laquelle aucune capacité pipelinière supplémentaire ne serait construite et où toute production pétrolière supplémentaire serait expédiée par voie ferroviaire.

### **Scénario de référence**

Dans le cadre de ce scénario, aucune nouvelle capacité pipelinière n'est construite et la production pétrolière actuellement transportée par voie ferroviaire (environ 100 000 b/j d'exportations) continuera de l'être, tout comme la production correspondant à des projets en construction (environ 576 000 b/j). La croissance de la production pétrolière restera possible, mais toute future production sera transportée par voie ferroviaire. Ainsi, si l'analyse de rentabilité montre que les futurs projets dégagent suffisamment de profits lorsque le pétrole est transporté exclusivement par voie ferroviaire, ils seront mis en œuvre dans le cadre de ce scénario de référence.

### **Scénario 1 : le remplacement de la canalisation 3 est la seule nouvelle capacité pipelinière construite**

Comme indiqué précédemment, il est probable que la croissance de la production pétrolière en provenance des projets de sables bitumineux dont la construction a démarré se poursuivra comme prévu. Dans ce scénario où la canalisation 3 est remplacée, mais où aucune autre capacité pipelinière à partir du BSOC n'est construite, une partie de la production supplémentaire (environ 576 000 b/j), une partie des volumes d'exportation par voie ferroviaire ou une partie des deux basculerait probablement vers cette nouvelle capacité pipelinière de 370 000 b/j offerte par la canalisation 3. Dans ces conditions, les émissions de GES en amont associées au transport de cette quantité de barils par la canalisation 3 ne seraient pas considérées comme des émissions supplémentaires ni attribuables à la canalisation, puisque cette production supplémentaire aurait eu lieu de toute façon, que la canalisation 3 ait été construite ou non. Dans ce scénario, le transport de volumes importants de pétrole par voie ferroviaire sera nécessaire pour amener les produits sur les marchés, et ce, avant et après l'achèvement de la canalisation 3, ce dernier ne devant ajouter que 370 000 b/j de capacité et la croissance de la production déjà engagée étant supérieure à cette quantité.

### **Scénario 2 : construction du projet de remplacement de la canalisation 3 et d'autres capacités pipelinières**

Si le projet de la canalisation 3 et d'autres pipelines sont construits et qu'il n'est donc plus nécessaire d'expédier des volumes importants de pétrole brut par voie ferroviaire, alors cette capacité pipelinière supplémentaire, offerte par le projet de la canalisation 3 et par les autres projets, pourrait réduire les coûts de transport pour les producteurs par rapport au scénario de référence. Dans le cadre de ce scénario, la capacité pipelinière supplémentaire serait en mesure de permettre une croissance de la production, et, par conséquent, une augmentation des émissions de GES en amont par rapport au scénario de référence. Cependant, il serait difficile d'attribuer une partie déterminée de ces émissions supplémentaires en amont spécifiquement au projet de la canalisation 3 ou à tout autre projet particulier de pipeline.

---

<sup>vi</sup> Dans le cadre de ce scénario, certaines quantités pourraient encore être expédiées par voie ferroviaire; toutefois, elles ne le seraient que du fait de l'incapacité des petits producteurs à obtenir les économies d'échelle qui leur permettraient d'accéder au transport par pipeline.

Pour comprendre la mesure selon laquelle la capacité pipelinière supplémentaire serait susceptible de favoriser une production plus importante allant au-delà de celle correspondant à des projets déjà en construction, il convient d'examiner la viabilité financière des nouveaux investissements dans les sables bitumineux.

### *Les coûts de l'offre pour les projets de sables bitumineux*

Les analystes utilisent souvent une mesure appelée « coût de l'offre » pour comparer et évaluer la faisabilité financière d'un projet. Pour les projets de sables bitumineux, il s'agit du prix du pétrole en dollars constants requis pour récupérer l'ensemble des investissements en capital, des coûts liés à l'exploitation, des redevances payées et des coûts fiscaux en dégageant un retour sur investissement habituellement de 10 à 15 %<sup>11</sup>. Pour faciliter la comparaison, les coûts de l'offre sont généralement ajustés par rapport à un prix de référence du pétrole brut comme le West Texas Intermediate (WTI) ou le Brent.

Une analyse des différentes sources qui publient régulièrement des estimations de coûts de l'offre pour les projets de sables bitumineux montre qu'ils varient en fonction du type de projet (*in situ* ou extraction) et des hypothèses de modélisation<sup>23, 24, 25</sup>. Les coûts de l'offre pour les projets *in situ* varient de 45 \$ à 80 \$ US par baril d'équivalent WTI, alors que les coûts de l'offre pour les projets d'extraction minière s'établissent entre 80 \$ et 90 \$ US par baril d'équivalent WTI<sup>vii</sup>. Le bas de la fourchette correspond en général à des agrandissements d'installations existantes, tandis que le haut caractérise de nouveaux projets. Les principales différences en matière de coûts de l'offre proviennent d'hypothèses variées autour des taux de change, de la consommation énergétique, des coûts du capital et des écarts de prix.

### *Coûts de l'offre des projets de sables bitumineux et coûts supplémentaires liés au transport par voie ferroviaire*

Wood Mackenzie estime qu'un grand nombre de projets *in situ* prévus mais non autorisés, c'est-à-dire pour lesquels l'entreprise n'a pas donné d'approbation d'investissement, correspondant à une capacité potentielle pouvant atteindre 800 000 b/j, ont des coûts de l'offre entre 50 et 70 \$ US par baril d'équivalent WTI, en faisant l'hypothèse d'un transport par pipeline (voir la figure 3). Sur la base des estimations de coûts supplémentaires de plus de 10 \$ par baril mentionnées précédemment, les coûts de l'offre associés à une grande partie des projets planifiés pour après 2020 se situeraient dans un intervalle de 60 à 80 \$ US /baril si les producteurs devaient utiliser le transport ferroviaire.

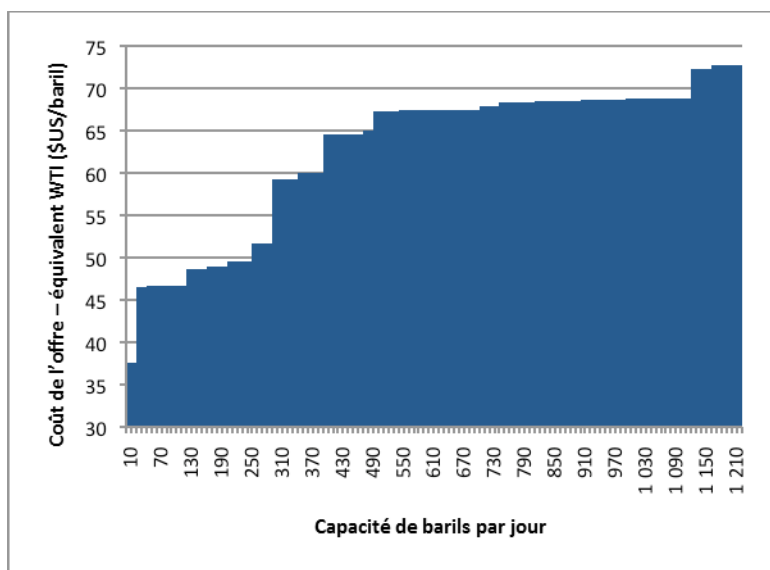
#### **Bas prix**

Si les prix du WTI devaient rester inférieurs à 60 \$ US par baril en termes réels sur une longue durée, une croissance importante de la production pétrolière est peu probable. Cette situation est illustrée par le scénario de bas prix présenté dans le rapport *AE 2016* et analysé précédemment dans lequel les prix n'atteignent que 60 \$ US par baril en 2025 et 76 \$ US par baril en 2040. Dans ce scénario, la production pétrolière ne croît que d'environ 150 000 b/j après l'achèvement des projets en cours de construction, c'est-à-dire après 2020, et ce, même en présence de capacités pipelinières disponibles. Étant donné la difficulté d'atteindre une rentabilité économique à de tels niveaux de prix, la disponibilité de capacités

<sup>vii</sup> Les projets miniers intégrés ne sont pas abordés ici, car très peu de projets de ce type sont prévus à l'heure actuelle.

de transport par pipeline ne devrait pas induire une amélioration suffisante de la rentabilité des projets pouvant conduire les entreprises concernées à y donner suite. En conséquence, si les prix devaient se situer dans cette fourchette, il est peu probable que l'achèvement du projet de la canalisation 3 soit à l'origine d'émissions de GES en amont supplémentaires qui ne se seraient pas produites dans le cadre du scénario de référence.

Figure 3 – Courbe des coûts de l'offre pour des projets de sables bitumineux *in situ* non approuvés dans le cadre d'un transport par pipeline



Source : Wood Mackenzie

### Prix intermédiaires

Si les prix du WTI devaient se situer entre 60 et 80 \$ US par baril en termes réels sur une longue durée, les économies induites par la possibilité de transporter le brut par pipeline pourraient permettre une croissance de la production pétrolière qui ne se serait pas produite dans le cadre du scénario de référence. Les producteurs de pétrole à partir des sables bitumineux pondèrent un certain nombre de facteurs lorsqu'ils prennent une décision d'investissement, notamment les coûts d'accès au marché et les coûts de transport.

Toutes choses étant égales par ailleurs, si les prix devaient se situer dans cet intervalle, en faisant l'hypothèse d'un transport par voie ferroviaire, les estimations des coûts de l'offre indiquent qu'une capacité considérable de production à partir des sables bitumineux, sur des projets planifiés mais non encore autorisés représentant environ 800 000 b/j, deviendrait rentable. Tel que défini précédemment, toute production qui n'aurait pas eu lieu dans le scénario de référence, mais qui pourrait avoir lieu si le projet de la canalisation 3 était achevé, est considérée comme générant des émissions de GES en amont supplémentaires. Plus les coûts supplémentaires dus au transport ferroviaire seront inférieurs à 10 \$ par baril, plus ce sont eux qui expliqueront le volume de production supplémentaire, s'il y en a, et non pas l'attractivité économique des projets, des recettes plus élevées et les investissements. Par conséquent, si les prix du pétrole devaient se situer à long terme dans cet intervalle, une certaine partie de la croissance de la production pourrait être considérée comme supplémentaire.

Cela étant dit, le projet de la canalisation 3 n'est que l'un des nombreux projets de pipelines proposés à moyen terme. D'autres projets de pipelines sont proposés, avec des échéanciers qui ne sont pas sensiblement différents de ceux du projet de la canalisation 3, et ces projets de construction sont souvent reportés. Par conséquent, les émissions potentielles de GES en amont, le cas échéant, ne sont pas facilement attribuables à un pipeline en particulier.

### Prix élevés

Si les prix du WTI devaient se situer au-dessus de 80 \$ US par baril en termes réels sur une longue durée, un certain nombre de projets seraient probablement d'ores et déjà évalués comme potentiellement très rentables et une forte croissance de la production pétrolière à partir des sables bitumineux serait attendue, et ce, indépendamment du mode de transport du pétrole, par pipeline ou par voie ferroviaire. Cependant, la rentabilité des projets s'améliorerait encore si les possibilités de transport par pipeline étaient disponibles dans un contexte de prix plus élevés. Comme le présente l'ONÉ dans son scénario de limitation des capacités pipelinières, les économies de coûts offertes par les pipelines pourraient entraîner une augmentation de la trésorerie disponible pouvant être réinvestie et, au fil du temps, une augmentation de la production pouvant être à l'origine d'un accroissement des émissions de GES en amont par rapport à un scénario de transport de la production par voie ferroviaire. Mais en réalité, cet effet pourrait s'avérer marginal compte tenu de la disponibilité des capitaux sur les marchés financiers mondiaux; à ce titre, il devrait y avoir moins de production supplémentaire que lorsque les prix se situent entre 60 et 80 \$ US par baril.

### Autres considérations

Étant donné le nombre important de projets de sables bitumineux qui pourraient devenir rentables si les prix se situaient entre 60 et 80 \$ US par baril, c'est ce scénario, s'il se réalisait à long terme, qui offrirait le potentiel le plus important de production supplémentaire induite par la construction de pipelines (voir le tableau 5 ci-après).

Les données Wood Mackenzie mentionnées ci-dessus n'incluent pas tous les projets de production à partir des sables bitumineux, la croissance future de la production pourrait donc être plus élevée que la capacité prévue mentionnée ci-dessus. L'organisme de réglementation de l'énergie en Alberta (AER) énumère tous les projets en cours de construction, ayant fait l'objet d'une demande et ayant reçu une approbation dans son rapport ST-98 sur les réserves énergétiques de l'Alberta 2014 ainsi que sur les perspectives de l'offre et de la demande à l'horizon 2015-2024. Mis à part les projets en construction, l'AER compte un potentiel de nouvelle production *in situ* de près de 2,7 Mb/j et de projets d'extraction minière de 1,0 Mb/j. Bien qu'une nouvelle capacité de production considérable ait été soumise à une approbation réglementaire, il est peu probable que tous ces projets aillent de l'avant au cours de la prochaine décennie, et ce, compte tenu d'une part, des récentes diminutions des dépenses et de la trésorerie des entreprises et, d'autre part, des besoins très importants en capital et en main d'œuvre qui seraient associés à la mise en place effective de la totalité de cette nouvelle production.

Tableau 5 – Production supplémentaire potentielle à partir de projets de sables bitumineux au Canada

	Prix		
	< 60 \$	Entre 60 et 80 \$	> 80 \$
Croissance de la production à partir des sables bitumineux	Aucune croissance ou croissance limitée de la production à partir des sables bitumineux	Croissance limitée de la production à partir des sables bitumineux	Croissance de la production à partir des sables bitumineux
Émissions de GES supplémentaires en raison de la disponibilité de pipelines	Improbable	Potentielles	Limitées
Offre cumulée potentielle à partir des sables bitumineux avec un coût de l'offre se situant dans cet intervalle de prix (après 2020)	Environ 0,25 Mb/j	Environ 1,05 Mb/j	Environ 1,15 Mb/j

Source : Wood Mackenzie

\* Wood Mackenzie ne modélise pas tous les projets proposés.

### Consommation mondiale de pétrole et émissions de GES en amont

De nombreuses courbes sur l'offre mondiale montrent que les projets de production à partir des sables bitumineux ont des coûts de l'offre globalement comparables à ceux s'appuyant sur d'autres sources d'approvisionnement en pétrole. Par exemple, dans une analyse des futurs projets pétroliers n'ayant pas encore reçu une confirmation d'investissement définitive, Wood Mackenzie a montré que les projets à partir des sables bitumineux avaient des coûts similaires à des projets mettant en œuvre d'autres types de production qui représentent un volume de 13 Mb/j. Dans une analyse des 420 plus grands projets pétroliers mondiaux, Goldman Sachs prévoit près de 30 Mb/j de capacité de production de pétrole brut, avec des coûts de l'offre de l'ordre de 40 à 80 \$ US par baril.

Étant donné le grand nombre de concurrents pour les investissements dans la production pétrolière, il est probable que si la production à partir des sables bitumineux canadiens devait ne pas avoir lieu, les investissements seraient tout de même effectués dans le cadre d'autres possibilités de production. Les pétroles bruts lourds Maya mexicain et vénézuélien font partie des produits similaires, ces deux pays constituant, comme précisé précédemment, des sources principales de pétrole brut à destination de la côte américaine du golfe du Mexique. En conséquence, la production mondiale de pétrole resterait, probablement, peu ou prou inchangée à long terme à la suite de l'approbation d'un projet de pipeline au Canada. Dans ce cadre, la différence sur le plan des émissions mondiales de GES provenant d'une augmentation quelconque de la production de pétrole brut canadien se limiterait à la différence en

matière d'émissions liées à la production en amont, au raffinage et au transport, entre la production à partir des sables bitumineux et la production d'un pétrole brut comparable<sup>viii</sup>.

IHS a publié un rapport sur les émissions de GES des différents types de brut mondiaux tout au long de leur cycle de vie<sup>26</sup>. L'une des principales constatations de ce rapport est que près de la moitié des pétroles bruts consommés aux États-Unis se situent dans le même intervalle d'intensité d'émissions de GES que les pétroles produits à partir des sables bitumineux canadiens. Le rapport note également que, pour les raffineries aux États-Unis, le pétrole brut vénézuélien, qui a des intensités d'émissions de GES se situant dans le même intervalle que celles des pétroles produits à partir des sables bitumineux canadiens. En conséquence, si la consommation mondiale de pétrole reste constante, avec ou sans le projet de la canalisation 3, la différence sur le plan des émissions mondiales de GES devrait être minime.

## Conclusions

L'analyse de la partie B fournit un éclairage sur les conditions dans lesquelles la construction du projet de la canalisation 3 pourrait conduire à des émissions de GES supplémentaires au Canada. Les principaux éléments pris en considération dans cette analyse sont le prix prévu à long terme du pétrole brut, les coûts de l'offre des projets de production pétrolière à partir des sables bitumineux, la disponibilité et le coût relatif du brut transporté par voie ferroviaire et les hypothèses autour de la capacité pipelinière totale susceptible d'être construite. En résumé, les constatations établies à partir de cette analyse sont les suivantes :

- *Si le projet de la canalisation 3 est la seule capacité pipelinière ajoutée depuis l'Ouest Canadien, la production pétrolière à partir de projets de sables bitumineux dont on attend d'ores et déjà l'achèvement d'ici 2019, de même que les volumes présentement acheminés par voie ferroviaire, seraient plus que suffisants pour remplir les capacités du projet de la canalisation 3. Dans ce scénario, il est probable que les émissions en amont calculées dans la partie A se produiraient indépendamment du fait que le projet de la canalisation 3 ait été construit ou non.*
- *Si l'on construit une capacité pipelinière supplémentaire de telle sorte que le transport du brut par voie ferroviaire ne soit plus nécessaire, une partie des émissions calculées dans la partie A pourrait être considérée comme des émissions supplémentaires. La mesure selon laquelle la capacité pipelinière permet une production supplémentaire dépend du prix du pétrole à long terme et des écarts entre les coûts de transport par voie ferroviaire et par pipeline. Toutefois, il serait difficile d'attribuer ces émissions en amont supplémentaires à la capacité pipelinière ajoutée par le projet de la canalisation 3.*
  - Si le cours du baril de WTI demeurerait inférieur à 60 \$ US, la plupart des projets de production à partir des sables bitumineux prévus qui ne sont pas encore en cours de construction seraient probablement non rentables et ne seraient donc pas construits, et ce, indépendamment du mode de transport. Dans le cadre de prix se situant à ce niveau, il est peu probable qu'il y ait des émissions supplémentaires.

---

<sup>viii</sup> Une récente évaluation des répercussions en matière de GES du pipeline Énergie Est a conclu qu'on pouvait s'attendre à ce que ce pipeline ait une incidence sur les prix mondiaux du pétrole brut et donc sur la consommation mondiale.

- Si le cours du baril de WTI devait se situer entre 60 et 80 \$ US, de nombreux projets prévus qui ne seraient pas rentables si le rail était la seule option de transport pourraient le devenir grâce à l'accès au transport par pipeline. Toutefois, la quantité de production supplémentaire est incertaine.
- Si le cours du baril de WTI était supérieur à 80 \$ US, de nombreux projets prévus à partir des sables bitumineux seraient rentables et auraient donc une plus grande probabilité d'être construits, même si le rail était la seule option de transport. Cependant, les économies de coûts offertes par les pipelines pourraient se traduire par une certaine augmentation de l'investissement et de la production, mais la production supplémentaire serait probablement beaucoup moins importante que si le prix du baril de pétrole se situait dans l'intervalle 60 à 80 \$ US mentionné ci-dessus.
- Compte tenu de la concurrence pour les investissements dans la production pétrolière, il est probable que si la production à partir des sables bitumineux ne devait pas se produire au Canada, les investissements seraient tout de même effectués ailleurs dans le monde et la consommation mondiale de pétrole resterait sensiblement inchangée à long terme en l'absence de production supplémentaire canadienne. Étant donné que d'autres types de pétroles bruts lourds présentant des volumes d'émissions similaires constituent les principales sources d'approvisionnement pour la côte américaine du golfe du Mexique, la différence en matière d'émissions mondiales de GES liée à toute augmentation de la production de pétrole brut canadien se limiterait à la différence, pour ce qui concerne la production en amont, le raffinage et le transport, entre la production à partir des sables bitumineux et la production de pétrole brut comparable.

## Annexe A – Limites de l'analyse

L'approche choisie pour analyser si la construction du projet de la canalisation 3 pourrait permettre un accroissement de la production de pétrole brut et, par conséquent, des émissions de GES en amont par rapport à un scénario où aucune capacité pipelinière supplémentaire ne serait construite présente un certain nombre de limites. En voici des exemples :

- L'analyse est limitée aux sources et aux données disponibles publiquement. Par exemple, certaines données précises en matière de coût de l'offre et de rendement de projets de production à partir des sables bitumineux constituent des estimations s'appuyant sur des analyses réalisées par des tiers. ECCC a validé ces sources dans la mesure du possible et prévoit d'enrichir ces données à l'avenir, tout en reconnaissant qu'il pourrait exister des estimations concurrentes émanant d'autres sources.
- Cette analyse se fonde principalement sur des données et des prévisions du gouvernement du Canada, notamment sur le rapport *Avenir énergétique du Canada, 2016* de l'ONÉ en ce qui concerne les prévisions de production. Il est important de ne pas perdre de vue que les prévisions de l'ONÉ ne prennent en considération que les politiques et les programmes adoptés au moment de la rédaction du rapport. Toutes les nouvelles politiques en cours d'étude ou les nouvelles politiques mises en œuvre après l'été de 2015 ne sont pas intégrées. Les répercussions du projet sur les marchés pétroliers, sur les prix ou sur la production n'ont pas été modélisées dans le cadre de cette analyse, étant donné que le présent rapport se veut une analyse des *conditions* dans lesquelles la capacité pipelinière supplémentaire favoriserait une production plus importante de pétrole brut et donc des émissions de GES en amont dans le cadre d'un scénario dans lequel aucune nouvelle capacité pipelinière supplémentaire n'a été construite. Des tiers ont utilisé des démarches de modélisation sophistiquées pour d'autres pipelines, par exemple dans le cadre de l'étude du pipeline Énergie Est proposé entreprise par Navis Research pour la Commission de l'énergie de l'Ontario. Toutefois, un tel travail aurait été en dehors de la portée de la présente analyse.

## Annexe B – Projets de production à partir des sables bitumineux et de pétrole lourd en construction (2015)

Type	Entreprise	Projet	État	Capacités prévues (b/j)	Démarrage prévu
<i>In Situ</i>	Brion Energy	Mackay River Phase 1	Construction	35,000	2016
<i>In Situ</i>	Cenovus/ConocoPhillips	Foster Creek Phase G	Fabrication	30,000	2016
<i>In Situ</i>	Cenovus/ConocoPhillips	Christina Lake Phase F	Construction	50,000	2016
<i>In Situ</i>	Japan Canada	Expansion	Construction	20,000	2016
<i>In Situ</i>	Husky Energy	Edam East & West	Construction	14,500	2016
<i>In Situ</i>	Husky Energy	Vawn	Construction	14,500	2016
<i>In Situ</i>	Sunshine Oil Sands	West Ells	Construction	5,000	2016
Extraction	Canadian Natural Resources	Horizon Phase 2/3	Construction	137,000	2017
Extraction	Suncor/Total/Teck	Fort Hills Phase 1	Construction	180,000	2017
<i>In Situ</i>	Cenovus/ConocoPhillips	Foster Creek Phase H	Construction retardée <sup>ix</sup>	30,000	2018
<i>In Situ</i>	Cenovus/ConocoPhillips	Christina Lake Phase G	Construction retardée <sup>6</sup>	50,000	2018
<i>In Situ</i>	Harvest Operations Corp	BlackGold Phase 1	Injection de vapeur retardée <sup>x</sup>	10,000	2018
<b>Total des projets en construction ou prévus</b>				<b>576,000</b>	

Source : IHS, 2015; CanOils (2016); Rapports d'entreprise

<sup>ix</sup> According to IHS, Cenovus has stated that it will continue to advance two projects simultaneously through the low price period. It will first complete Foster Creek Phase G and Christina Lake Phase F before resuming construction on Foster Creek Phase H and Christina Lake Phase G expansions of these facilities. Cenovus had also commenced early construction at its Narrow Lake project, but in light of comment, it will likely advance only after prices are higher.

<sup>x</sup> IHS notes that the project is complete, but Harvest has stated that steaming will not commence until prices rise above \$60 per barrel WTI.

## Annexe C : Proportion de chaque produit inclus dans la future composition énergétique pour la période 2018 à 2030

Année	Léger classique (%)	Lourd classique (%)	Lourd SCV (%)	Lourd DGMV (%)	Bitume par extraction minière (%)	Brut synthétique (%)
2019	15	18	8	22	8	29
2020	15	18	8	23	7	29
2021	14	17	8	24	7	29
2022	14	17	8	25	7	28
2023	14	17	8	26	7	28
2024	14	16	9	27	7	27
2025	14	15	9	28	8	27
2026	14	15	9	29	8	26
2027	14	15	9	29	8	26
2028	14	15	9	30	8	25
2029	13	15	9	31	7	25
2030	13	14	9	31	7	25

## Références

- <sup>1</sup> Mesures provisoires pour l'examen des projets de pipelines, communiqué de presse, Ressources naturelles Canada, 27 janvier 2016, <http://nouvelles.gc.ca/web/article-fr.do?mthd=tp&crtr.page=1&nid=1029989&crtr.tp1D=930>
- <sup>2</sup> Pipelines Enbridge Inc., *Programme de remplacement de la canalisation 3, chapitre 2 : description du projet*, 2014.
- <sup>3</sup> Office national de l'énergie, *Aperçu du marché : programmes d'accès aux marchés d'Enbridge, Partie II, Capacité de la canalisation principale au Canada qui pourrait atteindre 2,89 millions de barils par jour d'ici 2018*, 2015
- <sup>4</sup> Pipelines Enbridge Inc., *Programme de remplacement de la canalisation 3, chapitre 1 – Résumé du projet*, 2014.
- <sup>5</sup> Pipelines Enbridge Inc., *Programme de remplacement de la canalisation 3, chapitre 3, Faisabilité économique, solutions de rechange et justification*, 2014
- <sup>6</sup> Pipelines Enbridge Inc., *Programme de remplacement de la canalisation 3, chapitre 7, Questions d'ordre technique*, 2014
- <sup>7</sup> MUSE Stancil, *Projet de remplacement de la canalisation 3 d'Enbridge : analyse de marché*, 2014.
- <sup>8</sup> Association canadienne des producteurs pétroliers, *Pétrole brut – Prévisions, marchés et transport*, 2015.
- <sup>9</sup> Office national de l'énergie du Canada, *Exportations estimatives de pétrole brut canadien par type et destination, 2015*, <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ststsc/crdlndptlmpdct/stt/stmtdcndncrdlxprttdstn-fra.html>, dernière consultation le 5 avril 2016.
- <sup>10</sup> Environnement et changement climatique Canada, *Deuxième rapport biennal du Canada sur les changements climatiques à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC)*, <https://www.ec.gc.ca/ges-ghg/default.asp?lang=Fr&n=02D095CB-1>, dernière consultation le 5 avril 2016.
- <sup>11</sup> Office national de l'énergie, *Avenir énergétique du Canada en 2016, 2016* <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntrtd/ftr/2016/index-fra.html>, dernière consultation le 5 avril 2016
- <sup>12</sup> Office national de l'énergie, *Production estimative de pétrole brut et d'équivalents au Canada 2015, 2016*
- <sup>13</sup> Oil and Gas Journal, 12 juillet 2015, volume 113, numéro 12. *U.S. Refineries – Stated Capacities as of January 1, 2016*
- <sup>14</sup> Mulshof, Menno et. coll (2016), *Oil Sands Breakeven prix Revisited*, Valeurs Mobilières TD Inc. Publication : 19 janvier 2016.
- <sup>15</sup> C. McGlade et P. Ekins. « Un-burnable oil: an examination of oil resource utilisation in a decarbonised energy system », *Energy Policy*, n° 64, p. 102 à 112, 2014.
- <sup>16</sup> C. McGlade et P. Ekins. « The geographical distribution of fossil fuels unused when limiting global warming to 2°C », *Nature* 517(7533), p. 187 à 190, 2015.
- <sup>17</sup> Agence internationale de l'énergie, *Perspectives énergétiques mondiales, 2015*.
- <sup>18</sup> C. Bataille et coll. *Pathways to deep decarbonization in Canada*, RSDD – IDDRI, 2015.
- <sup>19</sup> Département d'État, *Final Supplemental Environmental Impact Statement, Section 5.3 Comparison of Alternatives*, 2014. <http://keystonepipeline-xl.state.gov/finalseis/index.htm>, dernière consultation le 5 avril 2016.
- <sup>20</sup> Département d'État, *Final Supplemental Environmental Impact Statement*, 2014. <http://keystonepipeline-xl.state.gov/finalseis/index.htm>, dernière consultation le 5 avril 2016.
- <sup>21</sup> RBN Energy. *Go Your Own Way: Moving Western Canadian Bitumen to Market*, 2014. <https://rbnenergy.com/>, dernière consultation le 5 avril 2016.
- <sup>22</sup> EIA des États-Unis. *Crude Oil Movements of Crude Oil by Rail*, 2016. [www.eia.gov](http://www.eia.gov), dernière consultation le 5 avril 2016.
- <sup>23</sup> CERI. *Canadian Oil Sands Supply Costs and Development Projects*, août 2015.
- <sup>24</sup> IHS. *Oil Sands Cost and Competitiveness*, 2015.
- <sup>25</sup> Wood Mackenzie. *GEM Tool*, 2016.
- <sup>26</sup> IHS. *Comparing GHG Intensity of the Oil Sands and the Average US Crude Oil*, 2014.