



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

Novembre 2016

Page intentionnellement laissée en blanc.

Table des matières

Résumé 5

Introduction	7
Description du projet	7
Partie A. Estimation des émissions de gaz à effet de serre en amont	9
A.1 Capacité du projet	9
A.2 Mélange de pétrole brut	10
A.3 Scénarios de mélange de pétrole brut	11
A.3.1 Scénario 1	11
A.3.2 Scénario 2	11
A.3.3 Scénario 3	12
A.3.4 Scénario 4	12
A.4 Émissions estimatives de GES en amont	12
A.5 Méthode de prévision des GES	13
A.6 Données déclarées par les installations	15
Partie B. Répercussions sur les émissions de GES en amont au Canada et dans le monde	18
B.1 Introduction	18
B.2 Aperçu de la production pétrolière au Canada	19
B.2.1 Croissance de l'offre pétrolière canadienne	19
B.2.2 Prévisions d'émissions de GES au Canada	21
B.2.3 Perspectives de production de pétrole brut à l'échelle mondiale	21
B.2.4 Marchés nord-américains pour la croissance de la production pétrolière tirée des sables bitumineux	22
B.2.5 Incertitudes du marché du pétrole	24
B.2.6 Engagements du Canada face aux changements climatiques et production pétrolière tirée des sables bitumineux	26
B.3 Transport du pétrole brut par pipeline et par le réseau ferroviaire	27
B.3.1 Transport ferroviaire de pétrole brut en Amérique du Nord	28
B.3.2 Infrastructure nord-américaine de chargement et de déchargement du pétrole brut transporté par rail	29
B.3.3 Coûts relatifs du transport par pipeline et par rail	30
B.4 Émissions supplémentaires et accroissement de la capacité pipelinière	31
B.4.1 Scénario de référence : Aucune construction de nouvelle capacité pipelinière à partir du BSOC	32
B.4.2 Scénario 1 : Le pipeline de remplacement de la canalisation 3 est la seule nouvelle capacité pipelinière construite	32
B.4.3 Scénario 2 : Le pipeline de remplacement de la canalisation 3 et d'autres capacités pipelinières sont construites	33

B.4.4	Coûts de l'offre des projets de sables bitumineux et coûts supplémentaires liés au transport par voie ferroviaire _____	33
B.4.5	Consommation mondiale de pétrole et émissions de GES en amont _____	38
B.5	Conclusions _____	41
	<i>Bibliographie _____</i>	<i>43</i>
	<i>Annexe A – Proportions des catégories de pétrole brut pour le mélange futur _____</i>	<i>47</i>
	<i>Annexe B – Méthodologie des coefficients d'émission _____</i>	<i>48</i>
	Approche générale relative aux coefficients d'émission du pétrole brut _____	48
	Coefficient d'émission du pétrole synthétique _____	48
	Coefficients d'émission déterminés à l'aide des données déclarées par les installations _____	50
	Coefficients d'émission pour la production de diluant _____	51
	<i>Annexe C – Limites de l'analyse _____</i>	<i>53</i>
	<i>Annexe D – Projets de production à partir des sables bitumineux et de pétrole lourd en construction (2015) _____</i>	<i>54</i>

Résumé

Le présent document offre une estimation des émissions de gaz à effet de serre (GES) en amont associées au programme de remplacement de la canalisation 3, ainsi qu'une discussion des conditions dans lesquelles ces émissions de GES pourraient être considérées comme des émissions supplémentaires.

Le programme de remplacement de la canalisation 3 vise à remplacer des segments du pipeline 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 de la canalisation 3. La capacité nominale annuelle moyenne du pipeline actuel de la canalisation 3 est de 760 000 barils par jour. Toutefois, ces dernières années, la capacité annuelle du pipeline n'a été que de 390 000 barils par jour. Le programme de remplacement de la canalisation 3 permettrait à la société de faire à nouveau fonctionner le pipeline de la canalisation 3 à sa capacité nominale initiale.

Environnement et Changement climatique Canada a réalisé une estimation des émissions de GES en amont au pays associées à la production et au traitement du pétrole brut qui pourrait être transporté par le pipeline de remplacement de la canalisation 3 si le projet est approuvé. Les prévisions relatives aux émissions de GES et à la production utilisées pour les besoins du présent examen prennent en compte les répercussions futures des politiques et des mesures actuelles qui étaient en place en septembre 2015. D'importantes mesures et cibles de réduction des émissions de GES produites par le secteur du pétrole et du gaz ont été annoncées depuis, y compris l'engagement du gouvernement du Canada de réduire, d'ici 2025, de 40 à 45 % les émissions de méthane du secteur du pétrole et du gaz par rapport aux niveaux de 2012. Cette analyse porte avant tout sur les politiques déjà mises en œuvre en septembre 2015 et ne tient pas compte des répercussions des mesures fédérales, provinciales ou territoriales annoncées ou en préparation, mais l'on reconnaît que des pratiques améliorées atténueront les émissions à l'avenir.

Les émissions de GES en amont associées au pipeline de remplacement de la canalisation 3, transportant 760 000 barils par jour, pourraient être de 21 à 27 mégatonnes d'équivalent en dioxyde de carbone par année. Si l'on ne prend en compte que la capacité de 370 000 barils par jour supplémentaire découlant du programme de remplacement de la canalisation 3, les émissions de GES en amont pourraient se situer entre 10 et 13 mégatonnes d'équivalent en dioxyde de carbone par année. La mesure dans laquelle les émissions estimées seraient des émissions supplémentaires attribuables à ce projet dépend des facteurs qui influent sur les décisions d'investissement des producteurs de pétrole brut, à savoir les prévisions du prix du pétrole, l'offre d'autres moyens de transport et leur coût (p. ex., pétrole brut acheminé par voie ferroviaire), la construction d'autres projets de pipeline et les coûts de production.

Si le pipeline de remplacement de la canalisation 3 est la seule capacité pipelinière ajoutée depuis l'Ouest canadien et si le prix net du baril marginal de pétrole extrait des sables bitumineux ne change pas avec la construction de ce pipeline, ce projet ne devrait pas entraîner de hausse de la production ou

des émissions en amont. Cependant, dans certaines circonstances, la seule construction du pipeline de remplacement de la canalisation 3 pourrait contribuer à l'amélioration des rendements financiers (c.-à-d., hausse du prix net) de projets d'exploitation des sables bitumineux et entraîner, par conséquent, une hausse de la production et des émissions en amont.

Si une capacité pipelinière supplémentaire – y compris le pipeline de remplacement de la canalisation 3 – était construite, de telle sorte que l'expédition ferroviaire de brut ne serait plus nécessaire, il est probable que le prix net du baril marginal de pétrole extrait des sables bitumineux augmenterait. Une partie des émissions calculées dans le cadre du présent examen pourrait donc être considérée comme des émissions supplémentaires.

La production supplémentaire est susceptible d'être plus importante lorsque les prix du pétrole léger canadien se situent à long terme entre 60 et 80 dollars le baril (en dollars américains constants de 2015). Si les prix étaient supérieurs à cette fourchette, de nombreux projets de sables bitumineux seraient rentables même si le transport de pétrole brut par voie ferroviaire était la seule option. Une telle situation serait donc moins susceptible de favoriser une production supplémentaire. Toutefois, si les prix du pétrole à long terme étaient inférieurs à cette fourchette, on ne pourrait s'attendre à de nouveaux investissements importants dans la production de pétrole à partir des sables bitumineux, peu importe le moyen de transport (voie ferroviaire ou pipeline). En outre, 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 présentés au Canada.

Une hausse de la production de pétrole à partir des sables bitumineux pourrait avoir des répercussions sur l'offre et le prix à l'échelle mondiale. Une partie de cette production supplémentaire risquerait de reléguer le pétrole brut à la marge. Si cela arrivait, l'impact sur les émissions mondiales correspondrait à la différence d'émissions de GES du puits au réservoir. Une production supplémentaire pourrait également entraîner une hausse de l'offre pétrolière mondiale totale, ce qui se traduirait par une baisse des prix à l'échelle mondiale et par une hausse de la consommation de pétrole. L'impact de cette partie de la production supplémentaire sur les émissions correspondrait aux émissions du cycle de vie complet du puits jusqu'à la roue. Étant donné qu'une quantité importante de pétrole brut devrait être financièrement viable dans une fourchette de prix comparable à celle du pétrole brut extrait des sables bitumineux canadiens, on s'attend à ce qu'une grande partie de la production supplémentaire vienne supplanter d'autres types de pétrole brut plutôt qu'accroître l'offre pétrolière totale.

Introduction

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

L'examen ci-après des émissions de GES en amont dues au programme de remplacement de la canalisation 3 (le projet) 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

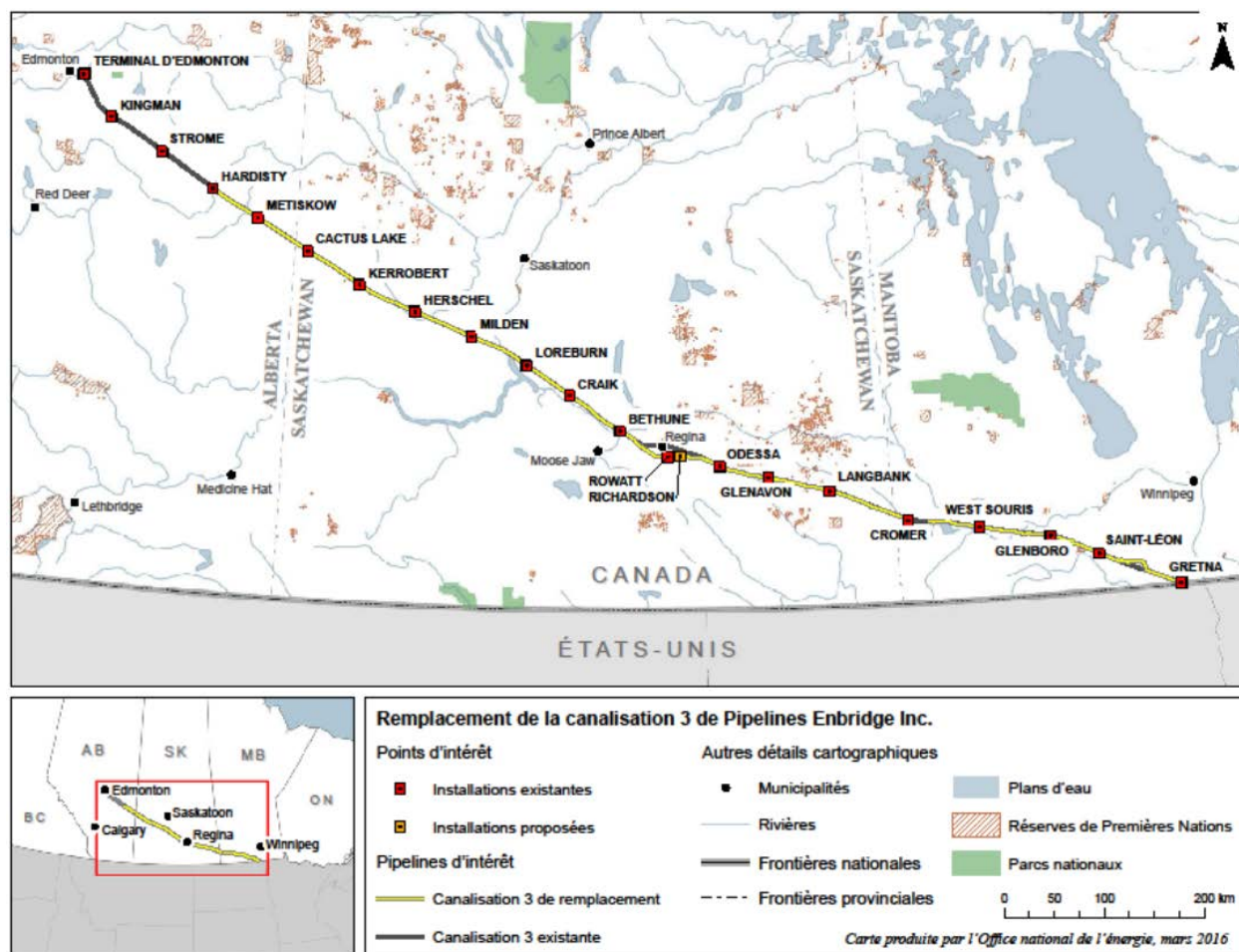
La canalisation 3 d'Enbridge est un pipeline existant d'un diamètre de 863,6 millimètres (mm) s'étendant sur une distance de 1 600 kilomètres (km) entre Edmonton, en Alberta, et Superior, dans le Wisconsin, aux États-Unis. Le pipeline existant de la canalisation 3 fait partie du *réseau principal* d'Enbridge, qui comprend les canalisations 1, 2, 3, 4 et 67 (2). Ce *réseau principal* permet le transport du pétrole brut, des liquides de gaz naturel et des produits pétroliers raffinés à partir du carrefour d'Edmonton, en Alberta, vers différents endroits au Canada et plus au sud aux États-Unis (3). Depuis la mise en service du pipeline existant de la canalisation 3 à la fin des années 1960, sa capacité annuelle moyenne a varié entre une capacité nominale annuelle moyenne d'environ 760 000 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 de la canalisation (4).

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). Le programme de remplacement de la canalisation 3 propose de remplacer des sections du pipeline existant situées sur une longueur de 1 067 km entre Hardisty, en Alberta, et Gretna, au Manitoba, et prévoit (5) :

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

Une carte illustrant le tracé de la canalisation 3 de remplacement est présenté à la Figure 1.

Figure 1 : Carte illustrant le tracé de la canalisation 3 de remplacement.



Selon la demande déposée par Enbridge à l'Office national de l'énergie (ONÉ), s'il est construit, on peut s'attendre à ce que le pipeline de remplacement de la canalisation 3 soit exploité à la capacité nominale annuelle moyenne de la canalisation 3 existante (760 000 barils par jour (b/j)). Cela représente une capacité additionnelle de 370 000 b/j comparativement à la capacité d'exploitation actuelle de la canalisation 3 existante. La demande précise également que si ce projet ne se fait pas, Enbridge continuera d'exploiter le pipeline de la canalisation 3 existante à sa capacité actuelle de 390 000 b/j. La description du projet indique que le pipeline de remplacement de la canalisation 3 pourrait transporter des pétroles bruts légers, moyens et lourds (6). Enfin, à l'heure actuelle, le pétrole du pipeline Alberta Clipper (canalisation 67 d'Enbridge) est expédié aux États-Unis par le pipeline de la canalisation 3 existante, portant la capacité d'exploitation de la section transfrontalière de la canalisation 3 près de sa capacité permise de 760 000 b/j. Si le pipeline de remplacement de la canalisation 3 est construit, on prévoit que le pétrole du pipeline Alberta Clipper cessera d'être transporté par la canalisation 3.

S'il est approuvé, le pipeline de remplacement de la canalisation 3 devrait entrer en exploitation au début de 2019. Le projet accroîtra les capacités de livraison de pétrole brut du *réseau principal* à destination des marchés de l'Ontario, du Québec et du Midwest américain (7). Enbridge mène

actuellement d'autres projets de prolongation de pipelines situés entièrement aux États-Unis : les canalisations 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 (8).

Partie A. Estimation des émissions de gaz à effet de serre en amont

La partie A du présent examen fournit des estimations quantitatives des émissions de GES rejetées lors de l'extraction et de la transformation en amont du pétrole brut associé au projet. 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 de ces sources contiennent du dioxyde de carbone, du méthane et de l'oxyde nitreux. On a totalisé les constituants de ces émissions de GES en tenant compte de leur potentiel de réchauffement planétaire respectif. Cet examen 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 ont été prises en considération seulement s'il est impossible de les distinguer des émissions en amont *directes*. Les émissions liées au transport de pétrole brut des installations jusqu'au pipeline de remplacement de la canalisation 3 n'ont pas non plus été prises en considération, mais devraient être mineures en comparaison aux autres sources d'émission en amont associées au projet.

Les méthodes d'extraction et de transformation des différents types de pétrole brut varient; par conséquent, différents types de pétrole brut pourraient présenter des niveaux d'émission de GES différents. De plus, les types de pétroles bruts et de produits raffinés (c'est-à-dire, le mélange de pétrole brutⁱ) qui pourraient entrer dans le pipeline changeront pendant sa durée de vie opérationnelle en fonction des besoins opérationnels et de la demande du marché. En raison de la variabilité possible associée au mélange de pétrole brut, notamment les quantités et les types de pétroles bruts passant par le pipeline de remplacement de la canalisation 3, les estimations sont présentées dans le cadre de différents scénarios possibles.

A.1 Capacité du projet

Les émissions en amont ont été estimées pour la capacité nominale annuelle moyenne du pipeline de remplacement de la canalisation 3 (760 000 b/jⁱⁱ) ainsi que pour la capacité additionnelle (370 000 b/j) que le projet pourrait apporter. La partie A de cet examen n'aborde pas la question de savoir si les émissions estimatives de GES en amont associées à cette capacité additionnelle pourraient entraîner des émissions de GES supplémentaires au Canada. Une discussion des répercussions de la capacité

ⁱ Le mélange de pétrole brut est la proportion des différentes catégories de pétrole brut (comme le bitume dilué ou le pétrole brut léger classique) transportées dans le pipeline au fil du temps.

ⁱⁱ Les pipelines ne fonctionnent pas nécessairement à plein rendement sur une base continue, ce qui fait que les estimations présentées dans la présente évaluation représentent les émissions maximales en amont qui pourraient être associées au projet pour un mélange de produits donné.

additionnelle de transport par pipeline qui serait apportée par le projet sur les émissions de GES au Canada figure dans la Partie Bⁱⁱⁱ.

A.2 Mélange de pétrole brut

Aux fins du présent examen, les nombreux différents types de pétrole brut qui pourraient être transportés par le pipeline de remplacement de la canalisation 3 ont été regroupés dans les six catégories suivantes. Les catégories de produit ont été choisies pour permettre l'utilisation des données sur les émissions d'Environnement et Changement climatique Canada (ECCC) (9) et des tendances relatives à la production de l'ONÉ (10) pour élaborer des coefficients d'émission (voir la section A.5 ci-dessous).

Léger classique Cela inclut des charges d'alimentation de pétrole brut à faible densité qui coulent dans des puits et des pipelines sans traitement ou dilution.

Lourd classique Cela inclut des charges d'alimentation de pétrole brut à haute densité qui coulent dans des puits et des pipelines sans traitement ou dilution.

Lourd SCV Cela comprend les charges d'alimentation de pétrole brut à haute densité produites à l'aide de la stimulation cyclique par la vapeur (SCV). Dans cette méthode *in situ*, de la vapeur est injectée dans un réservoir de pétrole brut lourd. Cela introduit de la chaleur qui dilue le pétrole et permet son extraction. Ce type de pétrole lourd exige que du diluant soit ajouté au pétrole brut afin de lui permettre de circuler dans les pipelines; aux fins du présent examen, on a supposé que le diluant représentait 30 % du volume de ce type de pétrole brut. L'extraction à l'aide de mélanges de solvants et de vapeur est aussi incluse.

Lourd DGMV Cela comprend les charges d'alimentation de pétrole brut à haute densité produites à l'aide du drainage par gravité au moyen de vapeur (DGMV). Dans cette méthode *in situ*, une paire de puits horizontaux est utilisée. De la vapeur haute pression est injectée dans le puits supérieur pour réchauffer le pétrole et réduire sa viscosité, ce qui le fait s'écouler dans le puits inférieur, d'où il est extrait par des pompes. On a supposé que le diluant représentait 30 % du volume de ce type de pétrole brut. L'extraction à l'aide de mélanges de solvants et de vapeur est aussi incluse.

Bitume extrait Cela inclut des charges d'alimentation de pétrole brut à haute densité qui proviennent de l'exploitation minière de surface de gisement contenant du bitume et du traitement pour extraire le bitume. On a supposé que le diluant représentait 20 % du volume de ce type de pétrole brut. Cette catégorie n'inclut pas le bitume extrait valorisé en pétrole brut synthétique, qui entre dans la catégorie des *produits de synthèse* ci-dessous.

Synthétique Cela comprend les charges d'alimentation en pétrole brut à faible densité produites par la valorisation du pétrole brut à haute densité.

ⁱⁱⁱ Dans le contexte du présent examen, le terme « additionnel » est utilisé dans l'analyse de la capacité ajoutée que le projet apporterait. Le terme « supplémentaire » est utilisé dans l'analyse de la production (et des émissions connexes) qui pourrait être directement facilitée par ce projet.

A.3 Scénarios de mélange de pétrole brut

Selon les données de l'ONÉ publiées dans *Exportations estimatives de pétrole brut canadien par type et destination*, on a estimé que le pipeline de la canalisation 3 existante transporte actuellement un mélange de pétrole brut se composant de 30 % de pétrole léger classique et de 70 % de pétrole brut synthétique (11). À l'avenir, la production de pétrole lourd utilisant la SCV et le DGMV ainsi que des méthodes d'extraction minière devrait représenter une plus grande proportion de la production canadienne globale. Le pipeline de remplacement de la canalisation 3 pourra transporter un éventail de types de pétrole brut du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC). Trois mélanges possibles de pétrole brut ont été pris en compte aux fins de cet examen et ils constituent la base des scénarios modélisés pour établir les émissions estimatives de GES en amont. Le tableau 1 indique les proportions de chaque catégorie de pétrole brut décrite ci-dessus pour les trois mélanges de pétrole brut.

Tableau 1 – Mélanges de pétrole brut

Catégorie de pétrole brut	Mélange actuel (%)	Mélange passé (%)	Mélange futur (%)
<i>Pétrole léger classique</i>	30	20	15
<i>Pétrole lourd classique</i>	0	6	18
<i>Lourd SCV</i>	0	2	8
<i>Lourd DGMV</i>	0	15	22
<i>Bitume extrait</i>	0	5	8
<i>Synthétique</i>	70	53	29

* Le mélange futur de pétrole brut reflétant la production du BSOC varie d'une année à l'autre en fonction du scénario de référence de l'ONÉ (10). Le futur mélange pour 2019 est présenté ici à titre d'exemple. L'annexe A présente les données pour toutes les années de la période de modélisation (de 2019 à 2030).

En utilisant des combinaisons des trois mélanges de pétrole brut présentés ci-dessus, ECCC a estimé les émissions pour quatre scénarios différents afin d'évaluer un éventail d'émissions en amont susceptibles d'être associées au projet. Dans les scénarios suivants, la capacité de pipeline utilisée pour estimer les émissions en amont (voir A.1 ci-dessus) ne varie pas pendant la période de modélisation (2019-2030).

A.3.1 Scénario 1

Dans ce scénario, on a supposé que le mélange de pétrole brut est le *mélange actuel* : 30 % de pétrole brut léger classique et 70 % de pétrole brut synthétique. Le mélange de pétrole brut ne varie pas pendant toute la période de modélisation (2019-2030).

A.3.2 Scénario 2

Dans ce scénario, on a supposé que le mélange de pétrole brut est le *mélange futur*. Les proportions respectives des différentes catégories de pétrole brut varient tout au long de la période de modélisation, et elles sont présentées à l'annexe A.

A.3.3 Scénario 3

Dans ce scénario, on suppose que le pipeline de la canalisation 3 existante, selon sa capacité annuelle actuelle de 390 000 b/j, transporte le *mélange actuel* : 30 % de pétrole brut léger classique et 70 % de pétrole brut synthétique. La capacité additionnelle résultant du projet, soit 370 000 b/j, est censée assurer le transport du *mélange 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 extrait et 2 % de pétrole brut lourd extrait par SCV. Le mélange de pétrole brut ne varie pas pendant toute la période de modélisation (2019-2030).

A.3.4 Scénario 4

Dans ce scénario, on suppose que le mélange de pétrole brut est le *mélange 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 extrait et 2 % de pétrole brut lourd extrait par SCV. Le mélange de pétrole brut ne varie pas pendant toute la période de modélisation (2019-2030).

A.4 Émissions estimatives de GES en amont

L'éventail résultant des émissions estimatives de GES en amont associées au projet est présenté ci-dessous dans le tableau 2 pour les quatre scénarios décrits ci-dessus. Pour chaque scénario, des estimations sont fournies à la fois pour la pleine capacité du pipeline de remplacement (760 000 b/j) et pour la capacité que le projet pourrait apporter (370 000 b/j). La méthodologie utilisée pour établir ces estimations d'émissions est décrite dans la section A.5 ci-dessous.

Tableau 2 – Émissions estimatives de GES en amont (Mt d'éq. CO₂ par an)

Année	Capacité du pipeline (Mb/j)	Scénario			
		1	2	3	4
2019	760	26,1	21,5	25,0	23,8
	370	12,7	10,5	12,2	11,6
2020	760	26,2	21,5	25,1	23,9
	370	12,8	10,5	12,2	11,6
2021	760	26,3	21,5	25,2	24,0
	370	12,8	10,5	12,3	11,7
2022	760	26,4	21,5	25,2	24,0
	370	12,8	10,4	12,3	11,7
2023	760	26,4	21,3	25,2	24,0
	370	12,9	10,4	12,3	11,7
2024	760	26,4	21,2	25,2	24,0
	370	12,9	10,3	12,3	11,7
2025	760	26,7	21,1	25,5	24,2
	370	13,0	10,3	12,4	11,8
2026	760	26,7	21,0	25,5	24,2

Année	Capacité du pipeline (Mb/j)	Scénario			
		1	2	3	4
	370	13,0	10,2	12,4	11,8
2027	760	26,7	20,9	25,5	24,2
	370	13,0	10,2	12,4	11,8
2028	760	26,7	20,8	25,4	24,1
	370	13,0	10,1	12,4	11,7
2029	760	26,7	20,7	25,4	24,1
	370	13,0	10,1	12,4	11,7
2030	760	26,7	20,7	25,4	24,1
	370	13,0	10,1	12,4	11,7

ECCC prévoit que les émissions de GES en amont au Canada découlant de la production et du traitement du pétrole brut associés au programme de remplacement de la canalisation 3 pourraient varier de 21 à 27 Mt d'équivalent CO₂ par an. En ne tenant compte que de la capacité de 370 000 b/j ajoutée grâce au programme de remplacement de la canalisation 3, les émissions pourraient varier de 10 à 13 Mt d'équivalent CO₂ par an.

Comme il est illustré dans le tableau 2, les émissions estimatives de GES en amont sont influencées en grande partie par le mélange de pétrole brut qui sera transporté par le pipeline de remplacement de la canalisation 3. Le mélange de pétrole brut réel qui sera transporté et, par conséquent, les émissions réelles de GES en amont s'y rattachant suscitent des incertitudes. Par ailleurs, 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, les valeurs présentées sont des estimations d'un éventail d'émissions de GES possibles en amont qui seraient associées au projet.

A.5 Méthode de prévision des GES

On a calculé les estimations figurant au tableau 2 en utilisant les projections des émissions de GES publiées par ECCC dans le *Deuxième rapport biennal du Canada sur les changements climatiques* soumis en vertu de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) (9) et les projections de l'ONÉ relatives à la production tirées du rapport *Avenir énergétique du Canada 2016 – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040 (AE 2016)* (10). ECCC a utilisé les détails des projections de la production et des émissions de GES qui étaient propres au scénario de référence des *mesures actuelles* (9). Ce scénario de référence tient compte des mesures prises par les gouvernements, les consommateurs et les entreprises jusqu'en 2013, ainsi que des répercussions futures des politiques et des mesures actuelles qui étaient en place en septembre 2015.

Un certain nombre de politiques annoncées récemment par les gouvernements provinciaux, comme celles décrites dans le plan de leadership climatique (*Climate Leadership Plan*) de l'Alberta (12) et le plan de leadership climatique (*Climate Leadership Plan*) de la Colombie-Britannique (13), auront des

répercussions sur les émissions canadiennes de GES, mais celles-ci ne sont pas abordées dans le *Deuxième rapport biennal du Canada sur les changements climatiques*, puisque les détails de ces politiques n'étaient pas connus au moment de la publication du rapport. Le plan de leadership climatique de l'Alberta comprend un engagement à plafonner les émissions provenant des installations d'exploitation des sables bitumineux à 100 Mt par année, à réduire les émissions de méthane provenant des exploitations pétrolières et gazières de 45 % d'ici 2025, à fixer des normes de rendement pour les grands émetteurs industriels et à appliquer une taxe sur le carbone aux carburants.

Le 3 mars 2016, les premiers ministres ont adopté la *Déclaration de Vancouver sur la croissance propre et les changements climatiques*, dans laquelle ils s'engagent à élaborer un plan concret pour respecter les engagements climatiques internationaux du Canada et devenir un chef de file dans l'économie mondiale de la croissance propre (14). Le gouvernement du Canada s'est aussi engagé à réduire d'ici 2025 les émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier de 40 % à 45 % par rapport aux niveaux de 2012. Cette analyse porte avant tout sur les politiques déjà mises en œuvre en septembre 2015 et ne tient pas compte des répercussions des mesures fédérales, provinciales ou territoriales annoncées ou en préparation, mais on reconnaît que des pratiques améliorées atténueront les émissions à l'avenir. Lorsque des mesures permettant d'atteindre ces cibles seront mises en œuvre, elles seront intégrées aux projections d'émissions et aux examens futurs des émissions de GES en amont.

Les détails des projections de GES d'ECCC fournissent des prévisions pour les émissions et la production en fonction de catégories précises 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 catégories de pétrole brut. 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 de réchauffement planétaire respectif.

Aux fins du présent examen, ECCC a mis au point des coefficients d'émission représentant les contributions relatives aux émissions en amont par volume de catégorie de pétrole brut. Chaque catégorie de pétrole brut pouvant entrer dans le pipeline est associée à un coefficient d'émission spécifique qui dépend des émissions générées lors de l'extraction et de la valorisation du produit, selon le cas.

Afin d'élaborer les coefficients d'émission, ECCC a réparti les émissions prévues pour l'extraction et pour la valorisation, selon le cas, en fonction des prévisions respectives de production. Le tableau 3 présente les coefficients d'émission qui en découlent. L'annexe B du présent examen décrit la méthode utilisée pour élaborer les coefficients d'émission.

Le volume pour chaque catégorie de pétrole brut a été déterminé en tenant compte de la capacité escomptée du projet ainsi que du mélange de pétrole brut prévu. Le volume de chaque catégorie de pétrole brut a été corrigé, le cas échéant, pour exclure la partie de diluant associée au transport de cette catégorie de pétrole brut. Le volume total de diluant transporté par le pipeline compte également des émissions en amont associées à sa production. La majorité du diluant devrait être importée selon l'ONÉ

(10). Les émissions en amont n'ont été estimées que pour la partie du diluant devant être produite au Canada. Les coefficients d'émission pour le pétrole brut léger classique ont été utilisés pour la partie de diluant produite au Canada.

Tableau 3 – Coefficients d'émission de GES (kg d'éq. CO₂ par baril)

Année	Léger classique	Lourd classique	Lourd SCV	Lourd DGMV	Bitume extrait	Synthétique
2019	68,5	85,9	82,3	75,1	44,1	105,1
2020	68,7	85,8	82,4	75,4	44,2	105,4
2021	69,0	85,8	82,4	75,8	44,4	105,9
2022	69,2	85,7	82,4	76,1	44,6	106,2
2023	69,3	85,7	82,4	76,1	44,7	106,3
2024	69,4	85,7	82,4	76,1	44,7	106,3
2025	69,5	85,7	82,4	76,1	44,7	108,0
2026	69,6	85,7	82,4	75,9	44,7	107,9
2027	69,7	85,7	82,5	75,8	44,7	107,7
2028	69,7	85,7	82,6	75,5	44,7	107,5
2029	69,8	85,8	82,7	75,4	44,7	107,4
2030	69,8	85,8	82,8	75,3	44,7	107,4

A.6 Données déclarées par les installations

Les coefficients d'émission pour certaines catégories de pétrole brut peuvent aussi être établis en utilisant les données relatives à la production et aux émissions déclarées par les installations. À titre comparatif, ECCC a également estimé les émissions de GES en amont au moyen des coefficients d'émission calculés à partir des données déclarées par les installations. Les émissions des installations proviennent du *Programme de déclaration des émissions de gaz à effet de serre* du gouvernement fédéral et du régime réglementaire de l'Alberta (*Specified Gas Emitters Regulation*). Les données sur la production des installations proviennent de sources provinciales produisant une déclaration. L'éventail résultant des émissions estimatives de GES en amont associées au projet est présenté ci-dessous dans le tableau 4 pour les quatre scénarios décrits au point A.3 ci-dessus. Les résultats sont sensiblement les mêmes que ceux du tableau 2.

Tableau 4 – Émissions estimatives de GES en amont – Données déclarées par les installations (Mt d'éq. CO₂ par an)

Année	Capacité du pipeline (Mb/j)	Scénario			
		1	2	3	4
2019	760	26,1	21,5	25,0	23,8
	370	12,7	10,5	12,2	11,6
2020	760	26,2	21,5	25,1	23,9

Année	Capacité du pipeline (Mb/j)	Scénario			
		1	2	3	4
	370	12,8	10,5	12,2	11,6
2021	760	26,3	21,5	25,2	24,0
	370	12,8	10,5	12,3	11,7
2022	760	26,4	21,5	25,2	24,0
	370	12,8	10,4	12,3	11,7
2023	760	26,4	21,3	25,2	24,0
	370	12,9	10,4	12,3	11,7
2024	760	26,4	21,2	25,2	24,0
	370	12,9	10,3	12,3	11,7
2025	760	26,7	21,1	25,5	24,2
	370	13,0	10,3	12,4	11,8
2026	760	26,7	21,0	25,5	24,2
	370	13,0	10,2	12,4	11,8
2027	760	26,7	20,9	25,5	24,2
	370	13,0	10,2	12,4	11,8
2028	760	26,7	20,8	25,4	24,1
	370	13,0	10,1	12,4	11,7
2029	760	26,7	20,7	25,4	24,1
	370	13,0	10,1	12,4	11,7
2030	760	26,7	20,7	25,4	24,1
	370	13,0	10,1	12,4	11,7

Les coefficients d'émission calculés au moyen des données déclarées par les installations sont présentés dans le tableau 5. L'annexe B du présent examen décrit la méthode utilisée pour élaborer les coefficients d'émission.

Tableau 5 – Coefficients d'émission de GES – Données déclarées par les installations (kg d'éq. CO₂ par baril)*

Année	Lourd SCV	Lourd DGMV	Bitume extrait	Synthétique
2019	84,1	71,0	40,6	107,6
2020	84,1	71,3	40,7	108,0
2021	84,2	71,7	40,9	108,4
2022	84,2	72,0	41,0	108,8
2023	84,1	72,0	41,1	108,8
2024	84,1	72,0	41,1	108,8
2025	84,1	72,0	41,2	110,6
2026	84,2	71,8	41,2	110,6

2027	84,2	71,7	41,1	110,4
2028	84,3	71,5	41,1	110,1
2029	84,4	71,3	41,1	110,0
2030	84,6	71,2	41,1	110,0

* Il n'a pas été possible d'utiliser les données déclarées par les installations pour calculer les coefficients d'émission pour les catégories de pétrole léger classique et de pétrole brut classique. Pour ces catégories de pétrole brut, les coefficients d'émission du tableau 3 ont été utilisés.

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

B.1 Introduction

La partie A présente des estimations pour un éventail d'émissions de GES en amont qui pourraient être associées à la production et au traitement du pétrole brut transportés par le pipeline de remplacement de la canalisation 3. Toutefois, étant donné qu'il existe de multiples modes de transport du pétrole brut, il est possible qu'une portion des émissions de GES en amont établies à la partie A se produisent indépendamment du projet ou, plus précisément, avec ou sans capacité pipelinière supplémentaire.

Si le même volume de production pétrolière devait se concrétiser en l'absence du projet, comme ce serait le cas dans un scénario où le projet se concrétise, le projet ne permettrait aucune production supplémentaire et n'aurait donc pas de répercussions sur les émissions de GES en amont au Canada. En revanche, si la production pétrolière dépendait de la mise en œuvre du projet, celui-ci serait alors responsable d'émissions supplémentaires de GES en amont au Canada. Étant donné que la production supplémentaire de pétrole conduit à des émissions de GES supplémentaires, ces termes sont utilisés de manière interchangeable dans cet examen.

La partie B examine les conditions dans lesquelles la production des volumes de pétrole passant par le pipeline de remplacement de la canalisation 3 utilisé au maximum de sa capacité constituerait une production supplémentaire. Elle s'intéresse aux volumes supplémentaires (+370 000 b/j) de pétrole brut qui pourraient passer par le pipeline remplaçant la canalisation 3 exploité au maximum de sa capacité, plutôt qu'aux émissions associées à la totalité du pétrole (760 000 b/j) transporté par le pipeline. Dans cette partie, on suppose que si le projet n'était pas mis en œuvre, Enbridge continuerait d'exploiter le pipeline de la canalisation 3 existante à sa capacité actuelle (390 000 b/j), ce qui concorde avec les éléments contenus dans les documents réglementaires présentés par Enbridge à l'ONÉ. Il est également important de tenir compte du fait que des volumes de pétrole du pipeline Alberta Clipper (canalisation 67 d'Enbridge) franchissent actuellement la frontière canado-américaine par le pipeline de la canalisation 3 existante, en empruntant une section du pipeline qui n'est pas soumise à une pression volontairement réduite. Dans cette section, le pipeline de la canalisation 3 existante pourrait fonctionner à une capacité se rapprochant de sa capacité initialement permise. La capacité supplémentaire de 370 000 b/j pourrait être considérée comme une estimation de la limite supérieure de la capacité pipelinière supplémentaire, selon l'état de la portion américaine du prolongement du pipeline Alberta Clipper et de la quantité de pétrole qui coule dans ce pipeline si le programme de remplacement de la canalisation 3 est mis en œuvre.

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, respectivement, et des engagements du Canada sur le plan des changements climatiques, en lien avec la croissance de la production du secteur des sables bitumineux. La section *Transport du pétrole brut par pipeline et par le réseau ferroviaire* traite du transport de pétrole brut par voie ferroviaire et des capacités en la matière en Amérique du Nord et compare, d'un

point de vue économique, le transport ferroviaire et le transport par pipeline La section *Émissions supplémentaires et accroissement de la capacité pipelinière* décrit les scénarios selon lesquels l'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. La section *Conclusions* présente les principales conclusions de la partie B. Plusieurs limites entourant l'évaluation générale de la partie B sont présentées à l'annexe C.

B.2 Aperçu de la production pétrolière au Canada

La présente section aborde les projections de l'ONÉ relatives à la croissance de la production pétrolière au Canada, les projections relatives aux émissions de GES réalisées par ECCC, les perspectives de production de pétrole à l'échelle mondiale et les marchés potentiels pour le pétrole brut canadien. Il est ensuite question des incertitudes du marché du pétrole, puis la section se termine par une discussion sur le scénario de *capacité pipelinière limitée pour le pétrole* de l'ONÉ tiré du rapport intitulé *Avenir énergétique du Canada 2016 – projections de l'offre et de la demande énergétiques jusqu'en 2040* (AE 2016) (10) et sur les incidences possibles des engagements du Canada en matière de réduction des GES sur la croissance des sables bitumineux.

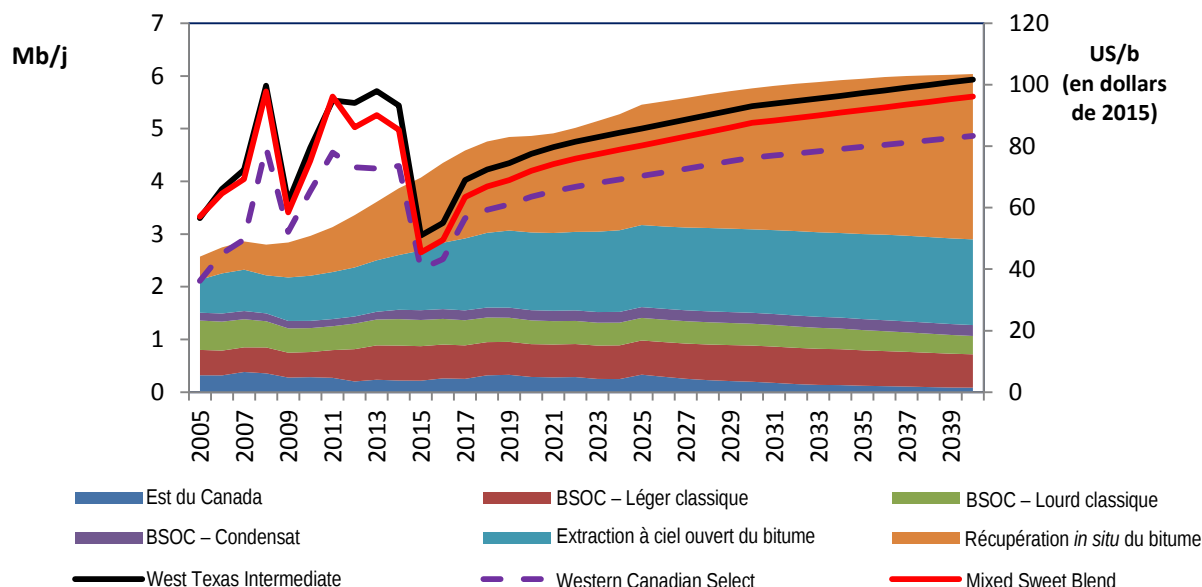
B.2.1 Croissance de l'offre pétrolière canadienne

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 bitume produit par des opérations *in situ*. Selon le *scénario de référence*, le restant de la croissance du secteur des sables bitumineux devrait provenir d'opérations d'extraction, la valorisation du bitume ne connaissant, quant à elle, qu'une croissance limitée pendant la période de prévision. Le *scénario de référence* prévoit, d'ici 2040, le doublement de la production à partir des sables bitumineux par rapport aux niveaux de 2014 (voir la figure 2) (15). La plupart des prévisions de production, y compris les *scénarios de référence*, de *prix élevés* et de *prix bas*, de l'ONÉ, supposent que la capacité pipelinière requise sera construite au besoin.

Comme la plus grande partie de la croissance de la production pétrolière proviendra de l'exploitation du bitume *in situ*, la production additionnelle transportée par les nouveaux pipelines ou par le système ferroviaire à l'avenir sera principalement composée de mélanges de bitume dilué, ou dilbit, provenant de l'Ouest canadien^{iv}. Cette conclusion éclaire l'analyse de la partie B.

^{iv} Dans la partie A, le bitume dilué est inclus dans les catégories Lourd DGMV, Bitume extrait et Lourd SCV.

Figure 2 – Préviation du prix du pétrole, de la production totale de pétrole brut et d'équivalents au Canada (*scénario de référence*)



Source : ONÉ (10)

Dans le *scénario de référence AE 2016*, le prix de référence du Western Texas Intermediate (WTI), pétrole brut de référence en Amérique du Nord, s'établit en moyenne à 51 \$ US/b (en dollars de 2015) en 2015, passant à 78 \$ US/b en 2020 pour finalement atteindre 102 \$ US/b en 2040. Le prix du brut lourd de référence de l'Ouest du Canada, le Western Canadian Select (WCS), est inférieur de 17 \$ US/b au prix du WTI durant la période de prévision, tandis que le prix du Mixed Sweet Blend (MSW), brut léger de référence provenant de l'Ouest du Canada, est inférieur de 5,50 \$ US/b au prix du WTI.

Le rapport *AE 2016* envisage aussi un *scénario de prix bas* et un *scénario de prix élevés* et présente les incidences sur la production de pétrole brut au Canada. Dans le *scénario de prix bas*, le prix du WTI est en moyenne inférieur de 26 \$ US/b (dollars de 2015) au prix du *scénario de référence*, atteignant 80 \$ US/b en 2040. Dans le *scénario de prix élevés*, le prix du WTI est en moyenne supérieur de 26 \$ US/b au prix du *scénario de référence*, atteignant 134 \$ US/b en 2040. Dans le *scénario de prix bas*, la production tirée des sables bitumineux augmente lentement, 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 élevés*, la production tirée des sables bitumineux atteint 5,3 Mb/j en 2040, soit près de 6 % de plus que dans le *scénario de référence* (10).

Malgré le contexte actuel de faibles prix du pétrole, l'ONÉ prévoit que la 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 (10). Des prévisions de l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) et de l'Alberta Energy Regulator (AER, l'organisme de réglementation de l'énergie en Alberta) montrent également que la plus

grande partie de la croissance prévue des sables bitumineux jusqu'à la fin de la décennie peut être « assurée » et peu susceptible d'être réduite d'un pourcentage significatif. ECCC estime qu'entre 2016 et 2019, les projets dont la construction sera terminée et qui seront mis en service accroîtront la capacité de production pétrolière issue des sables bitumineux d'environ 576 000 b/j (voir l'annexe D). Après l'ajout du diluant nécessaire pour transporter le bitume, la quantité additionnelle de produits de qualité pipeline pouvant être transportée augmentera pour passer à près de 720 000 b/j d'ici 2020^v.

B.2.2 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, selon son scénario de référence « *selon les mesures actuelles* », comme le précise le *Deuxième rapport biennal du Canada sur les changements climatiques* (9). Ce scénario est fondé sur des données historiques et les mesures prises par le gouvernement, les consommateurs et les entreprises jusqu'en 2013, ainsi que sur les répercussions futures estimées des politiques et des mesures déjà mises en œuvre en septembre 2015 (sans tenir compte de l'apport du secteur de l'affectation des terres, du changement d'affectation des terres et de la foresterie).

La croissance des émissions à l'horizon 2030 est largement due à la croissance du secteur pétrolier et gazier en amont, en particulier de 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 (9).

B.2.3 Perspectives de production de pétrole brut à l'échelle mondiale

La demande de pétrole devrait être soutenue à l'avenir par les économies émergentes, particulièrement celles de la Chine, du Moyen-Orient et de l'Inde (16). Dans son *scénario des nouvelles politiques*, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) prévoit que la demande mondiale en pétrole brut et en liquides de gaz naturel passera de 90,6 Mb/j en 2014 à 95,9 Mb/j en 2020 et qu'elle pourrait atteindre 103,5 Mb/j en 2040. Du 0,9 Mb/j de plus par an prévu jusqu'en 2020, l'AIE estime que 0,35 Mb/j sera demandé par la Chine, 0,2 Mb/j par le Moyen-Orient, 0,18 Mb/j par l'Inde et le reste par les autres régions du monde. Le *scénario des nouvelles politiques* de l'AIE prévoit que la demande de pétrole brut et de liquides de gaz naturel de la Chine passera de 10,5 Mb/j en 2014 à 15,3 Mb/j en 2040. L'AIE prévoit que la croissance de la demande en pétrole ralentira à compter de 2020 (16).

Les pays de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE) devraient continuer à connaître un déclin structurel de la demande en pétrole brut et en liquides, évalué par l'AIE à 1,2 % en moyenne par an. La demande en pétrole et en liquides du Japon, de l'Europe et des États-Unis devrait diminuer respectivement d'environ 44 %, 35 % et 27 % d'ici 2040 par rapport au

^v La majeure partie de la capacité de 576 000 b/j en construction constitue la production de bitume qui devrait être diluée à l'aide un hydrocarbure léger afin d'être transporté par pipeline. En supposant un mélange avec 30 % de diluant (70 % de bitume) pour les projets *in situ* et un mélange avec 20 % de diluant pour les sites d'extraction de bitume, le nombre passe à 720 000 b/j pour la production de sables bitumineux transportables par pipeline.

niveau de 2014. Dans le *scénario 450* de l'AIE, selon lequel le monde a 50 % de chances de limiter à 2 °C l'augmentation à long terme des températures moyennes mondiales, la demande mondiale en pétrole et en liquides devrait atteindre un sommet à 93,7 Mb/j en 2020 et diminuer de 18 % par rapport au niveau de 2014, pour passer à 74,1 Mb/j en 2040. Cependant, l'AIE note que ces deux scénarios, *nouvelles politiques* et *450*, exigent la production d'une quantité substantielle de nouvelles ressources pétrolières, puisque des investissements importants seront requis pour compenser la diminution de la production des champs pétrolifères et gaziers existants (16).

B.2.4 Marchés nord-américains pour la croissance de la production pétrolière tirée des sables bitumineux

En 2015, 99 % des exportations de pétrole brut canadien étaient destinées aux États-Unis, qui sont divisés en cinq marchés pétroliers appelés les « Petroleum Administration Defense Districts » (PADD) : le PADD 1 (côte Est); le PADD 2 (Midwest); le PADD 3 (côte américaine du golfe du Mexique); le PADD 4 (montagnes Rocheuses) et le PADD 5 (côte Ouest). Le projet augmenterait la capacité pipelinière du PADD 2 (Midwest). Ce rapport suppose que le PADD 3 est la destination finale des volumes accrus de pétrole brut transporté par pipeline jusqu'au PADD 2 pour les raisons suivantes^{vi} :

- 1) Le fait que le PADD 2 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) Le fait que le PADD 2 comporte des raccordements vers d'autres pipelines transportant le pétrole vers Cushing, en Oklahoma, et finalement à destination du PADD 3;
- 3) La croissance prévue de la production de pétrole lourd au Canada et les importantes capacités actuelles de raffinage de pétrole lourd du PADD 3.

Le PADD 2 est le deuxième plus grand marché de raffinage aux États-Unis et le marché le plus important pour le pétrole brut canadien. En 2015, les raffineries du PADD 2 ont traité 3,6 Mb/j de pétrole, soit 22 % de la consommation américaine de pétrole brut (voir le tableau 6) (17) (11). En outre, les raffineries du PADD 2 utilisent de grandes quantités de pétrole lourd comme intrants. En 2015, les raffineries du PADD 2 ont traité 1,5 Mb/j de pétrole lourd, soit environ 33 % du total des intrants en pétrole lourd des raffineries américaines. Sur ce 1,5 Mb/j, 1,46 Mb/j était du pétrole brut lourd canadien. Cette année-là, les exportations vers le PADD 2 ont représenté 67 % de toutes les exportations de pétrole lourd canadien^{vii}.

^{vi} 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 le pipeline de remplacement de la canalisation 3 pourrait être utilisé 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.

^{vii} Le pétrole lourd est défini de façon à inclure les pétroles bruts classiques et le bitume des sables pétrolifères, mais les définitions sont variables. 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.

Tableau 6 – Capacité de raffinage des États-Unis, arrivage de pétrole aux États-Unis et exportations canadiennes par PADD en 2015

	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 1 (côte Est)	1,1	7 %	0,2	4 %	0,1	5 %
PADD 2 (Midwest)	3,6	22 %	1,5	33 %	1,46	67 %
PADD 3 (côte du golfe du Mexique)	8,5	52 %	2,2	49 %	0,38	17 %
PADD 4 (montagnes Rocheuses)	0,6	4 %	0,2	4 %	0,19	9 %
PADD 5 (côte Ouest)	2,4	15 %	0,4	9 %	0,06	3 %
Total É.-U.	16,2		4,4		2,2	

Source : Prévion de l'ACPP (8), données de l'Energy Information Administration des États-Unis (17) et de l'Office national de l'énergie du Canada (10).

Tant l'ONÉ que l'ACPP ont noté que les raffineries du PADD 2 avaient peu de latitude pour traiter du pétrole plus lourd. L'augmentation de la capacité de traitement du pétrole lourd dans le PADD 2 serait probablement freinée par la croissance de la production du pétrole léger de réservoirs étanches aux États-Unis, qui a réduit la rentabilité des autres projets de conversion des raffineries (8) (10). Dans ce contexte, la production supplémentaire issue des sables bitumineux canadiens sera plus probablement transportée vers d'autres marchés que celui du PADD 2.

Le PADD 3 constitue, avec ses raffineries sur la côte américaine du golfe du Mexique, l'un des marchés de raffinage les plus importants du monde. En 2015, les raffineries du PADD 3 ont traité 8,5 Mb/j de pétrole brut (8) (17). Le PADD 3 est le plus grand marché américain pour le brut lourd, ayant traité environ 2,2 Mb/j, soit 50 %, du brut lourd aux États-Unis en 2015. Bien qu'étant un marché important pour le pétrole brut, en 2015, les raffineries du PADD 3 ne se sont approvisionnées en pétrole brut sur le marché canadien qu'à hauteur de 4,5 %, soit 0,4 Mb/j. Le PADD 3 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 les principaux fournisseurs de pétrole brut du PADD 3, avec 16 %, soit 1,4 Mb/j, du brut total consommé en 2015 par les raffineries du PADD 3 (8) (10).

Le PADD 5, l'Ontario et le Québec ont également été pris en considération dans cette analyse, mais soit ces marchés n'étaient pas raccordés au pipeline en question (p. ex. PADD 5), soit ils avaient une ampleur insuffisante ou 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 incertain.

B.2.5 Incertitudes du marché du pétrole

B.2.5.1 Cours du pétrole

Les prix du pétrole brut WTI ont considérablement diminué depuis l'été de 2014, passant d'un niveau record de 107 \$ US/b en juin 2014 pour tomber aussi bas que 26 \$ US/b en février 2016 et a atteint une moyenne de 40,28 \$ US/b durant les six premiers mois de 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) d'augmenter 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 (août 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 (18). L'ONÉ a, par exemple, signalé qu'une capacité de plus de 700 000 b/j de production pétrolière à partir des sables bitumineux pas encore en construction 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 (19).

B.2.5.2 Limitation de la capacité pipelinière

L'augmentation de la production de pétrole de réservoirs étanches aux États-Unis et des sables bitumineux au Canada a entraîné, ces dernières années, l'engorgement du réseau pipelinier de l'Amérique du Nord. Cela a une incidence sur le prix du pétrole brut, en particulier, sur les écarts entre les prix de référence continentaux nord-américains et les prix de référence internationaux.

Dans un marché où il n'existe aucune contrainte d'infrastructure, les différences entre les prix de référence devraient traduire, dans une grande mesure, les différences entre la qualité 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 \$ US/b 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 en moyenne de 6,40 \$ US/b. Les contraintes liées à la capacité pipelinière et les différences de prix en résultant ont incité de nombreuses entreprises à investir, entre 2012 et 2014, dans la capacité de transport du brut par rail (voir l'analyse ci-après).

Aujourd'hui, de nombreux pipelines partant du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) fonctionnent au maximum de leur capacité utile ou à un débit proche, comme en témoigne la répartition récente des volumes^{viii}. On mentionne, dans le rapport de l'ONÉ, intitulé *Le réseau pipelinier du Canada 2016* (20), que la capacité d'exportation de pétrole est demeurée serrée en 2015, citant, comme facteurs déterminants, l'augmentation de la production de pétrole brut provenant des sables

^{viii} Dans son rapport de gestion (45) du quatrième trimestre de 2015, Enbridge Energy mentionne que le réseau principal de pipelines *Mainline System* continuera de faire l'objet d'une répartition jusqu'au début de 2016. Cependant, les derniers rapports financiers indiquent que, en ce moment, le réseau principal ne fait pas l'objet d'une répartition en raison des récents projets d'agrandissement d'Enbridge Energy. Le pipeline Trans Mountain fait l'objet d'une répartition depuis plusieurs années. On a recours à la répartition lorsque l'espace souhaité sur un 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 prorata des volumes souhaités. Dans un contexte de croissance de la production pétrolière à partir des sables bitumineux, on prévoit que l'écart entre la capacité pipelinière au départ du BSOC et la demande continuera à s'accroître jusqu'à la fin de la décennie.

bitumineux et l'absence de capacité pipelinière supplémentaire. Selon l'ONÉ, de nombreux pipelines principaux servant à l'exportation de pétrole et de liquides (y compris les pipelines Enbridge Mainline, Trans Mountain et Keystone) affichaient, en 2015, un taux moyen d'utilisation supérieur à 85 %. Selon les estimations de HIS Inc., les pipelines d'exportation du BSOC pourraient fonctionner à leur capacité réelle d'ici la fin de 2016 ou au début de 2017, ce qui augmentera le transport du brut par rail (21). Les projets de pipelines actuels, y compris le programme de remplacement 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 (8).

B.2.5.3 Scénario de limitation de la capacité du réseau pipelinier (scénario de capacité limitée)

Dans le rapport *AE 2016*, l'ONÉ examine un scénario illustrant les répercussions éventuelles 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; cependant, le programme de remplacement de la canalisation 3 est complété. Dans ce contexte, le *scénario de capacité limitée* s'appuie sur l'hypothèse que les prolongements du réseau principal d'Enbridge, y compris le programme de remplacement de la canalisation 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'instar du présent examen, fait l'hypothèse que la côte américaine du golfe du Mexique constituerait le principal marché de croissance pour les exportations canadiennes de pétrole brut lourd provenant des sables bitumineux, en l'absence de capacité pipelinière additionnelle (voir la section B.2.4 ci-dessus).

La limitation de la capacité pipelinière conduit à des coûts de transport plus élevés que ceux du *scénario de référence*. Par exemple, l'écart de prix entre le WCS et le WTI s'accroît de 10 \$ US/b par rapport au *scénario de référence*, soit le coût supplémentaire pour le transport ferroviaire de brut à destination de la côte américaine du golfe du Mexique. Les prix inférieurs conduisent, dans le *scénario de 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 ce *scénario de 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 pratiquement. En outre, les retards des projets et la réduction des investissements font diminuer 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 qu'elle affiche la croissance la plus importante dans le *scénario de référence*.

B.2.6 Engagements du Canada face aux changements climatiques et production pétrolière tirée des sables bitumineux

En décembre 2015, le Canada et 194 autres pays sont parvenus à un accord, l'Accord de Paris, à la 21^e conférence des parties de la CCNUCC (CdP21 de la CCNUCC). En vertu de cet accord, les pays se sont engagés à atteindre l'objectif à long terme de limiter l'augmentation de la température moyenne à moins de 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 examinent des scénarios selon lesquels le réchauffement mondial est limité à 2 °C. Cependant, ces scénarios font appel à divers cadres de modélisation et s'appuient, dans certains cas, sur des hypothèses extrêmement différentes en matière de progrès économiques et technologiques. Dans ces scénarios, le rôle de l'innovation technologique, l'élaboration de 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 issue 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. Une baisse globale de la consommation de pétrole brut dans un scénario de limitation du réchauffement climatique mondial à 2 °C par rapport au scénario du statu quo s'impose toutefois comme un résultat commun de ces différents travaux de modélisation.

Certaines études présentent des scénarios selon lesquels la croissance de la production de pétrole tirée des sables bitumineux n'est pas entièrement compatible avec un monde où le réchauffement climatique est limité à 2 °C. Par exemple, une étude de 2014 montre que la production de bitume au Canada pourrait augmenter jusqu'à 4,1 Mb/j d'ici à 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 CO₂ (CSC) à partir de 2020 et d'une réduction des émissions des intrants énergétiques (22). Dans une étude de 2015, qui s'appuie sur une analyse à plus long terme, les mêmes auteurs découvrent que, même avec une mise en œuvre généralisée de la technologie de CSC à partir de 2025, la production issue des sables bitumineux canadiens serait notablement réduite. Les auteurs concluent que, pour atteindre l'objectif de 2 °C, 74 % des réserves canadiennes de pétrole brut devraient demeurer inexploitées et que, sans CSC, la totalité de la production de bitume au Canada devrait avoir cessé d'ici 2040 (23).

Selon d'autres prévisions, la production de pétrole tirée 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'AIE (16). Les 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, pourraient être exploitées dans un monde où l'objectif de 2 °C est respecté (24).

Un rapport de Gestion du Carbone Canada conclut que les objectifs du Canada pour 2030 constituent l'un des scénarios possibles de réduction des émissions compatibles 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 et des technologies de captage et de stockage du CO₂ pour les aspirations du Canada en matière de décarbonisation (25).

Comme nous le mentionnons précédemment, les variations des résultats s'expliquent par les différents cadres de modélisation et par des hypothèses diversifiées quant à la composition future des énergies et à la rapidité des progrès technologiques. On ne connaît pas encore précisément les cadres des politiques qui seront mis en place à l'échelle provinciale, nationale et mondiale, et il est extrêmement difficile de prévoir les technologies susceptibles d'être commercialisées dans l'avenir. Étant donné ces incertitudes, l'analyse fournie dans le présent examen s'appuie sur les prévisions décrites dans le rapport *AE 2016* de l'ONÉ, qui intègre les politiques actuelles et les technologies déjà commercialisées. Avec le temps, des politiques et des technologies nouvelles seront élaborées; celles-ci modifieront l'intensité des émissions et la viabilité économique de la production de pétrole au Canada et dans le monde, et se répercuteront sur l'attractivité de solutions de remplacement du pétrole.

B.3 Transport du pétrole brut par pipeline et par le réseau ferroviaire

Pour maintenir la croissance de la production de pétrole brut en l'absence de nouveaux pipelines, on doit compter 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 générer le rendement qu'elles attendent de leurs investissements, 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 intéressants lorsque l'expédition du brut se fait par voie ferroviaire.

Il est intéressant de mentionner que, pour acheminer le pétrole sur des distances similaires, on reconnaît généralement que le transport ferroviaire génère plus d'émissions que le transport par pipeline. Le volume des émissions produites par un chemin de fer de marchandises de classe 1 est d'environ 15,8 kg d'éq. CO₂/1 000 tonnes-kilomètres (26). Par comparaison, ECCC évalue que le volume des émissions d'un pipeline qui traverse l'Alberta, la Saskatchewan et le Manitoba est de 12,9 kg d'éq. CO₂/1 000 tonnes/kilomètres, ce qui comprend les émissions associées à la distribution d'électricité utilisée pour alimenter les stations de pompage le long du pipeline. Ainsi, si le projet ne se fait pas et que, au lieu de cela, le brut est transporté par rail, les émissions directes liées au transport seront plus élevées au Canada. Il est important de mentionner que plusieurs facteurs influent sur l'intensité des émissions produites par des routes ferroviaires et trajets de pipelines de transport du brut particuliers. Par conséquent, selon le projet, l'intensité des émissions variera en fonction du mode de transport du pétrole brut utilisé. En raison des différences sur le plan de la méthodologie, l'estimation

par ECCC de l'intensité des émissions imputables à l'exploitation des pipelines n'est sans doute pas comparable aux estimations des émissions associées à l'exploitation fournies par le demandeur dans sa présentation à l'ONÉ.

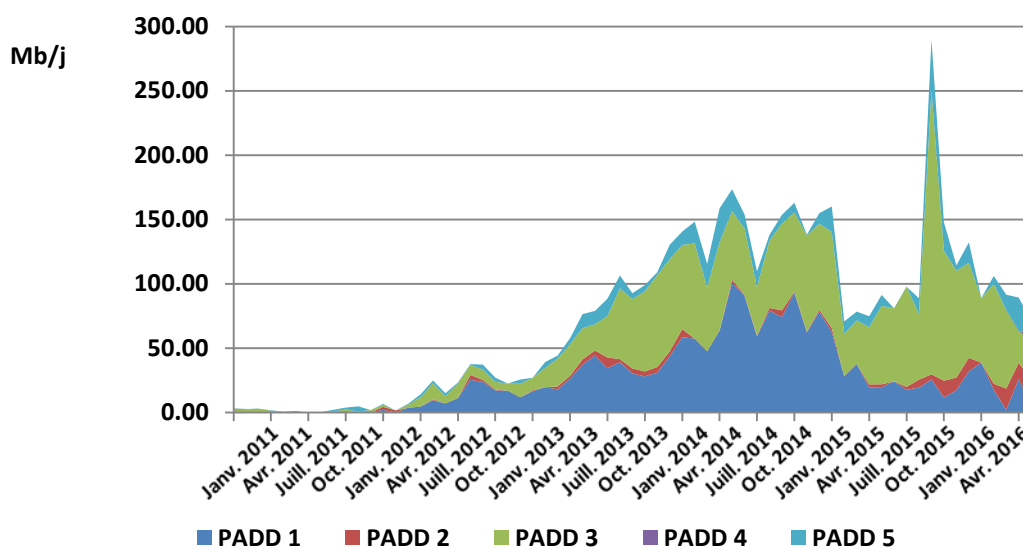
Les sections suivantes présentent tout d'abord une analyse du transport et de la capacité de transport du brut par rail en Amérique du Nord, et se terminent par une comparaison des modèles économiques de transport du brut par rail et par pipeline.

B.3.1 Transport ferroviaire de pétrole brut en Amérique du Nord

Depuis 2011, les exportations de pétrole brut par rail du Canada vers les États-Unis ont augmenté considérablement, passant d'une moyenne d'environ 2 200 b/j en 2011 à environ 119 000 b/j en 2015. Le volume des exportations de pétrole brut par rail a culminé en septembre 2015, atteignant presque 290 000 b/j, pour passer à quelque 70 000 b/j en mai 2016 (27).

Tandis que les exportations de pétrole brut par rail du Canada étaient à l'origine réparties assez également entre le PADD 1 et le PADD 3, la destination des exportations s'est déplacée vers le PADD 3 en 2015, avec une répartition plus égale dans les cinq premiers mois de 2016. Ces chiffres ne comprennent pas les volumes de brut transportés par voie ferroviaire à l'intérieur du Canada (voir la figure 3).

Figure 3 – Répartition mensuelle par PADD des exportations de pétrole brut canadien par rail – 2011 à 2016



Source : U.S. Energy Information Administration, *Crude Oil Movements of Crude Oil by Rail* (27)

Plusieurs raffineries et ports canadiens ont installé ou augmenté les capacités de déchargement de pétrole brut transporté par rail, notamment la raffinerie de Montréal de Suncor Energy Product Partnerships (35 000 b/j), la raffinerie Jean-Gaulin de Valero de Lévis (60 000 b/j), la raffinerie Irving de

Saint John (200 000 b/j), la raffinerie Chevron de Burnaby (7 000 b/j) et le terminal de Sorel-Tracy (33 000 b/j)^{ix}.

Le transport de 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 brut en provenance du PADD 2 (Midwest) est passé d'une moyenne d'environ 91 000 b/j en 2011 à 632 000 b/j en 2015, poussé par la croissance de la production de pétrole de réservoirs étanches de la formation de Bakken au Dakota du Nord. Ces derniers mois, les expéditions de pétrole brut par rail aux États-Unis ont diminué. Cela est dû au faible prix du pétrole brut, qui a conduit à la diminution de la production de certains bassins d'huile de schiste aux États-Unis, et à l'augmentation de la capacité pipelinière de certains bassins (28).

B.3.2 Infrastructure nord-américaine de chargement et de déchargement du pétrole brut transporté par rail

Pour déterminer si le transport de brut par rail est une alternative viable au transport par pipeline, on doit se demander avant tout si l'infrastructure ferroviaire est capable de soutenir une augmentation importante du volume de brut transporté par rail (p. ex., disponibilité de wagons-citernes en nombre suffisant, coûts découlant du renforcement de la réglementation en matière de sécurité, exigences liées au transport ferroviaire du brut, etc.). Jusqu'à présent, la croissance a été forte, et il existe un précédent historique d'une telle croissance. Par exemple, le document intitulé *Final Supplemental Environmental Impact Statement for the Keystone XL pipeline (KXL FSEIS)* du Département d'État des États-Unis décrit le développement des infrastructures et des services de transport ferroviaire à partir d'un bassin houiller comme un précédent pour la possibilité d'une croissance rapide du transport (29). De plus, l'augmentation de la capacité de transport du brut par rail aux États-Unis illustre bien le taux et le niveau de développement possibles des infrastructures ferroviaires lorsque les facteurs du marché créent des incitatifs à l'investissement.

La capacité de chargement de brut par rail à partir du BSOC s'est considérablement accrue durant les 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 comme solution de rechange dans un contexte où la limitation de la capacité pipelinière et les écarts de prix se sont accrus. Les estimations indiquent que la capacité de chargement de pétrole brut par rail en Alberta et en Saskatchewan est de 1,1 Mb/j (30)^x. Aux États-Unis, la capacité de déchargement du brut transporté par rail est concentrée dans le PADD 1 et le PADD 3. Des estimations récentes de RNB Energy révèlent qu'il existe une capacité de déchargement du brut transporté par rail de près de 1,7 Mb/j dans le PADD 3 (31). Selon le *KXL FSEIS Market Analysis*, la capacité de déchargement du brut transporté par rail serait de près de 1 Mb/j dans le PADD 1 (29). Les estimations du Département d'État américain révèlent que le PADD 2 disposait de près de 50 % de toute la capacité de chargement de brut des États-Unis en 2013, avec 1,6 Mb/j, concentrée dans la formation de Bakken du Dakota du Nord (28) (29).

^{ix} Chiffres compilés à partir de sources d'informations médiatiques et de discussions avec l'ONÉ.

^x Le *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.

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

Les wagons ferroviaires peuvent transporter des mélanges de sables bitumineux contenant une plus faible proportion de diluant, ce qui réduit les coûts par baril de bitume transporté et diminue l'impact financier de la différence de valeur du diluant entre le marché d'origine et le marché de destination (32). 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 (32).

B.3.3 Coûts relatifs du transport par pipeline et par rail

Cet examen présente des scénarios (voir plus bas la section B.4) comprenant un scénario de référence, qui donne le transport de pétrole brut par rail comme principale option de transport pour acheminer aux marchés la croissance de la production tirée des sables bitumineux, et deux autres scénarios utilisant des hypothèses de construction de pipelines différentes. Dans le scénario de référence, il est présumé que le principal débouché du surcroît de production canadienne sera le PADD 3 (côte américaine du golfe du Mexique), en l'absence d'une capacité pipelinière supplémentaire à partir de l'Ouest canadien. Cette hypothèse s'appuie sur les considérations présentées plus haut selon lesquelles le PADD 3 est un important marché de raffinage disposant d'une capacité considérable de raffinage du pétrole lourd et d'une latitude pour traiter des volumes plus importants de brut canadien, ainsi que d'une grande capacité de déchargement du brut transporté par rail. Pour les scénarios dans lesquels le pipeline de remplacement de la canalisation 3 est construit, on suppose que le PADD 3 constitue aussi le marché principal pour la croissance de la production à partir des sables bitumineux.

Les écarts de coût entre le transport de pétrole brut par pipeline et par rail constituent l'un des premiers points à prendre en considération pour déterminer si l'augmentation de la capacité pipelinière 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 de production à partir des sables bitumineux qui n'auront pas d'autres options que l'utilisation du rail devrait diminuer, et ces projets pourraient ne pas voir le jour en l'absence de nouveaux pipelines.

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/b. Ce chiffre est cohérent avec le *KXL FSEIS* qui estime que cette différence pourrait atteindre 9 \$ US/b (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 \$/b par rapport au coût du transport par pipeline, tandis que pour le *railbit*, cette différence se situait entre 5 et 7 \$ US/b. 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. Enfin, l'écart de coût est aussi une estimation de la limite supérieure puisqu'il suggère que la différence dans les frais de transport pour les producteurs canadiens demeurera stable à long terme, ce qui est improbable. Par exemple, les sociétés pourraient choisir d'utiliser une combinaison de transport par rail, pipeline et barge pour expédier des barils de l'Ouest canadien dans le cas où aucune capacité pipelinière supplémentaire ne serait construite, ce qui aurait pour effet de réduire davantage les frais de transport dans le cadre d'un scénario sans pipeline.

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 entre les mêmes destinations. Les prévisions de 2015 de l'ACPP sur le pétrole brut analysent d'autres avantages du transport par rail (8). Par conséquent, même lorsqu'une capacité suffisante de transport par pipeline est disponible, on prévoit qu'une certaine quantité de pétrole brut continuera d'être transportée par rail, même si cette quantité sera probablement plus faible.

B.4 Émissions supplémentaires et accroissement de la capacité pipelinière

Cette section présente une discussion des conditions dans lesquelles la construction du pipeline de remplacement de la canalisation 3 pourrait conduire à une croissance plus élevée de la production de pétrole brut à partir des sables bitumineux canadiens et des émissions connexes. Cette analyse prend en considération deux scénarios. Dans le premier, aucune capacité pipelinière supplémentaire par rapport à la capacité de 2015 n'est construite en dehors du pipeline de remplacement de la canalisation 3, tandis que dans le deuxième, d'autres capacités pipelinières supplémentaires sont construites en plus du pipeline de remplacement de la canalisation 3, de telle sorte que l'expédition ferroviaire de volumes importants de brut n'est plus nécessaire^{xi}. Le scénario de référence permettant des comparaisons avec chacun de ces deux scénarios correspondrait à une situation sans nouvelle capacité pipelinière et où toute production pétrolière supplémentaire serait expédiée par rail. La principale différence entre ces deux scénarios et le scénario de référence tient au coût prévu du transport du baril marginal de pétrole extrait des sables bitumineux du BSOC.

Les conclusions tirées de ces scénarios sont définies par la mesure dans laquelle le prix net du baril marginal de pétrole extrait des sables bitumineux pourrait être affecté^{xii}. Comme il est illustré ci-dessous, la production supplémentaire de pétrole brut extrait des sables bitumineux pourrait être facilitée si le coût du transport du baril marginal de pétrole extrait des sables bitumineux diminuait,

^{xi} 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.

^{xii} Le prix net du pétrole en Alberta correspond au prix du marché moins les coûts de transport associés à l'expédition du prochain baril de pétrole.

augmentant ainsi le prix net du baril marginal de pétrole extrait des sables bitumineux entre le scénario de référence et les deux autres scénarios. Une augmentation du prix net améliorerait la rentabilité des projets de sables bitumineux futurs et ferait augmenter la probabilité de production supplémentaire.

B.4.1 Scénario de référence : Aucune construction de nouvelle capacité pipelinière à partir du BSOC

Dans le cadre de ce scénario, aucune nouvelle capacité pipelinière n'est construite et la production pétrolière actuellement transportée par voie ferroviaire continuerait de l'être, tout comme la production correspondant à des projets en construction. Ainsi, si l'analyse de rentabilité montre que les projets génèrent suffisamment de profits lorsque le pétrole brut est transporté par rail, ils seront mis en œuvre dans ce scénario de référence. Le prix net en Alberta du baril marginal de pétrole extrait des sables bitumineux correspondrait au prix de référence (c'est-à-dire le Western Canada Select pour le pétrole brut corrosif lourd), moins le coût du transport par rail.

B.4.2 Scénario 1 : Le pipeline de remplacement de la canalisation 3 est la seule nouvelle capacité pipelinière construite

Dans un scénario selon lequel le pipeline de remplacement de la canalisation 3 est construit, mais où aucune autre capacité pipelinière à partir du BSOC n'est construite, on peut distinguer deux effets potentiels différents : **1A)** le prix net du baril marginal de pétrole extrait des sables bitumineux demeure le même que celui du scénario de référence, ou **1B)** le prix net du baril marginal s'accroît par rapport au scénario de référence.

1A) Une partie de la production supplémentaire de pétrole extrait des sables bitumineux de projets actuellement en construction ou une partie des volumes d'exportation de pétrole brut actuellement transportés par rail pourrait basculer vers cette nouvelle capacité pipelinière (370 000 b/j) disponible avec le pipeline de remplacement de la canalisation 3. Comme la capacité de production en construction dépasse celle que le pipeline de remplacement de la canalisation 3 serait en mesure de transporter, le baril marginal de pétrole extrait des sables bitumineux devrait être transporté par rail, que le pipeline soit construit ou non. Dans ces circonstances, le prix net du baril marginal de pétrole extrait des sables bitumineux en Alberta pourrait ne pas évoluer.

Si tel était le cas, la construction du pipeline de remplacement de la canalisation 3 n'entraînerait pas de production *supplémentaire* au Canada, car la décision de produire un baril supplémentaire de pétrole extrait des sables bitumineux serait basée sur le même prix net, que le projet ait lieu ou non.

1B) Le prix net du baril marginal de pétrole extrait des sables bitumineux serait susceptible d'augmenter si le pipeline de remplacement de la canalisation 3 était la seule capacité pipelinière supplémentaire à partir de l'Ouest canadien. Par exemple, la construction d'un pipeline pourrait influencer sur les marchés finaux de certains types de pétrole brut, en modifiant le coût marginal du transport ou en améliorant l'efficacité globale du réseau de transport du pétrole brut en Amérique du Nord. Il découlerait de ces exemples une baisse des coûts du transport, une hausse des prix nets du baril marginal de pétrole brut extrait des sables bitumineux et une amélioration du rendement financier des futurs projets de sables bitumineux. Dans un tel cas, le programme de remplacement de la canalisation 3 pourrait contribuer à une hausse de la production et des émissions en amont. Il serait nécessaire d'effectuer un examen

quantitatif plus approfondi de ces enjeux pour modéliser la probabilité que l'une ou l'autre de ces situations se produise si le pipeline de remplacement de la ligne 3 était construit.

B.4.3 Scénario 2 : Le pipeline de remplacement de la canalisation 3 et d'autres capacités pipelinières sont construites

Si le pipeline de remplacement de la canalisation 3 et d'autres pipelines étaient construits et qu'il n'était donc plus nécessaire d'expédier des volumes importants de pétrole brut par rail pour transporter le baril marginal de pétrole extrait des sables bitumineux, alors le prix net du baril marginal augmenterait. Certains projets de sables bitumineux auparavant non rentables pourraient alors devenir rentables, ce qui entraînerait une hausse de la production et des émissions de GES en amont par rapport au scénario de référence. Toutefois, il serait difficile d'attribuer une partie déterminée de ces émissions supplémentaires en amont au programme de remplacement de la canalisation 3 ou à tout autre projet particulier de pipeline. Au lieu de cela, ces émissions seraient attribuables à l'agrandissement global du réseau de transport pipelinier canadien.

Pour comprendre le niveau d'augmentation de la production qui découlerait de la construction d'une capacité pipelinière additionnelle dans le cadre de ces scénarios (c.-à-d. scénario 1B et scénario 2), il est nécessaire d'étudier les modèles économiques des nouveaux investissements dans l'exploitation des sables bitumineux.

B.4.4 Coûts de l'offre des projets de sables bitumineux et coûts supplémentaires liés au transport par voie ferroviaire

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 coûts du transport, des redevances payées et des coûts fiscaux en dégageant un retour sur investissement habituellement de 10 à 15 %. Les coûts de l'offre sont directement liés au prix net obtenu en Alberta. Si le prix net augmente, les coûts de l'offre reculent et vice versa.

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, et sont exprimés en dollars américains. Aux fins du présent examen, les estimations des coûts de l'offre sont établies d'après le prix du pétrole léger canadien à Edmonton, en Alberta, et sont présentées en dollars américains. Le prix net en Alberta est une donnée essentielle pour calculer le coût de l'offre, car la diminution des coûts du transport entraîne une baisse des coûts de l'offre.

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 (33) (34). Les coûts de l'offre pour les projets *in situ* varient de 45 \$ US à 80 \$ US par baril d'équivalent WTI, alors que les coûts de l'offre pour les projets d'extraction s'établissent entre 80 \$ US et 90 \$ US par baril d'équivalent WTI^{xiii}. Le bas de la fourchette

^{xiii} Les projets miniers intégrés ne sont pas abordés ici, car très peu de nouveaux projets de ce type sont prévus à l'heure actuelle.

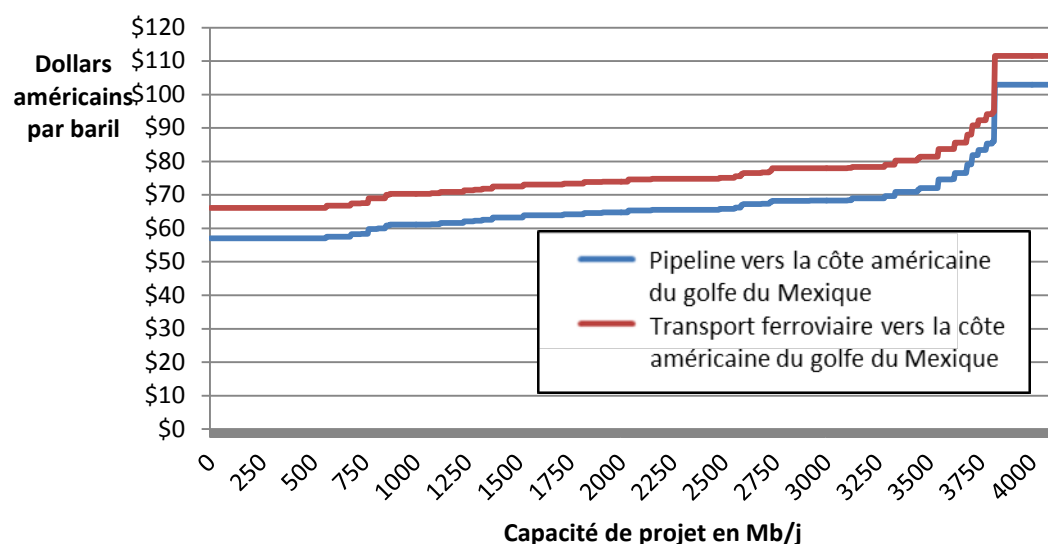
correspond en général à des agrandissements d'installations existantes, tandis que le haut représente de nouveaux projets. Les principales différences en matière de coûts de l'offre proviennent d'hypothèses variées autour des taux de change, de la consommation énergétique, des coûts des immobilisations et des écarts de prix. Si, aux fins de la présente analyse, les coûts de l'offre sont considérés comme constants, il est important de noter qu'ils ne sont pas statiques et sont susceptibles d'évoluer au fil du temps en fonction des conditions de marché. Par exemple, une récente analyse d'IHS a révélé une baisse des coûts de l'offre du pétrole extrait des sables bitumineux de 10 \$US/b entre 2014 et 2015, attribuable à une diminution des coûts de construction à la suite de la chute récente des prix du pétrole et d'une baisse des coûts du gaz naturel (21).

Pour évaluer les incidences des options de transport sur les coûts de l'offre à partir des sables bitumineux, ECCC utilise une courbe de l'offre générée par son modèle interne de projets de sables bitumineux. Cette courbe de l'offre est basée sur les renseignements accessibles au public sur plus de 125 phases de projets de sables bitumineux *in situ* qui ont été annoncés, qui sont en attente d'approbation ou qui ont été approuvés par l'organisme de réglementation de l'énergie en Alberta (AER), que l'on désigne comme la capacité *potentielle in situ* de production pétrolière à partir des sables bitumineux, mais qui ne sont pas actuellement en construction ou en exploitation. Ces projets seraient des sources de croissance de l'offre à partir de l'exploitation des sables bitumineux après l'an 2020.

La courbe de l'offre indique qu'une part importante de la capacité *in situ* de projets potentiels d'exploitation des sables bitumineux présente des coûts de l'offre qui s'échelonnent entre 50 \$ et 70 \$ US/b en faisant l'hypothèse d'un transport vers le PADD 3 (figure 4). Sur la base des estimations de coûts supplémentaires pour le transport de pétrole brut indiquées ci-dessus (+10 \$ US/b), on prévoit que les coûts de l'offre associés à une grande partie des projets planifiés pour après 2020 se situeraient autour de 60 \$ à 80 \$ US/b, si les producteurs recouraient au rail pour assurer le transport vers le PADD 3 plutôt que d'expédier du bitume dilué par le pipeline de remplacement de la canalisation 3 vers le PADD 3 (c.-à-d. le scénario de référence)^{xiv}.

^{xiv} Les hypothèses clés (taux de change, écarts de prix) sous-tendant le modèle de projets de sables bitumineux sont tirées de l'ONÉ (10). Les autres hypothèses sont notamment un rapport vapeur/pétrole (RVP) de long terme de 3 pour les projets, des coûts d'exploitation variables moyens de 12 \$ US par baril de bitume, des coûts d'investissement de maintien de 6,50 \$ US par baril, un taux de rendement attendu de 12 % (nominal), une inflation des coûts et des prix des matières premières de 2 % par an, l'absence de cogénération dans les installations, un taux d'utilisation moyen de 75 % et une politique climatique de l'Alberta s'établissant à 30 \$ par tonne d'éq. CO₂ (réel) sur 20 % des émissions.

Figure 4 - Courbe de l'offre pour des projets de sables bitumineux *in situ* non approuvés



Sources : Modèle de l'offre pour les sables bitumineux, d'ECCC

B.4.4.1 Comparaison d'une courbe de l'offre à une prévision de production

La courbe de l'offre représente un ordre de classement de projets potentiels de sables bitumineux qui pourraient être réalisés à l'avenir. Même si cette courbe établie par ECCC indique une capacité potentielle de projets de sables bitumineux *in situ* allant jusqu'à 4 Mb/j, cela ne signifie pas que tous ces projets seront mis en exploitation.

La faisabilité du développement de la pleine capacité potentielle de 4 Mb/j des projets de sables bitumineux est limitée par les exigences considérables au chapitre du capital et de la main-d'œuvre relativement à la construction et à l'exploitation des installations. L'accroissement du développement de projets de sables bitumineux a dans le passé mené à une inflation des coûts du capital et de l'exploitation qui a fait grimper les coûts de l'offre et réduit le rendement d'investissements futurs. Le caractère attrayant de projets individuels dépend aussi de la demande mondiale en pétrole, des prix du pétrole brut et des perspectives d'autres investissements concurrentiels. Ainsi, de nombreux projets inclus dans la courbe de l'offre de projets de sables bitumineux d'ECCC ne seront probablement pas mis en exploitation.

Le remaniement de la courbe de l'offre pour refléter les écarts dans les coûts de transport par rail et pipeline vers le PADD 3 a pour but d'illustrer les changements dans les coûts et ne doit pas être interprété comme une baisse des coûts de l'offre qui serait attribuable au programme de remplacement de la canalisation 3 pour tous les projets potentiels *in situ* à l'avenir. En effet, cette incidence sur les coûts de transport ne pourrait être réalisée que par un petit nombre de projets de sables bitumineux.

Tandis que le changement du prix net du baril de pétrole extrait des sables bitumineux influe sur le fait de déterminer si l'ajout d'une capacité pipelinière conduirait à une augmentation de la production, le prix du pétrole brut attendu, quant à lui, influe sur le degré d'augmentation de la production et des émissions en amont.

B.4.4.1.1 Bas prix

Si les prix à long terme du pétrole léger canadien étaient inférieurs à 60 \$ US/b en valeur réelle, une croissance substantielle de la production à partir des sables bitumineux serait improbable après 2020 sans une importante réduction des coûts de production par rapport aux niveaux actuels, indépendamment du transport par voie ferroviaire ou pipeline. Cette situation est illustrée par le *scénario de bas prix* présenté dans le rapport *AE 2016* et analysé précédemment, dans lequel les prix du WTI n'atteignent que 60 \$ US/b en 2025 et seulement 76 \$ US/b 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, même en présence d'une capacité pipelinière.

Étant donné la difficulté d'atteindre une rentabilité économique à de tels niveaux de prix, on ne prévoit pas que la disponibilité de capacités de transport par pipeline induise une amélioration suffisante de la rentabilité des projets pouvant conduire les entreprises concernées à y donner suite. Par conséquent, si les prix du pétrole léger canadien étaient inférieurs à 60 \$ US/b, on ne s'attendrait pas à ce que la construction d'une capacité pipelinière mène à une exploitation accrue des sables bitumineux.

B.4.4.1.2 Prix intermédiaires

Si les prix à long terme du pétrole léger canadien devaient se situer entre 60 \$ et 80 \$ US/b en valeur réelle, les économies induites par la possibilité de transporter le brut par pipeline pourraient favoriser une croissance de la production pétrolière qui autrement n'aurait pas eu lieu.

Toutes choses étant égales par ailleurs, les estimations des coûts de l'offre indiquent qu'une capacité potentielle considérable de production *in situ* à partir des sables bitumineux pourrait devenir rentable (environ 3,3 Mb/j), ce qui n'aurait pas été possible lorsque la voie ferroviaire était la seule option de transport dans le scénario de référence. Comme nous l'avons défini précédemment, toute production qui n'aurait pas eu lieu dans le scénario de référence, mais qui pourrait avoir lieu si le programme de remplacement de la canalisation 3 et d'autres pipelines étaient achevés, est considérée comme une source d'émissions de GES en amont supplémentaires. Par conséquent, si les prix du pétrole à long terme se situaient dans cet intervalle, une partie de la croissance de la production pourrait être considérée comme supplémentaire. Si les coûts supplémentaires de transport ferroviaire sont inférieurs à l'écart estimé de 10 \$ US/b, le volume de production additionnelle et d'émissions de GES en amont supplémentaires serait inférieur.

B.4.4.1.3 Prix élevés

Si les prix à plus long terme du pétrole léger canadien devaient se situer au-dessus de 80 \$ US/b en valeur réelle, un certain nombre de projets seraient probablement 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 rail. Cependant, la rentabilité des projets en amont s'améliorerait encore si les possibilités de transport par pipeline étaient disponibles dans un contexte de prix du pétrole plus élevés. Comme le présente le rapport *AE 2016* de l'ONÉ dans son *scénario de capacité limitée*, les économies de coûts générées 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. En réalité, cet effet pourrait être minimal en raison de la disponibilité des capitaux dans les marchés financiers mondiaux (c.-à-d. les entreprises n'ont pas besoin de dépendre des flux de trésorerie produits à l'interne pour soutenir l'investissement de capitaux). Ainsi, la production supplémentaire serait minimale si les prix du pétrole léger sont supérieurs à 80 \$ US/b comparativement à un scénario où les prix se situent dans l'intervalle de 60 \$ à 80 \$ US/b.

B.4.4.2 Émissions supplémentaires et études de tiers

Étant donné le nombre important de projets de sables bitumineux qui pourraient devenir rentables avec des prix se situant entre 60 \$ et 80 \$ US/b, le potentiel de production supplémentaire induite par la construction de pipelines serait accru si les prix à long terme se maintenaient dans cet intervalle (voir le tableau 7).

Tableau 7 – Production supplémentaire potentielle à partir de projets de sables bitumineux au Canada

	Prix		
	< 60 \$	60 – 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	Moins probables	Potentielles	Minimales
Offre cumulée potentielle à partir des sables bitumineux avec un coût de l'offre se situant dans cet intervalle de prix (après 2020)	~0 Mb/j	~3,3 Mb/j	~4,1 Mb/j

Sources : Modèle de coûts de l'offre pour les sables bitumineux d'ECCC

Plusieurs rapports et études ont étudié les répercussions des GES des divers projets de pipelines. Ces études ont inclus une évaluation du volume de la production supplémentaire, ou une hypothèse visant à éclairer ce dernier, qui pourrait résulter de la réalisation d'un projet de pipeline. Toutefois, aucun rapport n'a étudié tout particulièrement les répercussions des GES en amont du programme de remplacement de la canalisation 3. Ces rapports montrent que les hypothèses guidant les analyses, y compris celles qui sont liées à la disponibilité et au coût de l'expédition ferroviaire de brut, le potentiel de construction d'autres pipelines de pétrole brut, le prix du pétrole et d'autres facteurs déterminent largement si les pipelines entraînent une production de pétrole brut supplémentaire.

Certains rapports de Navius Research ont examiné les répercussions des pipelines d'Énergie Est et du projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain sur les gaz à effet de serre. Ces rapports fournissent des estimations de la production de pétrole brut supplémentaire qui pourrait se produire en raison de la construction de ces pipelines, qui sont comprises entre 3 et 9 % de la capacité pipelinière proposée pour Énergie Est, et entre 11 et 29 % de la capacité pipelinière pour le pipeline du projet d'agrandissement du réseau de Trans Mountain (35) (36). D'autre part, le *scénario de capacité limitée* du rapport *AE 2016* offre un éclairage sur le potentiel de production supplémentaire découlant de l'ajout d'un certain nombre de nouveaux pipelines de pétrole brut. Les chiffres de l'ONÉ indiquent que la production *supplémentaire* résultant de la construction de pipelines constituerait une augmentation comprise entre 8 % et 17 % en 2040, en fonction des hypothèses relatives à la capacité pipelinière supplémentaire (10).

Un certain nombre d'autres études ont analysé les émissions en amont issues des pipelines de pétrole brut, mais ont généralement formulé des hypothèses sur la mesure dans laquelle les projets pouvaient entraîner une production supplémentaire. Ces hypothèses allaient de 0 à 100 % et variaient en fonction des facteurs susmentionnés.

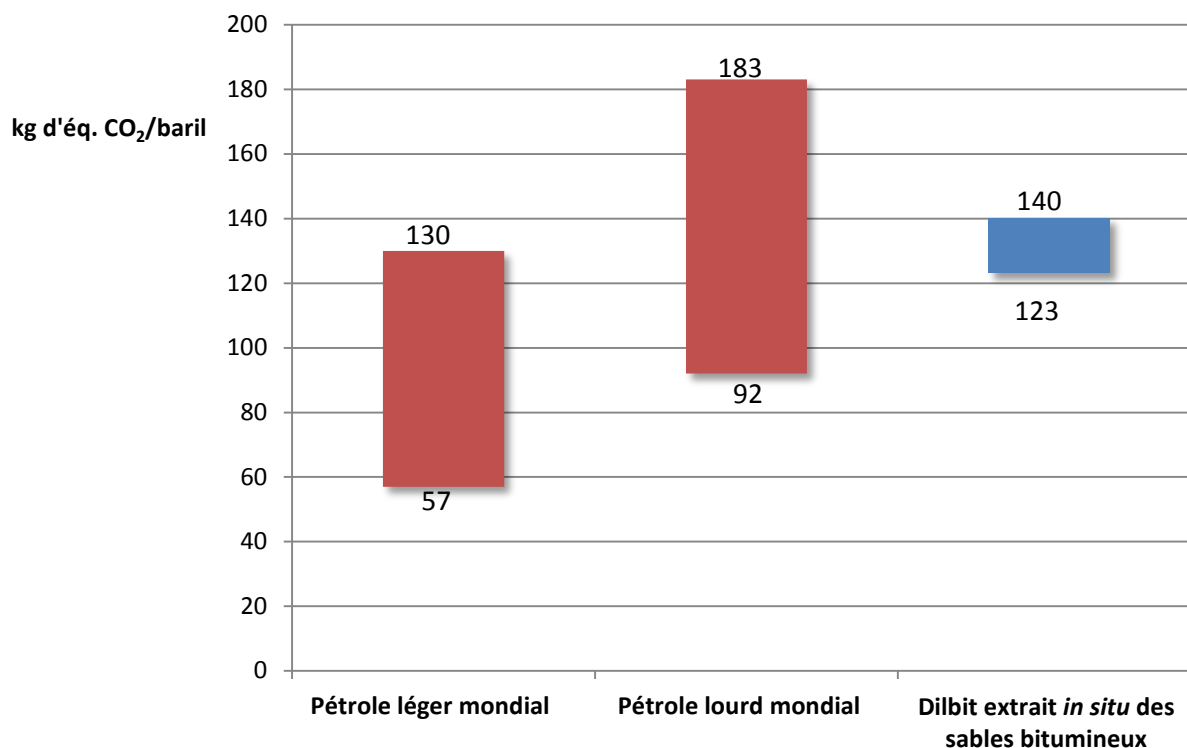
B.4.5 Consommation mondiale de pétrole et émissions de GES en amont

Si une capacité pipelinière additionnelle au Canada permettait une augmentation de la croissance de la production canadienne, cela aurait deux incidences sur les marchés de pétrole brut dans le monde : 1) cela pourrait remplacer différents types de pétrole qui ne seraient plus produits, ou 2) cela pourrait s'ajouter à l'offre générale mondiale à un prix donné, ce qui pourrait entraîner une légère baisse du prix mondial du pétrole brut, ainsi qu'une augmentation de la consommation de pétrole brut au fil du temps dans le monde.

Si la production supplémentaire à partir de projets de sables bitumineux supprime une autre production de pétrole brut qui aurait été produite selon le scénario de référence, l'incidence mondiale des émissions de gaz à effet de serre correspondrait à la différence des émissions du puits au réservoir entre la production issue des sables bitumineux et le pétrole brut remplacé. Un rapport d'IHS Cambridge Energy Research Associates (CERA) arguait que la production de pétrole extrait des sables bitumineux pour le pipeline Keystone XL proposé aurait à peine remplacé un autre pétrole lourd, dont les émissions du puits au réservoir sont comparables. L'incidence sur les émissions mondiales aurait donc été faible (37). Bien que cette conclusion soit logique lorsqu'il est question des conditions dans le marché PADD 3 et des répercussions des émissions des États-Unis, l'incidence globale sur les émissions dépendrait du type de pétrole brut qui ne serait plus produit à l'échelle mondiale.

La comparaison des données relatives aux émissions du puits au réservoir provenant d'IHS CERA pour divers types de pétroles bruts illustre la grande variété des répercussions potentielles sur les émissions. IHS estime que les émissions du puits au réservoir sont de 57 à 130 kg d'éq. CO₂ par baril pour le pétrole brut léger, de 92 à 183 kg d'éq. CO₂ par baril pour d'autres types de pétroles bruts lourds mondiaux, et de 123 à 140 kg d'éq. CO₂ par baril pour le dilbit extrait des sables bitumineux *in situ* (figure 5).

Figure 5 – Intervalles d'émissions de GES du puits au réservoir par type de pétrole brut^{xv}



Source : IHS CERA

Si l'augmentation de la production de pétrole extrait des sables bitumineux canadiens mène à une augmentation de l'offre de pétrole dans le monde, la baisse correspondante des prix du pétrole brut mondial pourrait avoir une incidence sur la consommation mondiale de pétrole brut. L'incidence des émissions mondiales de GES correspondrait alors aux émissions totales tout au long du cycle de vie du dilbit extrait *in situ* des sables bitumineux, du puits à la roue. Les données relatives aux émissions du puits à la roue d'IHS CERA indiquent que les émissions de GES du puits à la roue dues à la production *in situ* à partir des sables bitumineux s'élèvent de 508 à 525 kg d'éq. CO₂ par baril de production.

Un rapport complet de Navius Research sur le pipeline Énergie Est proposé a trouvé que, bien que la majeure partie de la production supplémentaire remplacerait l'offre globale existante, c'est l'augmentation potentielle de la consommation mondiale qui aurait une incidence plus importante sur les émissions mondiales. Le rapport a démontré que même avec une légère augmentation de l'offre totale de pétrole brut mondial, l'effet d'une baisse du prix mondial du pétrole brut, qui entraîne une augmentation de la consommation au fil du temps, a mené à 74 % à 87 % de l'incidence des émissions nettes du pipeline Énergie Est proposé en 2035 (38). L'ampleur de cette incidence, par rapport à la mesure dans laquelle d'autres types de pétrole brut sont remplacés est logique, étant donné que les

^{xv} Pétrole léger mondial : Eagle Ford, North Sea Forties, Arab Light, Bakken Blend, Kirkuk, Basrah Light, Bonny Light et Alaskan North Slope. Pétrole lourd mondial : Venezuela Petro Zuata, Venezuela Boscan, Venezuela Bachaquero, Mexico Maya, North Sea Mariner et Brazil Marlim.

émissions du puits à la roue provenant de la combustion représentent entre 70 % et 80 % des émissions de GES totales du puits à la roue.

Étant donné que l'effet d'une production supplémentaire de pétrole extrait des sables bitumineux canadiens sur l'offre mondiale peut avoir une incidence importante sur les émissions mondiales, il est important de prendre en compte les circonstances qui influent sur la mesure dans laquelle cette production supplémentaire remplace les sources existantes de l'offre mondiale de pétrole brut ou s'ajoute au total. L'ampleur de l'augmentation de l'offre mondiale de pétrole dépend de la pente des courbes de l'offre et de la demande mondiales au point d'équilibre. En général, plus la courbe de l'offre mondiale est élastique (c.-à-d. plus la courbe de l'offre de pétrole brut est plate ou plus il y a de pétrole disponible dans un éventail de prix donné), plus la proportion de la production supplémentaire de pétrole extrait des sables bitumineux qui remplacerait d'autres types de pétrole brut serait élevée, et vice versa. C'est logique, puisqu'une courbe de l'offre élastique implique que la quantité produite est très sensible aux changements de prix. Par ailleurs, plus l'élasticité de la demande de pétrole brut est grande, plus la proportion de la production supplémentaire des sables bitumineux qui s'ajouterait à l'offre totale de pétrole dans le monde est grande (40).

Comme cela a été mentionné auparavant, il existe un potentiel plus grand pour que la production supplémentaire de pétrole extrait des sables bitumineux atteigne des prix de pétrole brut entre 60 et 80 \$ US/b. Les études des courbes de l'offre mondiale de pétrole montrent une grande quantité du potentiel de production de pétrole mondial dans cet éventail de prix. 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 (41). 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/b (42).

Puisqu'une quantité considérable de l'offre mondiale de pétrole potentielle est disponible à des prix inférieurs à 80 \$ US/b, une proportion importante de toute production supplémentaire issue des sables bitumineux devrait remplacer d'autres types de production de pétrole brut, plutôt que s'ajouter à l'offre mondiale totale de pétrole. Étant donné les émissions du puits au réservoir comparables notées ci-dessus pour différents types de pétrole brut, il est probable qu'il n'y ait qu'un petit changement net dans les émissions de gaz à effet de serre mondiales d'après la différence des émissions du puits au réservoir. L'incidence totale des GES dans le monde serait plus importante si une portion plus grande de la production supplémentaire issue des sables bitumineux devait s'ajouter à l'offre totale mondiale de pétrole, ou si on supposait que la demande mondiale serait fortement élastique^{xvi}.

^{xvi} Erickson et Lazarus (2014) font l'hypothèse d'un éventail d'élasticités de la demande, tandis que les sensibilités liées à l'élasticité de la demande ont été examinées par Navius Research dans leur analyse du projet de pipeline Énergie Est.

B.5 Conclusions

L'analyse de la partie B fournit un éclairage sur les conditions dans lesquelles la construction du pipeline remplaçant 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 rail, l'effet sur le prix net de la production extraite des sables bitumineux en Alberta et les hypothèses autour de la capacité pipelinière totale susceptible d'être ajoutée. En résumé, les constatations établies à partir de cette analyse sont les suivantes :

- *Si le pipeline remplaçant la canalisation 3 est la seule capacité pipelinière supplémentaire dans l'ouest du Canada, il n'y aurait pas de production supplémentaire ni d'émissions en amont si le prix net du baril marginal extrait des sables bitumineux n'était pas touché. Cela pourrait se produire, car la production à partir de sables bitumineux devrait déjà se terminer d'ici 2019, de même que les volumes actuellement transportés par voie ferroviaire, serait plus que suffisante pour remplir le pipeline remplaçant la canalisation 3. Cependant, une efficacité accrue du réseau de pipelines ou des hypothèses différentes pourraient modifier cette conclusion.*
- *Si on construit une capacité pipelinière additionnelle, y compris le pipeline de remplacement de la canalisation 3, de sorte que le transport du brut par rail ne sera plus nécessaire, une partie des émissions calculées dans la partie A pourrait être considérée comme des émissions supplémentaires.*
- L'importance des émissions et de la production supplémentaires dans un scénario ou l'autre dépend du prix à long terme du pétrole léger canadien.
 - Si le cours du baril 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, ce qui signifie qu'il serait peu probable qu'il y ait des émissions supplémentaires.
 - À des prix de 60 à 80 \$ US/b, nombre de projets éventuels pourraient devenir rentables avec un accès pipelinier. Il n'y a toutefois pas de certitude quant au volume de production supplémentaire dans ce contexte.
 - Si le cours du baril était supérieur à 80 \$ US, de nombreux projets potentiels d'exploitation 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 des investissements et de la production, mais à un niveau moins important que si les prix du pétrole se situaient dans l'intervalle de 60 à 80 \$ US/b mentionné ci-dessus.
- Si la capacité de pipeline supplémentaire entraînait une augmentation de l'exploitation des sables bitumineux, il pourrait y avoir un impact sur l'offre mondiale et les prix. La production supplémentaire renverrait d'autres sources de pétrole brut à un statut plus marginal ou

s'ajouterait à l'offre mondiale totale. Si elle supplante d'autres types de pétrole brut, l'impact sur les émissions mondiales correspondrait à la différence entre les émissions de gaz à effet de serre du puits au réservoir. Si elle s'ajoute à l'offre mondiale totale de pétrole brut, des prix mondiaux plus bas et des augmentations de la quantité de pétrole demandée feraient augmenter les émissions d'après les émissions du cycle de vie complet (du puits à la roue).

- Comme une part importante de l'offre mondiale de pétrole brut est financièrement viable dans un éventail de prix semblables à ceux du pétrole extrait *in situ* des sables bitumineux au Canada, on s'attend à ce que la plus grande partie de la production supplémentaire relègue à un rang inférieur d'autres types de pétrole brut.

Bibliographie

1. **Gouvernement du Canada.** *Mesures provisoires pour l'examen des projets de pipelines.* Gouvernement du Canada. (En ligne) le 27 janvier 2016. (Cité le 14 novembre 2016.) Sur Internet : <http://nouvelles.gc.ca/web/article-fr.do?nid=1029989>.
2. **Pipelines Enbridge Inc.** B1-05 - Chapter 2 - Project Description - A4E4I7. *B001 – Enbridge Pipelines Inc. – Line 3 Replacement Program Application – Volume I – Part 1 of 3 (A64152).* (En ligne) le 5 novembre 2014. (Cité le 14 novembre 2016.) Sur Internet : https://docs.neb-one.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/2545921/B1%2D05_%2D_Chapter_2_%2D_Project_Description_%2D_A4E4I7.pdf?func=doc.Fetch&nodeid=2545921.
3. **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.* Office national de l'énergie. (En ligne) le 21 avril 2015. (Cité le 14 novembre 2016.) Sur Internet : <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/snpsht/2015/04-02nbrdgp2-fra.html>.
4. **Pipelines Enbridge Inc.** B1-04 - Chapter 1 - Executive Summary and Action Sought - A4E4I6. *B001 – Enbridge Pipelines Inc. – Line 3 Replacement Program Application – Volume I – Part 1 of 3 (A64152).* (En ligne) le 5 novembre 2014. (Cité le 14 novembre 2016.) Sur Internet : https://docs.neb-one.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90464/90552/92263/2404881/2545522/2546069/2545811/B1%2D04_%2D_Chapter_1_%2D_Executive_Summary_and_Action_Sought_%2D_A4E4I6.pdf?nodeid=2545591&vernum=-2.
5. **Pipelines Enbridge Inc.** B1-07 - Chapter 3 - Economic Feasibility, Alternatives and Justification - A4E4I9. *B001 – Enbridge Pipelines Inc. – Line 3 Replacement Program Application – Volume I – Part 1 of 3 (A64152).* (En ligne) le 5 novembre 2014. (Cité le 14 novembre 2016.) Sur Internet : https://docs.neb-one.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90464/90552/92263/2404881/2545522/2546069/2545811/B1%2D07_%2D_Chapter_3_%2D_Economic_Feasibility%2C_Alternatives_and_Justification_%2D_A4E4I9.pdf?nodeid=2545703&vernum=-2.
6. **Pipelines Enbridge Inc.** B1-28 - Chapter 7 - Engineering - A4E4L0. *B001 – Enbridge Pipelines Inc. – Line 3 Replacement Program Application – Volume I – Part 1 of 3 (A64152).* (En ligne) le 5 novembre 2014. (Cité le 14 novembre 2016.) Sur Internet : https://docs.neb-one.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/2545153/B1%2D28_%2D_Chapter_7_Engineering_%2D_A4E4L0.pdf?func=doc.Fetch&nodeid=2545153.
7. **Muse, Stancil et coll.** *Enbridge Line 3 Replacement Project Market Analysis.* (En ligne) octobre 2014. (Cité le 14 novembre 2016.) Sur Internet : https://docs.neb-one.gc.ca/fetch_e.asp?Id=A4E6G8.

8. **Association canadienne des producteurs pétroliers.** *Publications: 2015 CAPP Crude Oil Forecast, Markets & Transportation.* (En ligne) juin 2015. (Cité le 14 novembre 2016.) Sur Internet : <http://www.capp.ca/publications-and-statistics/crude-oil-forecast>.
9. **Gouvernement du Canada.** *Deuxième rapport biennal du Canada sur les changements climatiques,* Environnement et Changement climatique Canada. (En ligne) le 10 février 2016. (Cité le 14 novembre 2016.) Sur Internet : <https://www.ec.gc.ca/ges-ghg/default.asp?lang=Fr&n=02D095CB-1>.
10. **Office national de l'énergie.** *Avenir énergétique du Canada en 2016 – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040.* Office national de l'énergie. (En ligne) janvier 2016. (Cité le 14 novembre 2016.) Sur Internet : <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/fttr/2016/index-fra.html>.
11. **Office national de l'énergie.** *Exportations estimatives de pétrole brut canadien par type et destination,* 2015.
12. **Gouvernement de l'Alberta.** *Government Projects, Priorities and Consultations: Climate Leadership Plan.* (En ligne) (Cité le 14 novembre 2016.) Sur Internet : <http://www.alberta.ca/climate-leadership-plan.cfm>.
13. **Gouvernement de la Colombie-Britannique.** *Climate Leadership Plan,* gouvernement de la Colombie-Britannique. (En ligne) (Cité le 14 novembre 2016.) Sur Internet : <http://climate.gov.bc.ca/feature/climate-leadership-plan/>.
14. **Premiers ministres.** *Déclaration de Vancouver sur la croissance propre et les changements climatiques,* Secrétariat des conférences intergouvernementales canadiennes. (En ligne) le 3 mars 2016 (Cité le 14 novembre 2016.) Sur Internet : <http://www.scics.gc.ca/francais/conferences.asp?a=viewdocument&id=2401>.
15. **Office national de l'énergie.** *Production estimative de pétrole brut et d'équivalents au Canada en 2015,* Office national de l'énergie. (En ligne) (Cité le 14 novembre 2016.) Sur Internet : <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/sttstc/crdlndptrlmpdct/stt/stmtdprdctn-fra.html>.
16. **Agence internationale de l'énergie.** *World Energy Outlook.* (En ligne) le 1^{er} novembre 2015 (Cité le 14 novembre 2016.) Sur Internet : <http://www.worldenergyoutlook.org/>.
17. « U.S. Refineries – Stated Capacities as of January 1, 2016 », s.l., *Oil and Gas Journal*, vol. 113, n° 12 (2015).
18. **Mulshof, Menno, et coll.** *Oil Sands Breakeven Prices Revisited,* s.l., Valeurs Mobilières TD Inc., 2016.
19. **Office national de l'énergie.** *Aperçu du marché : Hausse prévue de la production de sables bitumineux; effets réels des bas prix du pétrole,* Office national de l'énergie, gouvernement du Canada, (En ligne) le 15 décembre 2015. (Cité le 14 novembre 2016.) Sur Internet : <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/snpst/2015/12-03lsndsprdctn-fra.html>.

20. **Office national de l'énergie.** *Le réseau pipelinier du Canada 2016*, s.l., gouvernement du Canada, 2016.
21. **IHS INC.** *IHS Oil Sands Dialogue – Forces of Change*, 2016.
22. **Mcglade, C., et P. Ekins.** « Un-Burnable Oil: An Examination of Oil Resource Utilisation in a Decarbonised Energy System », s.l., *Energy Policy*, vol. 64.
23. **Mcglade, C., et P. Ekins.** « The Geographical Distribution of Fossil Fuels Unused When Limiting Global Warming to 2C », s.l., *Nature*, vol. 517, 2015.
24. **Agence internationale de l'énergie.** *Publications: World Energy Investment Outlook – Special Report*, Agence internationale de l'énergie, 2014. (En ligne) (Cité le 14 novembre 2016.) Sur Internet : <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/weo-2014-special-report---investment.html>.
25. **Bataille, C., D. Sawyer et N. Melton.** *Pathways to Deep Decarbonization in Canada*, s.l., Sustainable Development Solutions Network (SDSN) et Institut du développement durable et des relations internationales (IDDRI), 2015.
26. **Association des chemins de fer du Canada.** *Programme de surveillance des émissions des locomotives 2012*, Ottawa, Association des chemins de fer du Canada. ISBN 978-1-927520-02-4.
27. **États-Unis. Energy Information Administration.** *U.S. Movements of Crude Oil By Rail*, Independent Statistics & Analysis. (En ligne) 4 avril 2016. (Cité le 14 novembre 2016.) Sur Internet : <https://www.eia.gov/petroleum/transportation/>.
28. **RBN Energy LLC.** *Slow Train Coming: What's Ahead for Crude-By-Rail*, 2016.
29. **États-Unis. DÉPARTEMENT D'ÉTAT, KEystone XL PIPELINE PROJECT.** *Final Supplemental Environmental Impact Statement (SEIS)*. (En ligne) janvier 2014. (Cité le 14 novembre 2016.) Sur Internet : <https://keystonepipeline-xl.state.gov/finaiseis/index.htm>.
30. **Office national de l'énergie.** *Article vedette : Les données estimatives sur les déplacements ferroviaires de brut canadien indiquent un sommet en octobre 2015, correspondant plus ou moins au quart de la capacité de chargement totale*, Office national de l'énergie, gouvernement du Canada. (En ligne) le 25 février 2016. (Cité le 14 novembre 2016.) Sur Internet : <http://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/prcstrdrctl/qtrlrprcpdts/ftrrtcl/2016-02-01cndncrdrl-fra.html>.
31. **Fielden, S.** *Slow Train Coming – Massive Over Capacity at Gulf Coast Crude-By-Rail Terminals*, RBN Energy LLC. (En ligne) le 17 avril 2016. (Cité le 14 novembre 2016.) Sur Internet : <https://rbnenergy.com/slow-train-coming-massive-over-capacity-at-gulf-coast-crude-by-rail-terminals>.
32. **RBN Energy LLC.** *Go Your Own Way: Moving Western Canadian Bitumen to Market*, s.l., RBN Energy LLC, 2014.

33. **Millington, D., et Carlos A. Murillo.** *Canadian Oil Sands Supply Costs and Development Projects (2015-2035)*, s.l., Canadian Energy Research Institute (CERI), 2015.
34. **Wood Mackenzie.** *Global Economic Model Tool*, s.l., Wood Mackenzie, 2016.
35. **Navius Research Inc.** *Greenhouse Gas Emissions Resulting from the Energy East Pipeline Project*, s.l., Commission de l'énergie de l'Ontario, 2014.
36. **Navius Research Inc.** *A review of ECCC's Method for Estimating Upstream GHGs*, 2016.
37. **IHS CERA.** *Keystone XL Pipeline: No Material Impact on US GHG Emissions*, 2013.
38. **Navius Research Inc.** *Discussion Paper: Greenhouse Gas Emissions Resulting from the Energy East Pipeline Project*, 2015.
39. **IHS Inc.** *Comparing GHG Intensity of the Oil Sands and the Average U.S. Crude Oil*, s.l., IHS Inc., 2014.
40. **Erickson, Peter, et Michael Lazarus.** « Impact of the Keystone XL Pipeline on Global Oil Markets and Greenhouse Gas Emissions », s.l., *Nature Climate Change*, vol. 4, 2014, p. 778-781.
41. **Wood Mackenzie.** *Pre-FID Oil Projects: Global Breakeven Analysis and Cost Curves*, s.l., Wood Mackenzie, 2016.
42. **Goldman Sachs.** *420 Projects to Change the World*, s.l., Goldman Sachs, 2015.
43. *Oil Sands Shaken, Not Stirred: First Material Cancellation of In-Flight Project Unlikely to be Harbinger of Things to Come*, s.l., IHS Inc., 2015.
44. **CanOils.** *Oil Sands Project Status*, Evaluate Energy. (En ligne) (Cité le 14 novembre 2016.) Sur Internet : www.can oils.com.
45. **Enbridge Energy.** *Reports & Filings*, Enbridge, 2015. (En ligne) (Cité le 14 novembre 2016.) Sur Internet : <http://www.enbridge.com/investment-center>.

Annexe A – Proportions des catégories de pétrole brut pour le mélange futur

Année	Léger classique (%)	Lourd classique (%)	Lourd SCV (%)	Lourd DGMV (%)	Bitume extrait (%)	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

Annexe B – Méthodologie des coefficients d'émission

Des coefficients d'émission ont été élaborés pour les catégories de pétrole brut qui devraient être transportées par le pipeline de remplacement de la canalisation 3, y compris le pétrole brut produit à l'aide de différents diluants et les opérations de production et de traitement qui contribuent au déplacement du pétrole brut plus lourd. Les coefficients d'émission reflètent les changements dans l'intensité d'émission des activités associées à l'extraction et au traitement du pétrole brut au fil du temps. Les coefficients d'émission tiennent compte de toutes les sources d'émissions sur place associées à la production et au traitement, y compris la combustion, le torchage, l'évacuation et les émissions fugitives.

Approche générale relative aux coefficients d'émission du pétrole brut

ECCC a élaboré des prévisions des émissions de différentes catégories de pétrole brut pour les années à venir. Celles-ci sont présentées dans le *Deuxième rapport biennal du Canada sur les changements climatiques* (9) pour la période allant jusqu'en 2030. Le niveau des émissions associées à chaque catégorie de pétrole brut dépend :

1. de l'importance de l'activité de production;
2. des changements prévus dans l'intensité d'émission associés à cette catégorie de pétrole brut.

La demande future prévue et l'activité de production qui en découle pour les catégories de pétrole brut proviennent du scénario de référence *selon les mesures actuelles* de l'ONÉ (10). Les changements prévus au fil du temps de l'intensité d'émission des activités associées à l'extraction et au traitement du pétrole brut dépendent des politiques environnementales et de la mise en œuvre de la technologie. Les projections relatives aux émissions et à la production utilisées par ECCC pour cet examen comprennent les répercussions futures estimatives des politiques existantes et des mesures en vigueur depuis septembre 2015. On a utilisé les projections des estimations des émissions pour le pétrole brut lourd et léger classique produit à terre, l'exploitation des sables bitumineux par stimulation cyclique par la vapeur et drainage par gravité au moyen de vapeur (DGMV) et le bitume extrait. Les projections comprennent aussi des hypothèses sur l'efficacité énergétique et d'autres améliorations des installations d'exploitation pétrolière et gazière. La combinaison des projections des émissions et de la production pour le calcul des intensités d'émission annuelles uniques associées à l'extraction et au traitement des différentes catégories de pétrole brut jusqu'en 2030.

Coefficient d'émission du pétrole synthétique

Le pétrole synthétique est un produit intermédiaire qui est obtenu à partir du pétrole brut lourd produit à l'aide de méthodes classiques, SCV, DGMV et les méthodes de production du bitume extrait. Chaque méthode de production est associée à un éventail unique d'intensités d'émission représentant les opérations et la technologie particulière utilisées pour produire un baril de pétrole. Le processus de production du pétrole synthétique est appelé *valorisation*. Le coefficient d'émission du pétrole synthétique utilisé dans les estimations des émissions en amont associées au programme de remplacement de la canalisation 3 tient compte des émissions associées à la production de bitume ou de pétrole brut lourd à valoriser et des émissions associées à l'activité de valorisation en tant que telle.

Le calcul du coefficient d'émission du pétrole synthétique pour une année donnée exige un processus en deux étapes, qui est exposé ci-dessous.

Seules des portions de pétrole brut produites au Canada sont valorisées au pays. D'après les données historiques, la majeure partie du bitume extrait est valorisé au Canada, tandis que seule une petite partie du pétrole brut lourd produit par SCV et DGMV et à l'aide des méthodes classiques est valorisée au Canada. L'ONÉ fournit les quantités prévues de pétrole brut lourd produit à l'aide de méthodes classiques, de bitume extrait et d'exploitation *in situ* des sables bitumineux qui seront valorisées au Canada dans les prochaines années (10). L'exploitation *in situ* des sables bitumineux comprend la production à l'aide des méthodes SCV et DGMV, où 25 % du volume a été attribué à la méthode SCV et les 75 % restants à la méthode DGMV. Pour calculer un coefficient d'émission, les intensités d'émission correspondant à chaque catégorie de pétrole brut ont été multipliées par la contribution proportionnelle de cette catégorie au volume total valorisé. La proportion de pétrole brut valorisé dans chaque catégorie a été déterminée en divisant le volume de pétrole brut valorisé dans cette catégorie par le volume total de pétrole valorisé. L'équation suivante montre le calcul du coefficient d'émission, en unités d'émissions par baril.

$$CE_{charge\ d'alimentation\ des\ usines\ de\ valorisation} = \sum_i (P_i * IE_i)$$

Où

- i est la catégorie de pétrole brut,
- P_i est le volume de pétrole brut dans la catégorie i qui est valorisé, divisé par le volume total de toutes les catégories de pétrole brut qui est valorisé.
- IE_i est l'intensité d'émission pour la production de pétrole brut dans la catégorie i .

D'après des discussions avec l'ONÉ, la production d'un baril de pétrole synthétique requiert, en moyenne, la valorisation de 1,1 baril de pétrole brut. Pour convertir le coefficient d'émission pour la charge d'alimentation des usines de valorisation à partir des unités d'émissions par baril de produit de pétrole brut en unités d'émissions par baril de pétrole synthétique, le coefficient d'émission ($CE_{charge\ d'alimentation\ des\ usines\ de\ valorisation}$) a été rajusté en le multipliant par 1,1.

Pour déterminer les coefficients d'émission associés à l'activité de valorisation, les émissions découlant de la valorisation ont été divisées par la quantité de pétrole synthétique produite. Les émissions associées à la valorisation ont été obtenues à partir des données sous-jacentes du *Deuxième rapport biennal du Canada sur les changements climatiques* (9), et la production de pétrole synthétique a été obtenue de l'ONÉ (10).

Le coefficient d'émission global pour la production de pétrole synthétique est la somme du coefficient d'émission ($CE_{charge\ d'alimentation\ des\ usines\ de\ valorisation}$) et du coefficient d'émission associé à la valorisation ($CE_{valorisation}$), comme exposé dans l'équation ci-dessous :

$$CE_{pétrole\ synthétique} = CE_{valorisation} + CE_{charge\ d'alimentation\ des\ usines\ de\ valorisation} * 1,1$$

Coefficients d'émission déterminés à l'aide des données déclarées par les installations

Les coefficients d'émission associés à la production de pétrole brut (y compris le pétrole synthétique) à l'aide des méthodes SCV, DGMV et d'extraction minière du bitume peuvent également être déterminés au moyen des données déclarées par les installations sur les émissions et la production. Les grandes installations de production et de traitement du pétrole dépassent les seuils provinciaux et fédéraux en ce qui a trait à la déclaration annuelle des émissions de GES. Les exigences de déclaration du *Programme de déclaration des émissions de gaz à effet de serre* (PDGES) de l'administration fédérale et des régimes provinciaux de déclaration, comme le *Specified Gas Emitters Regulation* (SGER) de l'Alberta, rendent compte de la majorité des émissions liées aux méthodes de production mentionnées ci-dessus pour ces catégories de pétrole brut. Le niveau de production de chaque installation a été obtenu à partir de sources provinciales (p. ex. rapports statistiques ST 53 et ST 39 de l'organisme de réglementation de l'énergie en Alberta).

Il existe des données sur les émissions et la production à l'échelle des installations jusqu'en 2014 inclusivement. Le type d'activités de production réalisées à une installation est habituellement indiqué. Certaines installations ne fabriquent qu'un seul produit, tandis que d'autres produisent du pétrole synthétique en plus du pétrole brut non valorisé. Celles qui produisent du pétrole brut valorisé et non valorisé sont appelées *installations intégrées*. Elles peuvent valoriser leurs propres produits ou ceux d'autres installations afin de produire du pétrole synthétique. Dans les installations intégrées, les émissions associées à la production non valorisée sont difficiles à distinguer de celles associées à la production de pétrole synthétique. ECCC a mis au point une méthode pour isoler les émissions associées à la production de produits non valorisés de celles associées aux activités de valorisation pour chaque installation intégrée au Canada. En général, ECCC a supposé que 40 % des émissions provenaient des activités d'exploitation minière et que 60 % des émissions provenaient des activités de valorisation à une installation intégrée (d'après les exigences en matière de gaz naturel pour les activités d'exploitation minière et de valorisation selon la partie II de l'étude n° 119 du CERI : *Oil Sands Supply Cost and Production*). Ces proportions sont toutefois assujetties aux contraintes d'utilisation des carburants du *Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada* de Statistique Canada et de l'*Inventaire canadien des gaz à effet de serre*. Ces proportions ont été utilisées pour subdiviser les émissions totales des installations intégrées associées à la production de pétrole brut et à la valorisation.

Les coefficients d'émission de 2014 pour chaque catégorie de pétrole brut et pour la valorisation ont été déterminés en regroupant les émissions des installations produisant du pétrole brut similaire et en les divisant par l'ensemble de leur production selon la formule suivante :

$$CE(\text{install})_{i,2014} = \frac{\sum_{j=1}^n \text{Émissions}_j}{\sum_{j=1}^n \text{Production}_j}$$

Où

- i est la catégorie de pétrole brut (SCV, DGMV, bitume extrait et pétrole synthétique),
- j est l'installation qui produit ou valorise le produit de la catégorie i ,
- n est le nombre total d'installations qui produisent ou valorisent le produit de la catégorie i ,

- $CE(install)_{i,2014}$ est le coefficient d'émission pour la production ou la valorisation du produit de la catégorie i au cours de l'année 2014.

Les estimations des coefficients d'émissions pour les années ultérieures ont été calculées d'après les changements prévus en ce qui concerne les coefficients d'émission en utilisant les données tirées du *Deuxième rapport biennal du Canada sur les changements climatiques* (9) et du rapport *Avenir énergétique du Canada en 2016 – Offre et demande énergétiques à l'horizon 2040* de l'ONÉ(10). L'information concernant l'évolution de l'intensité des émissions pour les années ultérieures a été obtenue à partir des coefficients d'émission calculés pour les années de projection selon la section *Approche générale relative aux coefficients d'émission du pétrole brut* de cette annexe. Dans le même ordre d'idées, les changements prévus en ce qui concerne le coefficient d'émission pour la valorisation ont été obtenus en suivant l'approche indiquée à la section *Coefficient d'émission du pétrole synthétique*. La proportion du changement liée aux coefficients d'émission projetés a été déterminée en divisant le coefficient d'émission pour une année de projection prévue par le coefficient d'émission de l'année 2014, selon la formule suivante.

$$PC_{i,t} = \frac{CE_{i,t}}{CE_{i,2014}}$$

Où

- i est la catégorie de pétrole brut (SCV, DGMV, bitume extrait et pétrole synthétique),
- t est l'année de projection applicable,
- EF est le coefficient d'émission déterminé à l'aide de la méthodologie indiquée aux sections *Approche générale relative aux coefficients d'émission du pétrole brut* et *Coefficient d'émission du pétrole synthétique*,
- PC est la proportion du changement pour le coefficient d'émission projeté.

Les coefficients d'émission de 2014 déterminés à partir des données déclarées par les installations ont ensuite été multipliés par la proportion du changement pour les années de projection applicables afin d'obtenir des coefficients d'émissions projetés qui reposent sur les données déclarées par les installations.

$$CE(install)_{i,t} = PC_{i,t} * CE(install)_{i,2014}$$

Où

- i est le type de produit (SCV, DGMV, bitume extrait et pétrole synthétique),
- t est l'année de projection applicable,
- PC est la proportion du changement pour le coefficient d'émission projeté,
- $CE(install)$ est le coefficient d'émission obtenu à partir des données déclarées par les installations.

Coefficients d'émission pour la production de diluant

Le pétrole brut lourd doit être mélangé avec un diluant pour faciliter son déplacement dans un pipeline. Or, le type de pétrole brut lourd transporté et sa quantité ont une incidence sur la quantité de diluant

requis. La proportion de diluant requise pour le mélange varie en fonction des différentes catégories de pétrole brut lourd. Le tableau suivant indique les proportions volumétriques de diluant requises.

Catégorie de pétrole brut	Proportion de diluant
<i>Pétrole lourd classique</i>	8 %
<i>Lourd SCV</i>	30 %
<i>Lourd DGMV</i>	30 %
<i>Bitume extrait</i>	20 %

La projection du volume de diluant est tirée du scénario de référence *selon les mesures actuelles* de l'ONÉ (10). Les projections de la production des « pentanes plus » indiquent les volumes de diluant qui devraient être produits ou importés. La plus grande partie de la demande de diluant au Canada est comblée par les importations. La production canadienne provient des condensats de champs pétrolifères, des condensats produits dans les installations de traitement du gaz et des raffineries. La production de condensats de champs pétrolifères est la plus importante au pays, suivie de celle dans les installations de traitement du gaz, puis, à plus petite échelle, de celle dans les raffineries. Seule la production intérieure de condensats de champs pétrolifères et de condensats dans des installations de traitement du gaz est prise en compte dans le calcul des émissions, car ce n'est que dans ce cas que le condensat est le produit ou le sous-produit d'importance.

Les coefficients d'émission pour le pétrole brut léger classique ont été utilisés pour déterminer les émissions liées à la production de condensats. Le volume de condensats produits au pays et résultant de la production des champs pétrolifères et des opérations des installations de traitement du gaz est multiplié par le coefficient d'émission pour déterminer les émissions en amont associées au diluant.

Annexe C – Limites de l'analyse

L'approche choisie pour analyser si la construction du pipeline de remplacement 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 concernant les coûts de l'offre et le rendement de l'exploitation des sables bitumineux sont des estimations s'appuyant sur des analyses réalisées par des tiers.
- La présente 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 projections 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. Les nouvelles politiques qui sont envisagées ou celles qui ont été 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, par rapport à 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 projet de pipeline Énergie Est entreprise par Navis Research pour la Commission de l'énergie de l'Ontario.

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

Type	Entreprise	Projet	État	Capacité prévue pour le bitume et le pétrole synthétique (b/j)	Capacité prévue pour le bitume dilué et le pétrole synthétique (b/j)	Démarrage prévu
<i>In situ</i>	Brion Energy	Rivière MacKay – phase 1	Construction	35 000	50 000	2016
<i>In situ</i>	Cenovus/ConocoPhillips	Ruisseau Foster – phase G	Construction	30 000	42 900	2016
<i>In situ</i>	Cenovus/ConocoPhillips	Lac Christina – phase F	Construction	50 000	71 400	2016
<i>In situ</i>	Japan Canada	Prolongement de Hangingstone	Construction	20 000	28 600	2016
<i>In situ</i>	Husky Energy	Edam Est et Ouest	Construction	14 500	14 500	2016
<i>In situ</i>	Husky Energy	Vawn	Construction	14 500	14 500	2016
<i>In situ</i>	Sunshine Oil Sands	Ells Ouest	Construction	5 000	7 100	2016
Extraction	Canadian Natural Resources	Horizon – phases 2 et 3	Construction	137 000	137 000	2017
Extraction	Suncor/Total/Teck	Fort Hills – phase 1	Construction	180 000	225 000	2017
<i>In situ</i>	Cenovus/ConocoPhillips	Ruisseau Foster – phase H	Construction retardée ^{xvii}	30 000	42 900	2018
<i>In situ</i>	Cenovus/ConocoPhillips	Lac Christina – phase G	Construction retardée	50 000	71 400	2018
<i>In situ</i>	Harvest Operations Corp	BlackGold – phase 1	Injection de vapeur retardée ^{xviii}	10 000	14 300	2018
Total des projets en construction ou prévus				576 000	719 600	

Source : IHS (43); CanOils (44); rapports d'entreprise

^{xvii} Selon IHS, Cenovus a déclaré qu'il continuera de faire avancer deux projets simultanément durant la période de prix bas. L'entreprise va d'abord achever la phase G du projet du ruisseau Foster et la phase F du projet du lac Christina avant de reprendre la construction de la phase H du projet du ruisseau Foster et la phase G du projet du lac Christina qui constituent des agrandissements de ces installations. Cenovus a également enclenché le début de la construction de son projet du lac Narrow, mais, à la lumière de son commentaire, on peut supposer que ce projet n'avancera que lorsque les prix seront plus élevés.

^{xviii} IHS note que le projet est terminé, mais Harvest a déclaré que l'injection de vapeur ne commencerait pas tant que le prix du baril de WTI ne serait pas repassé au-dessus de 60 \$.