Office national de l'énergie

National Energy Board

Motifs de décision

Pipelines Enbridge Inc.

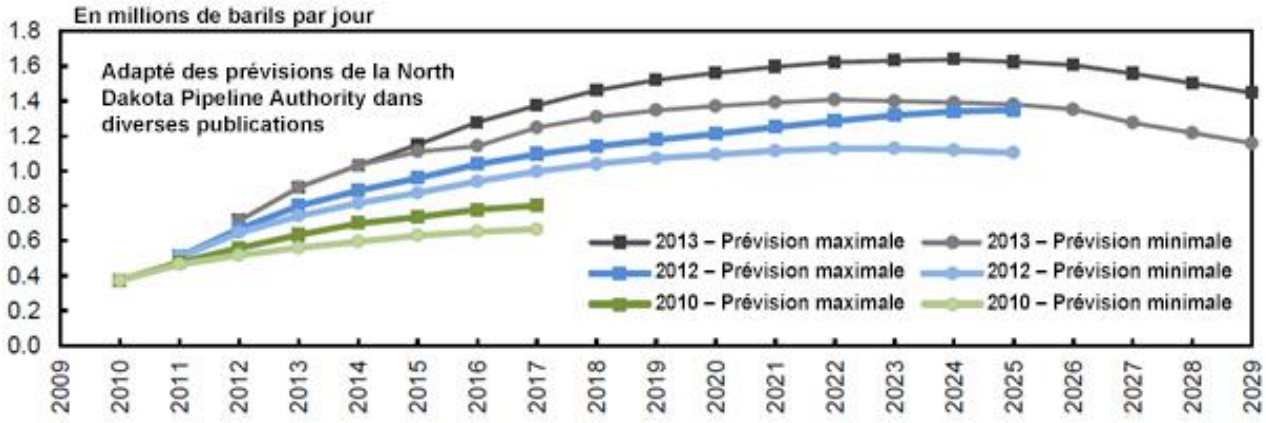
OH-002-2013

Mars 2014

Installations et méthode de conception des droits

Canada

Figure 8-2 – Comparaison des prévisions de production de brut du bassin de Williston (rapport d'IHS)



Stratégies Énergétiques

L'organisme Stratégies Énergétiques a soutenu que la prévision des prix du pétrole fournie par Enbridge suppose que le prix du pétrole léger de l'Ouest demeure nettement en-deçà des cours mondiaux pendant une période de 30 ans. Il a fait valoir que, à l'encontre de cette prévision, certains établissements du secteur de l'énergie et analystes des marchés énergétiques croient que les prix du pétrole se rééquilibreront une fois que les contraintes liées au transport du pétrole brut en Amérique du Nord auront été supprimées, mais que cet équilibre pourrait s'établir à un niveau de prix plus bas.

Selon l'organisme, ces divergences d'opinion font ressortir le risque que les producteurs de l'Ouest ne pourront peut-être pas obtenir des prix assez élevés pour soutenir le rythme de production requis pour alimenter tous les marchés, y compris fournir les approvisionnements liés au projet. Il a souligné, de plus, que les producteurs de pétrole de l'Ouest sont assujettis à une réglementation environnementale croissante visant les sables bitumineux et le pétrole de schiste, qui fera augmenter leurs coûts de production. D'après lui, si ces producteurs ne parvenaient pas à obtenir des prix raisonnables pour leur production, il serait logique de s'interroger sur la production future projetée de pétrole, voire la survie de certains projets de production pétrolière de l'Ouest.

Équiterre (coalition)

Équiterre s'est dite sceptique au sujet de la viabilité d'un accroissement de la production de pétrole de schiste étant donné que la mise en valeur de cette ressource soulève de grandes incertitudes, à son avis. Elle a mentionné, de plus, que le recul des importations de pétrole par voie d'eau en Amérique du Nord se répercute sur les prix nord-américains du brut et que, contrairement aux prétentions d'Enbridge, il y a de plus en plus d'indications que cela exerce une pression à la baisse sur les cours mondiaux du brut.

Réplique d'Enbridge

En réplique à l'argument de l'organisme Stratégies Énergétiques selon lequel la croissance escomptée de la production pétrolière de l'Ouest ne pourrait pas se matérialiser si les prix du pétrole léger de l'Ouest devaient demeurer nettement plus bas que les cours mondiaux pendant les 30 prochaines années, Enbridge a argué qu'il y aurait une offre suffisante de pétrole dans la mesure où les prix sont supérieurs au coût de l'offre, et que des prix intérieurs plus bas que les cours mondiaux ne signifient pas forcément que la production n'est pas rentable. Dans sa contre-preuve, Enbridge a aussi soutenu que l'analyse de l'organisme est faussée parce qu'elle se concentre uniquement sur le risque d'approvisionnement lié au pétrole de l'Ouest, alors que ce même risque existe aussi pour le brut étranger importé. La société a fait valoir que ce sont les risques relatifs qui importent et que les expéditeurs évalueraient probablement le risque d'approvisionnement avant d'opter pour les services de la canalisation 9B inversée. Elle a également souligné dans sa contre-preuve que les risques à long terme qui pourraient nuire à la capacité des producteurs de l'Ouest de générer la production future escomptée de pétrole – facteurs géologiques, contraintes environnementales et coût, fléchissement de la demande, faible prix du pétrole de l'Ouest (comme l'a mentionné Stratégies Énergétiques) – peuvent être isolés dans les scénarios de sensibilité portant sur des périodes de moins de 30 ans, lesquels associent également des retombées appréciables à l'inversion de la canalisation 9B.

Opinion de l'Office

L'Office juge que les prévisions de production pétrolière déposées en preuve (celles de l'ACPP pour le Canada et celles de la North Dakota Pipeline Authority pour la formation de Bakken aux États-Unis) fournissent une perspective raisonnable du potentiel de croissance des sources en question et démontrent, par conséquent, l'existence d'approvisionnements pour alimenter le projet. Ces prévisions reposent sur l'hypothèse que le prix net futur des approvisionnements sera assez élevé pour répondre aux attentes des producteurs de l'Ouest canadien et de la région de Bakken. L'Office prévoit que l'offre future de pétrole issu de l'Ouest canadien et de la région de Bakken sera suffisante pour alimenter les marchés traditionnels au Canada et aux États-Unis, en plus de répondre à la demande des raffineries du Québec. Il juge également que le projet rehausse la sécurité de l'approvisionnement énergétique du Canada en offrant aux raffineries du Québec l'accès à des sources de pétrole brut stables et fiables d'origine canadienne et américaine.

8.2 Marchés

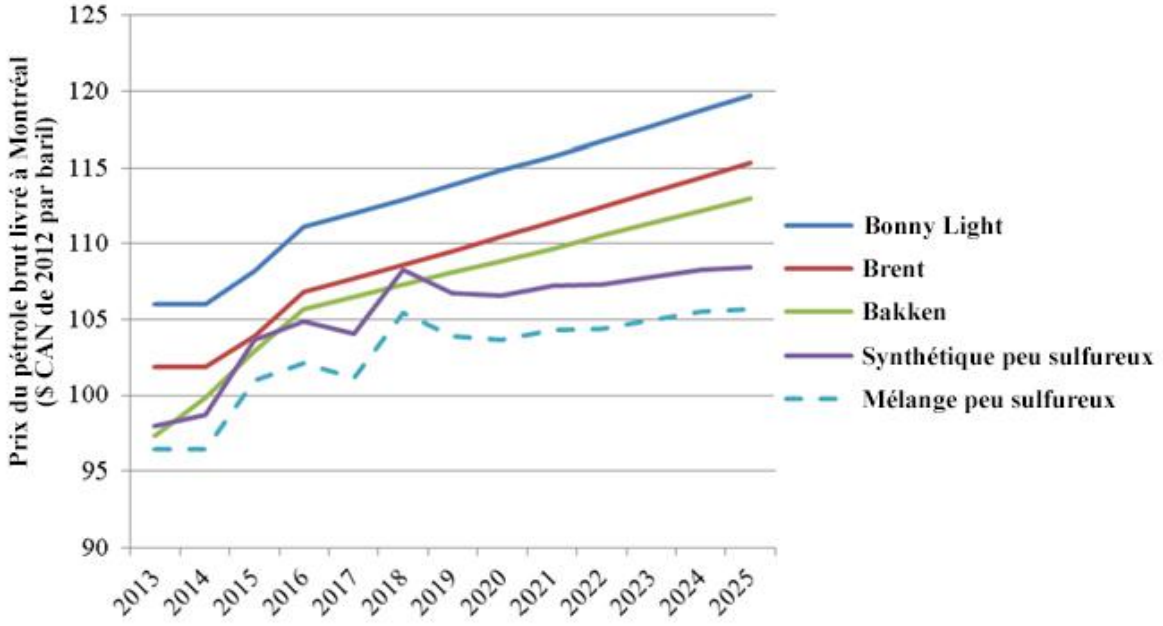
Opinion d'Enbridge

Enbridge a affirmé que l'inversion de la canalisation 9B permettrait aux raffineries du Québec d'avoir accès aux approvisionnements en brut croissants et moins chers de l'Ouest canadien et de la région de Bakken, aux États-Unis. En outre, le projet aiderait les raffineurs du Québec à s'affranchir de leur dépendance à l'égard de régions où la production est en baisse ou l'approvisionnement incertain.

L'étude de Demke, présentée par Enbridge, examine les économies de coûts éventuelles liées aux intrants de pétrole brut en comparant, d'une part, les prix prévus (selon Enbridge) des pétroles bruts importés et transportés par voie maritime (notamment le Brent et le brut nigérien) dont les raffineries du Québec s'alimentent actuellement et, d'autre part, les prix prévus des approvisionnements de l'Ouest canadien (mélange léger peu sulfureux (MSW); brut synthétique peu sulfureux) et de la formation de Bakken, aux États-Unis, qui leur seraient livrés grâce au projet (figure 8-3). Les prix sont exprimés en termes réels (dollars canadiens de 2012 par baril) et ajustés en fonction des coûts de transport jusqu'à la raffinerie. Les prévisions indiquent une hausse future des prix du pétrole, ce qui, selon Enbridge, reflète un resserrement de l'offre et de la demande des bruts en question, ainsi que les coûts de transport.

L'écart de prix, déterminé à l'entrée de la raffinerie de Montréal, entre le pétrole brut d'outre-mer (Brent) et le brut canadien (MSW) (et, par conséquent, l'économie de coûts escomptée pour les raffineries du Québec) est estimé à 5,47 $/b en 2013, puis varie entre 2,97 $/b en 2015 et 8,88 $/b en 2024. Pendant la période de 2025 à 2043, l'écart prévu est stable à 9,72 $/b. Les fluctuations de l'écart de prix entre 2013 et 2025 tiennent au démarrage présumé de divers nouveaux pipelines, tels que Keystone, Northern Gateway et d'autres oléoducs aux États-Unis, ainsi qu'à l'évolution de l'offre de pétrole brut et du taux de change canado-américain. L'étude de Demke fait des prévisions semblables concernant les prix du pétrole livré à Québec; ces prévisions indiquent des économies de coûts plus modestes, mais quand même appréciables. L'étude indique également que le brut lourd de l'Ouest canadien pourrait aussi être accessible aux raffineries du Québec à un prix moindre que celui de pétroles lourds comparables de sources étrangères (comme le Maya mexicain).

Figure 8-3 – Prix de pétroles bruts sélectionnés livrés à Montréal (étude de Demke)



L'étude de Demke présente une analyse de sensibilité qui inclut les principaux facteurs d'incertitude, dont les écarts de prix du pétrole, les coûts de transport et les économies des

raffineries, entre autres éléments. Les écarts de prix éventuels ont été modélisés en faisant augmenter et réduire les prévisions connexes de 50 %. La variation future des écarts de prix pourrait provenir d'une perspective différente pour les prix internationaux et nord-américains du pétrole ou une perspective différente pour les coûts de transport des différents types de pétrole jusqu'aux raffineries, ou les deux. Il ressort de l'analyse de sensibilité des prix que l'effet économique du projet demeure positif et robuste.

Enbridge envisage que l'ouverture d'autres marchés pour le pétrole de l'Ouest canadien et le volume futur des exportations de pétrole nord-américain auront peu d'effets dans le contexte du vaste marché mondial du pétrole brut et que, par conséquent, ces événements n'influeront pas sur les prix de référence Brent ou Bonny Light. Enbridge a indiqué, de plus, qu'aucun des expéditeurs utilisant la canalisation 9 n'a demandé que l'oléoduc ait une capacité de transport bidirectionnel.

Opinion des participants

Expéditeurs engagés

Suncor a indiqué qu'elle possède la seule raffinerie qui reste à Montréal et qu'elle a conclu une entente de service de transport (EST) de dix ans avec Enbridge afin d'expédier du pétrole brut par la canalisation 9 inversée. Elle a souligné que le projet lui offre la possibilité de remplacer avantageusement des approvisionnements en pétrole brut qui sont largement de sources étrangères par du pétrole brut venant de l'Ouest canadien ou de la région de Bakken afin d'alimenter sa raffinerie de Montréal.

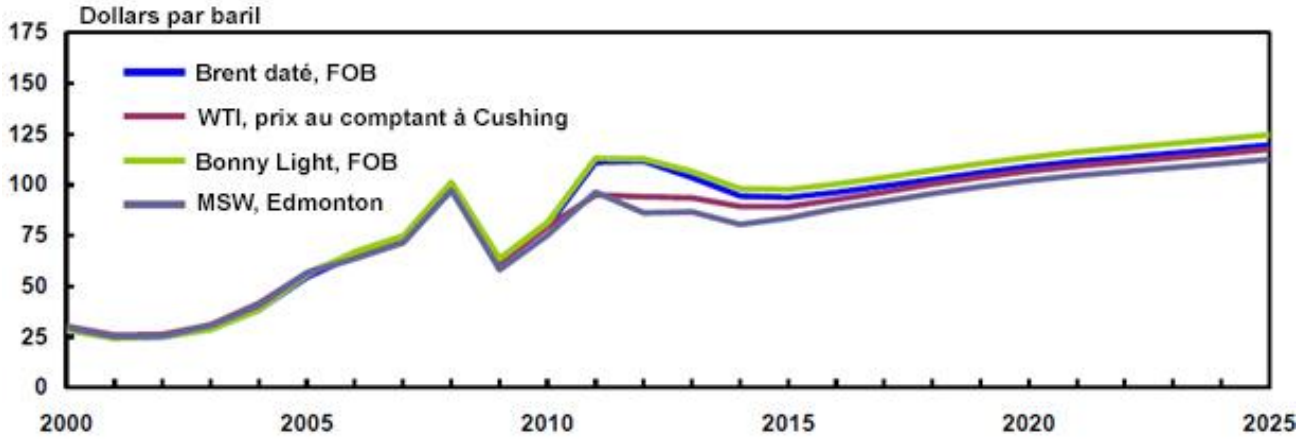
Suncor a indiqué que c'est sur les marchés du Québec et de l'Est du Canada que la concurrence est la plus intense dans le secteur canadien du raffinage. La concurrence est d'autant plus forte qu'elle s'exerce avec des raffineries de la côte Est américaine, du golfe du Mexique et de l'Europe. Les effets de cette concurrence se voient dans la rationalisation de la capacité de raffinage à Montréal, où l'installation de Suncor est maintenant la dernière de six raffineries montréalaises à être encore en exploitation, ainsi que dans la conversion récemment annoncée de la raffinerie de Dartmouth de L'Impériale en terminal pétrolier. Suncor a souligné que les raffineurs sur le marché des produits raffinés de l'Est du Canada ont besoin d'avoir un accès sécuritaire et fiable à différents approvisionnements en brut pour demeurer rentables et pour rivaliser avec d'autres raffineurs qui ont accès aux mêmes sources d'approvisionnement ou qui pourraient vraisemblablement y avoir accès à l'avenir. Elle a soutenu, de plus, qu'il est important pour l'industrie pétrochimique locale que sa raffinerie demeure une entreprise viable.

Valero (anciennement Ultramar Ltd.), filiale de Valero Energy Corporation, est propriétaire de la raffinerie Jean Gaulin à Lévis, près de Québec, et de plusieurs autres installations connexes, dont le terminal pétrolier de Montréal-Est. Elle a soutenu que le projet permettrait à sa raffinerie de Lévis de soutenir la concurrence des raffineurs du bassin de l'Atlantique, qui comptent sur des approvisionnements importés plus coûteux. Elle a indiqué que la raffinerie de Québec aurait du mal à demeurer concurrentielle si le projet n'était pas approuvé. Valero a mentionné, de plus, qu'elle a été témoin de la fermeture d'autres raffineries qui ont succombé aux pressions de la concurrence, comme celle de Shell à Montréal.

Valero a conclu une EST de dix ans avec Enbridge et elle s'est engagée à investir entre 110 et 200 millions de dollars dans la rénovation des installations de manutention du pétrole brut à son terminal de Montréal-Est et à la raffinerie de Lévis pour faciliter le déplacement de Montréal à Lévis du pétrole brut livré par le projet.

Le rapport d'IHS indique que les deux raffineries québécoises, situées à Montréal et à Lévis, subissent une concurrence intense de la part d'autres raffineries de l'Est de l'Amérique du Nord, spécialement celles de l'Ontario, du Canada atlantique et de la partie nord de la côte Est américaine. Depuis toujours, toutes ces raffineries comptent principalement sur des importations de brut léger peu sulfureux provenant de la mer du Nord et de pays membres de l'OPEP, ainsi que sur le pétrole brut de l'Est du Canada.

Figure 8-4 – Prévisions des prix du Brent et d'autres pétroles bruts (rapport d'IHS)

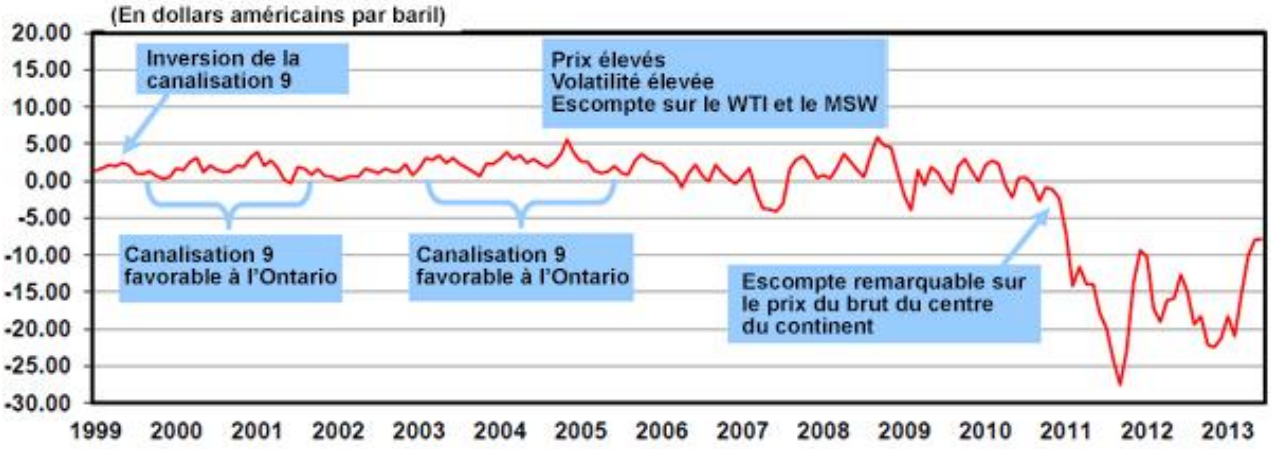


La figure 8-4 présente les prévisions du rapport d'IHS sur les prix du Brent et d'autres pétroles bruts nord-américains et importés. Les prévisions reflètent les perspectives du rapport d'IHS, à savoir la hausse du coût futur des approvisionnements en brut, et tient compte de l'incidence prévue du prix sur l'offre et la demande.

IHS indique dans son rapport que l'écart de prix entre le West Texas Intermediate (WTI) et le Brent témoigne des facteurs fondamentaux régionaux de l'offre et de la demande au carrefour d'échange du centre du continent américain (Cushing, en Oklahoma) et au carrefour de l'Atlantique. Les caractéristiques économiques des types de pétrole brut transportés par la canalisation 9 ont évolué en fonction de ces tendances fondamentales. Au moment de l'inversion de la canalisation 9 en 1999, il existait un incitatif prédominant pour transporter le brut du bassin de l'Atlantique (principalement du brut léger peu sulfureux de la mer du Nord, comme le brut Brent) vers le marché du raffinage de l'Ontario. Cet incitatif était de deux ordres : la chute de l'offre de brut léger classique de l'Ouest canadien et le volume excédentaire de brut de la mer du Nord, dont s'alimentaient les raffineries nord-américaines. Cet incitatif est apparent dans l'écart de prix positif WTI-Brent observé pendant la période de 1999-2005, comme l'indique la figure 8-5.

Les facteurs économiques associés au transport de bruts importés, par opposition au transport de bruts de l'Ouest canadien, vers les marchés régionaux continentaux du Canada ont varié suivant la tendance prédominante WTI-Brent. Selon les prix comparatifs, le transport de bruts de l'Ouest canadien vers l'Ontario a présenté un avantage financier (exprimé comme un écart de prix négatif WTI-Brent) pendant certaines périodes. À compter de la fin de 2005, il y a eu des périodes où les prix du brut du marché continental en Amérique du Nord (y compris le prix du WTI et des types de bruts dont les prix sont établis en fonction de celui-ci) ont été fortement escomptés par rapport au prix du Brent. Depuis la fin de 2010, la croissance de la production pétrolière tirée des réservoirs de schiste, surtout aux États-Unis, a fait augmenter l'escompte sur les prix du brut du marché continental. Il s'ensuit que, pendant un certain temps, le traitement en Ontario et au Québec du brut provenant de l'Ouest canadien a paru très avantageux (comme le montre le large écart de prix négatif WTI-Brent).

Figure 8-5 – WTI, Cushing – Brent, FOB (rapport d'IHS)



La demande de capacité pour le transport de pétrole brut vers des marchés à l'extérieur de l'Ouest canadien excède la capacité d'acheminement disponible. Le rapport d'IHS indique que la situation a de nombreuses causes (dont les retards accusés par les gros projets pipeliniers et des problèmes opérationnels), mais que la plus importante réside dans l'augmentation de l'offre de pétrole brut tiré des réservoirs de schiste étanches. Tous ces facteurs ont concouru à créer la situation actuelle d'un escompte extraordinaire des prix des pétroles bruts lourds et légers de l'Ouest canadien. IHS indique dans son rapport qu'elle prévoit que l'avantage prix offert par les bruts de l'Ouest canadien et de la région de Bakken aux États-Unis aura un effet modérateur sur l'escompte par rapport au prix du Brent et d'autres bruts semblables transportés par voie maritime dans les quelques prochaines années, à mesure que divers projets pipeliniers (Flanagan South et Northern Gateway d'Enbridge, Keystone XL et Énergie Est de TransCanada, et d'autres encore) entreront en service. Néanmoins, elle croit que l'incitatif pour les raffineries du Québec (en termes de prix plus avantageux du pétrole nord-américain par rapport à celui d'importations) de s'approvisionner en bruts de l'Ouest canadien grâce au projet subsistera à l'avenir.

Enfin, IHS a expliqué que la rentabilité du raffinage dépend d'une variété de facteurs, dont la valeur obtenue pour les produits élaborés par l'installation, le coût du pétrole brut et des autres charges d'alimentation, et les coûts d'exploitation et d'entretien de la raffinerie. Toutes choses

étant égales par ailleurs, la réduction des coûts associés aux charges d'alimentation constitue sans doute la meilleure solution pour accroître de façon appréciable la performance économique des raffineries, puisqu'ils représentent la majorité des coûts opérationnels du raffineur, et pour assurer la pérennité de l'entreprise. Ainsi, l'inversion de la canalisation 9 permettrait aux raffineries québécoises d'améliorer leur performance économique parce que celles-ci auraient accès à d'autres sources de pétrole brut, venant de l'Ouest canadien et de la région de Bakken, à un prix avantageux, comparativement aux choix dont elles disposent actuellement.

Stratégies Énergétiques

L'organisme Stratégies Énergétiques a mis en doute les hypothèses qu'Enbridge a avancées au sujet des prix du pétrole au cours des 30 prochaines années. Selon lui, il n'est pas raisonnable de supposer que l'écart de prix défavorable (négatif) entre le pétrole de l'Ouest (c.-à-d. le brut de l'Ouest canadien et de la région de Bakken, aux États-Unis) et les cours mondiaux du pétrole subsistera pendant 30 ans, ou même pendant une période aussi brève que de 2 à 4 ans.

L'organisme a relevé divers facteurs qui, à son avis, feraient hausser les prix du pétrole de l'Ouest et diminuer les prix mondiaux. Il a souligné que le manque de capacité pipelinière est ce qui explique la faiblesse des prix du pétrole de l'Ouest. C'est la raison pour laquelle les producteurs de l'Ouest soutiennent divers projets pipeliniers (notamment les projets Northern Gateway et South Flanagan d'Enbridge, le projet d'agrandissement du réseau Trans Mountain, le projet Keystone XL de TransCanada) comme autant de moyens d'avoir accès aux marchés mondiaux et de l'Amérique du Nord afin de résorber l'escompte de prix actuel du pétrole de l'Ouest. Il a affirmé que l'Amérique du Nord va devenir un exportateur net de pétrole grâce à la croissance continue de sa production pétrolière et qu'il en résultera une augmentation du prix du pétrole nord-américain et un recul des prix des autres sources mondiales. Il a souligné que des enquêtes sont effectuées actuellement pour savoir si le prix du Brent a été maintenu élevé artificiellement par des pratiques anticoncurrentielles pendant plusieurs années et que les mesures correctives attendues feraient baisser le prix du Brent.

L'organisme a expliqué que ces facteurs mèneraient à un équilibre entre les prix du pétrole de l'Ouest et du WTI et les prix mondiaux du pétrole (Brent, Bonny Light), à l'inverse des prévisions d'Enbridge selon lesquelles les producteurs de l'Ouest ne parviendront pas à obtenir des prix aussi élevés que sur le reste du marché mondial (le prix du WTI demeurant inférieur à celui du Brent et du Bonny) pendant les 30 prochaines années. Il a de plus critiqué les hypothèses sur le coût de transport du pétrole (par conduite et par voie maritime) qu'Enbridge a utilisées et, en particulier, le fait que le coût du transport maritime augmente plus que le taux d'inflation, tandis que le coût du transport par conduite demeure stable (en dollars canadiens de 2012) de 2016 à 2043. Il a en outre fait remarquer qu'étant donné que les cours mondiaux et les prix du pétrole de l'Ouest auraient tendance à s'équilibrer à long terme, et compte tenu de l'effet de l'instabilité des prix, il serait en fait possible que les prix mondiaux futurs soient parfois inférieurs et parfois supérieurs aux prix du pétrole de l'Ouest canadien.

Quoi qu'il en soit, selon Stratégies Énergétiques, le risque plus grand pour les marchés mondiaux du pétrole réside dans la possibilité d'une baisse future de la demande mondiale sous l'effet de

l'adoption, à l'échelle internationale, de mesures de réduction des émissions de carbone, éventualité qui ferait chuter les prix mondiaux futurs du pétrole.

Compte tenu de ses observations concernant les prix futurs mondiaux et ceux du pétrole de l'Ouest, l'organisme a recommandé que le sens d'écoulement de la canalisation 9B puisse être inversé en tout temps, pour maximiser les choix offerts aux raffineurs de l'Ontario et du Québec. Il a de plus prié l'Office d'imposer une condition d'approbation de la demande selon laquelle la canalisation 9B inversée ne pourrait transporter que du brut léger à faible teneur en souffre.

Unifor (auparavant le Syndicat canadien des communications, de l'énergie et du papier)

Dans sa preuve, Unifor s'est dit en faveur du projet parce qu'il rehausserait la sécurité énergétique du Canada et favoriserait la transformation à valeur ajoutée des richesses pétrolières du pays en fournissant un débouché intérieur pour le pétrole brut canadien, ce qui, à son avis, est préférable à l'exportation à l'état brut des ressources naturelles canadiennes. Unifor a fait remarquer que les raffineries de l'Est du Canada payent le pétrole étranger d'outre-mer beaucoup plus cher que ce qu'elles auraient à payer si les approvisionnements de l'Ouest canadien leur étaient accessibles. Unifor a soutenu que ce genre de pressions économiques et concurrentielles a conduit à la fermeture de raffineries par le passé, au détriment des consommateurs et des travailleurs.

Équiterre (coalition)

Équiterre a présenté le rapport Goodman qui conclut que les avantages éventuels du projet pour les raffineurs québécois (économie de coûts) et les producteurs de brut (accroissement des rentrées nettes) sont difficiles à prédire et qu'ils seront probablement largement inférieurs à ceux que suppose l'étude de Demke, et dont Enbridge fait état dans sa demande. Le rapport Goodman souligne, de plus, que les marchés du pétrole brut sont dynamiques et évoluent rapidement et qu'ils sont sujets à un haut degré d'instabilité. Pour ces raisons, il est difficile de prévoir comment les écarts de prix entre les pétroles bruts évolueront au fil du temps et, par conséquent, l'avantage coût que les bruts continentaux pourraient présenter, par opposition aux bruts étrangers d'outre-mer.

Fédération des Chambres de Commerce du Québec

La Fédération des Chambres de Commerce du Québec a manifesté son appui pour le projet, soulignant que l'inversion de la canalisation 9B permettrait aux raffineries d'avoir accès à du pétrole brut dont le prix est établi par référence au WTI, au lieu de dépendre de bruts plus coûteux dont le prix est fixé par rapport au Brent. Le changement rendrait les raffineries plus concurrentielles, ce qui aiderait à préserver l'industrie pétrochimique de Montréal-Est.

Ontario Petroleum Institute

L'Ontario Petroleum Institute a soutenu que les fluctuations récentes des prix du pétrole ont poussé l'industrie pétrolière ontarienne à chercher des solutions concurrentielles afin d'obtenir le

meilleur prix possible. L'inversion de la canalisation 9B ouvrirait aux producteurs de l'Ontario un plus grand choix de débouchés concurrentiels pour écouler leur production actuelle et future.

Alberta Federation of Labour

La Alberta Federation of Labour s'est dite en faveur du projet parce qu'il abaisserait le prix des charges d'alimentation dans les raffineries du Québec, ce qui représente selon elle un important avantage sur le plan de l'intérêt public. Elle a argué, de plus, que créer une conjoncture économique favorable à la production de ressources à valeur ajoutée devrait constituer un objectif d'intérêt public. Elle a souligné, enfin, que le fait de payer plus cher pour les charges d'alimentation peut avoir des conséquences de grande portée sur l'économie canadienne, notamment la fermeture d'usines et la perte d'emplois.

Progressive Contractors Association of Canada

La Progressive Contractors Association of Canada est favorable au projet parce que, à son avis, il ouvrira plus de débouchés pour le pétrole canadien. Elle a soutenu que le refus du projet limiterait l'accès au marché du pétrole de source canadienne et freinerait la croissance future de l'industrie canadienne du pétrole et du gaz naturel.

Manufacturiers et Exportateurs du Québec

L'association Manufacturiers et Exportateurs du Québec a affirmé que le projet procurerait un avantage coût considérable aux raffineries québécoises puisque le pétrole canadien (MSW) et le pétrole de la région de Bakken, aux États-Unis, se vendent à un prix plus concurrentiel que le Brent; l'avantage prix par rapport au Brent est encore plus notable dans le cas du Western Canadian Select. L'association a expliqué que la diversification des sources de pétrole brut accroîtra la stabilité et la compétitivité des raffineries du Québec.

Réplique d'Enbridge

Enbridge a présenté la réplique de Demke en réponse aux observations formulées. Dans la réplique, Demke souligne que les hypothèses concernant l'effet négligeable des exportations de pétrole nord-américaines dans le contexte des prix du marché mondial et l'omission d'inclure le projet pipelinier Énergie Est de TransCanada et le projet d'agrandissement du réseau Trans Mountain, exploité par Kinder Morgan Canada, dans les prévisions relatives aux prix des pétroles bruts nord-américains (pétrole de l'Ouest canadien et de la région de Bakken) et d'outre-mer, ne constituent pas un biais dans son analyse économique, comme l'a allégué l'organisme Stratégies Énergétiques. Demke a soutenu que toutes les hypothèses et tous les principaux facteurs pris en compte dans son étude étaient clairement définis et qu'il n'y avait eu aucune distorsion des chiffres pour présenter le projet d'inversion de la canalisation 9B sous un jour plus favorable, comme l'a invoqué l'organisme. Pour ce qui concerne les commentaires de ce dernier à propos de l'effet que l'achèvement des projets Keystone XL (2015) et Northern Gateway (2018) aurait sur les prix du pétrole de l'Ouest, Demke a indiqué dans sa réplique qu'au lieu d'effectuer une analyse prévisionnelle des prix à partir de scénarios qui tantôt incluent, tantôt excluent ces deux

pipelines et tiennent compte de tous les facteurs pertinents, Stratégies Énergétiques s'est contenté de tirer des déductions de graphiques et de tableaux de son propre cru.

Dans sa réplique, Demke a aussi indiqué que la revue de la littérature faite par l'organisme concernant les prévisions de prix n'était pas particulièrement utile, car elle relève les écarts de prix pour différents bruts de référence sans égard aux différences de qualité, au coût du transport, à la croissance de la production pétrolière et à l'infrastructure logistique. Demke souligne également dans sa réplique que Stratégies Énergétiques ne reconnaît pas l'importance des coûts de transport. Toujours en réplique, Demke a expliqué son hypothèse selon laquelle les coûts du transport maritime (par pétrolier) augmenteraient de pair avec les prix réels du carburant marin – ce qui concorde avec l'augmentation prévue des prix futurs réels du pétrole – alors que le coût du transport par conduite demeurerait constant puisque les pompes du pipeline fonctionnent à l'électricité.

Demke a aussi souligné dans sa réplique que, même à long terme, les prix nord-américains ne seraient pas « équivalents » aux prix internationaux du pétrole, comme Stratégies Énergétiques l'a laissé entendre dans sa revue de la littérature, à cause des différences sur le plan de la qualité et du transport qui existent entre les divers marchés pétroliers et dont il faut tenir compte. Demke a ajouté que les prix du pétrole auraient tendance à s'équilibrer sur un marché concurrentiel fonctionnel qui reflète les coûts de transport jusqu'à un « carrefour » où des pétroles de qualité semblable et de sources diverses sont concurrentiels les uns par rapport aux autres. Cet état d'équilibre, dans le cas des approvisionnements nord-américains, suppose de plus gros écarts de prix qu'il n'y en a eu par le passé puisque les approvisionnements en pétrole de l'Ouest canadien doivent parvenir à des marchés plus distants.

Dans sa réplique, Demke a souligné que ce qui est particulièrement pertinent dans l'analyse du projet n'est pas le niveau absolu des prix, mais l'écart de prix entre le brut nord-américain (provenant du Canada et de la région de Bakken) et le brut importé. Demke laisse entendre que Stratégies Énergétiques confond niveaux de prix généraux et importance des écarts de prix.

Demke souligne dans sa réplique que l'analyse faite dans le rapport Goodman au sujet de l'amenuisement des économies de coûts prévues des raffineries sous l'effet de l'incertitude des prix, analyse qui conclut que les économies attendues sont vraisemblablement exagérées, ne tient pas compte du fait que l'incertitude des prix pourrait tout aussi bien engendrer de plus fortes économies de coûts pour les raffineries que celles qui sont prévues par rapport au scénario de référence. Par ailleurs, le rapport Goodman n'allègue pas que l'analyse effectuée par Demke a utilisé des écarts de prix du pétrole à la limite supérieure de la zone d'incertitude. En réplique, Demke a fourni un ensemble de scénarios de sensibilité afin d'évaluer l'effet de différentes hypothèses dans son analyse des économies de coûts des raffineries, y compris l'évolution des prix du pétrole et l'existence d'autres projets pipeliniers non définis, qui seraient susceptibles d'atténuer les écarts de prix futurs. Tous les scénarios laissaient entrevoir des économies pour les raffineries. Dans sa réplique, Demke a aussi indiqué que, selon toute apparence, les expéditeurs éventuels de la canalisation 9B inversée s'attendent également à ce qu'il y ait des économies de coûts, comme en témoigne leur volonté de conclure des EST de dix ans avec Enbridge.

Opinion de l'Office

L'Office a analysé les prévisions relatives au prix du pétrole qu'Enbridge a produites à l'appui de sa demande, ainsi que les prévisions de prix formulées dans le rapport d'IHS. Il constate que l'évolution future de l'écart de prix entre le Brent et le WTI est un élément important dans la justification économique du projet, vu que le prix du brut de l'Ouest canadien et du pétrole de la région de Bakken, aux États-Unis, est lié à celui du WTI. L'Office a également tenu compte des commentaires d'Équiterre et de Stratégies Énergétiques à propos de la crédibilité des prévisions et de la possibilité que l'évolution future des prix du pétrole diverge de ce qu'Enbridge et le rapport d'IHS ont annoncé. L'Office est bien conscient de la complexité intrinsèque du marché mondial du pétrole ainsi que de la variabilité et de l'incertitude des prix (en raison des facteurs géologiques, géopolitiques, environnementaux et économiques), lesquelles rendent toute prévision des prix du pétrole fort difficile. Néanmoins, ayant tenu compte des prémisses et des facteurs associés aux deux scénarios de prix futurs présentés par Enbridge et les expéditeurs engagés (Valero et Suncor), l'Office trouve raisonnables les hypothèses relatives aux marchés et aux coûts de transport qui sous-tendent les scénarios concernant les prix futurs du pétrole pour les raffineries québécoises qu'Enbridge et le rapport d'IHS ont dépeints.

La perspective d'une conjoncture de marché propice est un facteur favorable pour un projet pipelinier, mais le fait que des expéditeurs aient contracté des engagements fermes à l'appui du projet pour sa durée utile prévue revêt beaucoup plus d'importance. L'Office souligne qu'aux termes de contrats d'expédition ferme (où l'expéditeur paie pour le service de transport, qu'il y ait recours ou non) tels que ceux que les expéditeurs d'Enbridge ont conclus à l'égard de l'éventuelle canalisation 9B inversée, le risque de marché associé au projet (exprimé comme étant la possibilité que l'évolution future des prix ferait en sorte qu'il ne soit pas rentable d'acheminer le pétrole brut de l'Ouest aux raffineries du Québec) est assumé par les expéditeurs, plutôt que par la pipelinière. Par conséquent, l'existence de tels contrats ratifiés par des parties commerciales avisées confère un degré élevé de confiance que la canalisation inversée sera utile et utilisée à un niveau raisonnable pendant sa durée utile prévue.

L'Office tient également compte des arguments de Valero, de Suncor, de l'association Manufacturiers et Exportateurs du Québec, de la Alberta Federation of Labour, d'Unifor, de la Fédération des Chambres de Commerce du Québec et d'autres intervenants faisant valoir que la réalisation du projet aiderait les raffineries du Québec à raffermir leur capacité concurrentielle tout en favorisant leur survie à long terme sur un marché de forte concurrence. L'Office est d'avis que le projet améliorera probablement la position concurrentielle et la survie à long terme des raffineries de Montréal et de Lévis, y compris celles des industries qui y sont associées.

L'Office remarque qu'aucun expéditeur n'a demandé que la canalisation 9B inversée fournisse un service bidirectionnel. Il constate, de plus, que les arguments en faveur de l'imposition de restrictions quant aux types de pétrole brut transportés par la canalisation sont contraires au principe de libre marché suivant lequel les parties choisissent librement les produits qui conviennent le mieux à leurs besoins. Par conséquent, sous réserve

d'autres facteurs, tels que la sécurité pipelinière (traitée au chapitre 4), l'Office n'appuie pas la recommandation d'imposer des conditions concernant le type de produits transportés ou la nature des services demandés au projet, outre celles dont Enbridge et ses expéditeurs ont librement convenu.

8.3 Solutions de rechange

Opinion d'Enbridge

Enbridge a souligné que le projet représente le moyen le plus économique et le plus efficace de répondre à la demande de ses clients puisqu'il s'agit d'inverser le sens d'écoulement d'une canalisation existante, qui lui appartient, à l'intérieur d'une emprise établie. La société a mentionné que la canalisation 9B a été sous-utilisée jusqu'ici parce que le débit moyen de la canalisation 9 au cours des trois dernières années (2009-2011) a été de 64 000 b/j. Elle a expliqué qu'avec l'inversion de la canalisation 9A, la canalisation 9B restera inactive si elle n'est pas inversée.

L'alternative étant l'inactivité de la canalisation 9B si le projet n'est pas approuvé, Enbridge n'a pas examiné d'autres solutions de rechange au projet. En réponse à une demande de renseignement de l'Office, la société a présenté une analyse sur la faisabilité d'employer d'autres moyens – trains, barges, pétroliers, camions-citernes ou d'autres oléoducs, seuls ou en combinaison – pour acheminer le pétrole brut de l'Ouest canadien ou d'origine américaine aux raffineries de la région de Québec. Enbridge a conclu dans tous les cas que ces autres options de transport étaient réalisables à divers degrés, mais qu'aucune n'était pratique en termes de rentabilité et d'efficience. Enbridge a souligné, de plus, qu'aucun autre oléoduc ne pourrait desservir les raffineries du Québec avant la date prévue de mise en service du projet, au quatrième trimestre de 2014.

Opinion des participants

Expéditeurs engagés

Valero a affirmé que l'expédition via la canalisation 9 d'Enbridge lui fournit un avantage économique par rapport à d'autres formes de transport. Suncor a indiqué, pour sa part, que le projet rendrait utile un bien qui pourrait devenir inactif autrement.

Le rapport d'IHS, présenté par Valero et Suncor, renferme une évaluation de ce que seraient les perspectives d'approvisionnement en pétrole brut des raffineries du Québec, si le projet n'allait pas de l'avant. Le rapport souligne que la viabilité économique des solutions de remplacement dépend de la source du brut, de son prix au point d'origine, des hypothèses de transport, du coût de livraison à la raffinerie, des contraintes particulières liées à la transformation du brut en question et, éventuellement, d'autres facteurs tels que les liens de participation (propriété).

Le rapport d'IHS indique que les raffineries du Québec ont été aménagées de manière unique afin qu'elles puissent traiter des approvisionnements en brut livrés par conduite, par rail ou par pétrolier. Les options relatives à l'approvisionnement comprendraient le transport par conduite