

**Projet d'inversion de la canalisation 9B de Pipelines Enbridge Inc. (« Enbridge »)  
et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9 (le « projet »)**

**Demande présentée aux termes de l'article 58 et de la partie IV (la « Demande »)  
de la Loi sur l'Office national de l'énergie  
OH-002-2013  
Dossier OF-Fac-Oil-E101-2012-10 02**

**Réponse d'Enbridge à la demande de renseignement n° 2 de Stratégies Énergétiques**

**PROLOGUE :**

Le préambule ou les prémisses de plusieurs demandes de renseignements comportent des affirmations qui peuvent ne pas être conformes aux faits. Sauf mention expresse contraire, Enbridge ne reconnaît l'exactitude d'aucun des prémisses et préambules ni d'aucune partie de ceux-ci. De même, Enbridge ne reconnaît la pertinence d'aucune demande à laquelle elle a fourni une réponse.

- 2.1 Source :** ENBRIDGE, Dossier de l'Office national de l'énergie n° OF-Fac-Oil-E101-2012-10 01 et Ordonnance d'audience OH-002-2013, Document B1-2 (A3D711), Line 9B Reversal and Line 9 Capacity Expansion Project Application, page 24, lignes 2 à 4 :

*Le Projet a été **lancé pour répondre aux demandes** des raffineries de l'Est du Canada d'avoir accès l'approvisionnement croissant et moins coûteux de la production de pétrole brut provenant de l'Ouest canadien et de la formation de Bakken, aux États-Unis.*

*[Souligné en caractère gras par nous]*

**Demande :** a) Dans la question SÉ-1-1 (a) de notre demande de renseignement n° 1, nous vous avons demandé d'identifier les raffineurs qui vous avaient transmis ces « *requêtes* » qui étaient **antérieures** à l'initiation du processus. Or, dans votre réponse 1-1 (a) au document A3I6T3 du 25 juin 2013, vous avez mentionné que Suncor et Ultramar avaient signé des TSA **postérieurement** à l'initiation du projet (lors de l'« *open season* » d'Enbridge), mais vous n'avez pas indiqué quels étaient les raffineurs qui vous avaient transmis des « *requêtes* » qui **antérieures** à l'initiation du processus. Veuillez donc indiquer quels étaient les raffineurs qui vous avaient transmis des « *requêtes* » qui **antérieures** à l'initiation du processus.

**Réponse :** a) La présente question était incluse dans la motion déposée par Stratégies Énergétiques le 9 juillet 2013. Prière de se reporter à la discussion portant sur la DR 1.1.a de Stratégies Énergétiques dans la réponse d'Enbridge à la motion datée du 12 juillet 2013.

- 2.2 Source :** i) **ENBRIDGE**, Dossier de l'Office national de l'énergie n° OF-Fac-Oil-E101-2012-10 01 et Ordonnance d'audience OH-002-2013, Réponse à la demande de renseignements n° 1 de *Stratégies Énergétiques (S.É.)* (A3I6T3) du 25 juin 2013, page 3, réponse 1-1(a) :

*Comme il est énoncé à la section 12.3 (page 51) de la demande, **compte tenu des engagements obtenus dans les ententes de service de transport**, il est prévu que la canalisation 9B inversée sera utilisée pour desservir les deux raffineries situées de la province de Québec et exploitées par Produits Suncor Énergie, s.e.n.c. et Ultramar ltée. En ce qui concerne la demande de fournir tous les renseignements reçus des raffineries, prière de se reporter à la réponse de la DR 1.1b de *Stratégies Énergétiques*.*

*[Souligné en caractère gras par nous]*

- ii) **ENBRIDGE**, Dossier de l'Office national de l'énergie n° OF-Fac-Oil-E101-2012-10 01 et d'Ordonnance d'audience OH-002-2013, Réponse à la demande de renseignements n° 1 de *Stratégies Énergétiques (S.É.)* (A3I6T3) du 25 juin 2013, page 5, réponse 1-2(c) :

*c) [...] Prière de se reporter à la pièce jointe 1 à la DR 1.1 de l'ONÉ pour une entente de service de transport pro forma.*

- iii) **OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE (ONE)**, Dossiers 1762-T4-10 et 1762-T4-11 (Ordonnance d'audience RH-1-86 version modifiée - Trans Mountain Pipe Line Company Ltd.), Motifs de décision, Septembre 1986, [https://www.neb-one.gc.ca/fr/livelink.exe/fetch/2000/72400/74666/75691/75848/75859/1986-09-01\\_Reasons\\_for\\_Decision\\_RH-1-86.pdf?nodeid=75860&vernum=0&redirect=3](https://www.neb-one.gc.ca/fr/livelink.exe/fetch/2000/72400/74666/75691/75848/75859/1986-09-01_Reasons_for_Decision_RH-1-86.pdf?nodeid=75860&vernum=0&redirect=3), pages 24-25 :

*Au cours de l'instance, il a été présenté des preuves que **le transport du pétrole brut lourd nécessite une capacité pipelinière plus grande qu'un volume équivalent de pétrole brut léger ou de produits pétroliers raffinés.** [...] **L'Office** reconnaît comme préoccupation majeure le remplacement éventuel de volumes de pétrole brut léger qui pourrait accompagner les expéditions de pétrole brut lourd sur le réseau de Trans Mountain. [...] En outre, il **juge bien fondé l'argument** que, lorsque des expéditions de pétrole brut lourd remplacent un volume plus important de brut léger par suite des effets de la*

*réduction de capacité, des redevances supplémentaires aux droits qui reflètent les coûts accrus d'exploitation du réseau et les effets du remplacement des recettes de brut léger constituent un signal plus approprié aux expéditeurs de brut lourd en ce qui concerne les coûts de transport en jeu.*

*[Souligné en caractère gras par nous]*

- Demande :**
- a) Le TSA *pro forma* fait référence à des réservations possibles de **pétrole brut léger, de pétrole brut moyen et de pétrole brut lourd**. Il indique que la définition de ces trois grades est celle contenue au tarif d'*Enbridge*. Or cette définition n'est pas fournie. Veuillez fournir la **définition** exacte de ces trois grades de pétrole, en référant à leur densité (*gravity*) et en indiquant la référence à tout tarif ou tout document de l'ONE qui contient les définitions auxquelles vous vous référez.
  - b) Votre tarif proposé en annexe 10 de votre preuve principale (B1-23, A3D7K2) concerne-t-il les trois grades de pétrole ou seulement une partie de ces trois grades? Est-ce que ce tarif sera, selon votre proposition, le seul tarif applicable à tout transport sur les conduites 9A et 9B ou est-ce qu'un ou plusieurs autres tarifs existeront aussi en parallèle (si oui, veuillez les spécifier et les déposer avec référence exacte, et indiquer pourquoi plusieurs tarifs coexisteront sur la même conduite).
  - c) Selon la référence iii, la capacité requise sur l'oléoduc varie selon qu'il transporte du pétrole brut léger, du pétrole brut moyen ou du pétrole brut lourd. L'accroissement de capacité que vous demandez au présent dossier (300 000 barils par jour) correspond-il à un volume de pétrole brut léger, de pétrole brut moyen ou de pétrole brut lourd? Veuillez indiquer à quel volume cette capacité correspondrait respectivement en pétrole brut léger, en pétrole brut moyen ou en pétrole brut lourd.
  - d) Selon la référence iii, la capacité requise sur l'oléoduc varie selon qu'il transporte du pétrole brut léger, du pétrole brut moyen ou du pétrole brut lourd. Or, le TSA *pro forma* fait référence à des réservations possibles de pétrole brut léger, de pétrole brut moyen ou de pétrole brut lourd. Veuillez indiquer quel est **le total** de la capacité réservée par les trois TSA en tenant compte des ajustements requis par le fait qu'il y aurait trois grades de pétrole possibles.
  - e) Afin d'éviter la **contamination** entre les trois grades de pétrole, chaque réservation de grade distinct requiert-elle de prévoir un volume supplémentaire pour séparer les pétroles de grades distincts (à savoir du pétrole qui serait inutilisé, car contaminé par le mélange plusieurs grades, ou de l'azote ou tout autre gaz ou liquide)? Si oui, veuillez spécifier quel est ce volume intermédiaire supplémentaire requis de gaz ou de liquide, en formulant votre réponse d'une manière qui permette de comprendre à quelle capacité réelle d'usage de pipeline

correspondent les demandes de volumes totales livrées aux raffineurs. Afin que l'on puisse bien comprendre votre réponse, veuillez expliquer comment se gère le transport de plusieurs grades différents de pétrole dans un même pipeline, notamment afin d'éviter la contamination.

- f) Pourquoi avez-vous obligé les raffineurs à réserver pour 10 ans (plutôt qu'une période plus courte)?
- g) Des raffineurs vous ont-ils exprimé le souhait de pouvoir réserver pour une période plus courte que dix ans? Si oui, quelle a été votre réaction? Pourquoi avez-vous refusé une période de réservation plus courte que dix ans?
- h) Veuillez déposer l'échange de communications sur le sujet décrit en (g).
- i) Des clients potentiels vous ont-ils exprimé le souhait de pouvoir utiliser la capacité non réservée de votre canalisation 9B après qu'elle sera inversée? Si oui, quelle a été votre réaction?
- j) Veuillez déposer l'échange de communications sur le sujet décrit en (i).
- k) Des clients potentiels vous ont-ils exprimé le souhait de pouvoir utiliser la capacité non réservée de votre canalisation 9B dans le sens est-ouest, par exemple en maintenant bidirectionnelle la canalisation 9B (tel que cela avait été prévu lors du certificat initial de 1975 et lors de la première inversion de 1997)? Si oui, quelle a été votre réaction?
- l) Veuillez déposer l'échange de communications sur le sujet décrit en (k).
- m) La canalisation 9B pourrait-elle être opérée de façon bidirectionnelle la canalisation 9B (tel que cela avait été prévu lors du certificat initial de 1975 et lors de la première inversion de 1997)?
- n) Pourquoi, au présent dossier, avez-vous demandé à l'*Office* un accroissement de capacité inférieur au total des réservations contractées par les trois raffineurs signataires des TSA (et qui serait encore plus inférieur si l'on tient compte de votre obligation, comme transporteur public, de maintenir une capacité non réservée)?
- o) Afin de nous permettre de bien comprendre vos réponses aux sous-questions précédentes, veuillez spécifier la durée du transport de Sarnia à North Westover et de North Westover à Montréal a) d'un volume de pétrole léger, b) d'un volume de pétrole moyen, c) d'un volume de pétrole lourd.

**Réponse :** a) Les définitions suivantes sont tirées du Tarif d'Enbridge, document NEB n° 334. On peut consulter le Tarif (en anglais) sur le site Web d'Enbridge ([www.enbridge.com](http://www.enbridge.com)).

**PÉTROLE BRUT LÉGER (LÉGER)** – Un produit dont la densité se situe entre  $800 \text{ kg/m}^3$  et  $875 \text{ kg/m}^3$  et la viscosité, entre  $2 \text{ mm}^2/\text{s}$  et  $19 \text{ mm}^2/\text{s}$  sera classé comme du pétrole brut léger.

**PÉTROLE BRUT MOYEN (MOYEN)** – Un produit dont la densité se situe entre  $876 \text{ kg/m}^3$  et  $903 \text{ kg/m}^3$  et la viscosité, entre  $20 \text{ mm}^2/\text{s}$  et  $99 \text{ mm}^2/\text{s}$  sera classé comme du pétrole brut moyen.

**PÉTROLE BRUT LOURD (LOURD)** – Un produit dont la densité se situe entre  $904 \text{ kg/m}^3$  et  $940 \text{ kg/m}^3$  et la viscosité, entre  $100 \text{ mm}^2/\text{s}$  et  $350 \text{ mm}^2/\text{s}$  sera classé comme du pétrole brut lourd.

- b) Le tarif des règles et règlements de la canalisation 9 inclus à l'Annexe 10 de la Demande (le « Tarif révisé) régit les mouvements du pétrole brut léger, moyen et lourd pour la canalisation 9. Si l'ONÉ devait approuver le Projet, le Tarif révisé des règles et règlements serait le seul applicable au mouvement du pétrole brut pour la canalisation 9. Un droit tarifaire pour la canalisation 9 conforme à l'article 6 de l'entente de service de transport sera déposé avant l'exploitation du pipeline en sens inverse.
- c) Prière de se reporter à la DR 2.7.c. d'Équiterre.
- d) Enbridge refuse de divulguer la capacité totale réservée aux expéditeurs de volumes souscrits, car ce renseignement est soumis à des ententes de confidentialité avec les expéditeurs qui se sont engagés à l'égard du Projet.

Dans des conditions normales d'exploitation, Enbridge s'est engagé à réserver 25 000 bpj pour le transport commun; c'est pourquoi la capacité totale réservée aux expéditeurs de volumes souscrits est de 275 000 bpj.

La quantité respective de pétrole brut léger, moyen et lourd transporté sur la canalisation 9 dépendra grandement de la configuration du raffinage, de la dynamique de fixation des prix et du caractère saisonnier.

- e) La canalisation fonctionnera à un débit qui occasionnera une quantité minimale de mélange de grades à l'interface entre les lots, ce qui est typique d'une exploitation pipelinère où les lots sont séparés à la livraison en déterminant le changement de grade selon le changement de la densité et de la viscosité médianes. Il s'agit d'une pratique opérationnelle acceptée dans l'industrie pour le transport de lots de plusieurs grades. Il n'y aura aucun produit tampon entre les lots, de sorte que le volume entier (capacité) sera livré aux raffineries.
- f) En règle générale, un contrat de pipeline de cette ampleur est créé pour

une période de dix ans. Le contrat de dix ans a été mutuellement accepté par Enbridge et les expéditeurs respectifs.

- g) Les facteurs économiques de la plupart des projets de pipeline sont tels que plus le contrat est court, plus le droit est élevé et plus le contrat est long, plus le droit est bas. Dans cette optique, la durée de 10 ans du contrat et les droits correspondants étaient acceptables pour Enbridge et les expéditeurs.
- h) Enbridge s'oppose au dépôt des communications qu'elle a eues avec les expéditeurs dans le contexte des négociations commerciales, car ce sont des renseignements commercialement sensibles qu'Enbridge a toujours traités comme étant de nature confidentielle. De plus, les communications entre les expéditeurs potentiels et Enbridge avant, pendant et après l'appel de soumissions du Projet sont tenues secrètes par Enbridge en vertu des ententes de confidentialité en vigueur entre Enbridge et tous les expéditeurs potentiels.
- i) Il existe de l'intérêt quant à l'utilisation de la capacité non souscrite de la canalisation 9B. Enbridge se réjouira si la capacité non souscrite de la canalisation 9B est utilisée.
- j) Prière de se reporter à la réponse 2.2.h. de Stratégies Énergétiques.
- k) Aucun expéditeur potentiel n'a exprimé d'intérêt à l'égard d'un service de l'est vers l'ouest ou bidirectionnel sur la canalisation 9. En ce moment, la canalisation 9 transporte du pétrole brut dans un seul sens. Les pipelines transportant du pétrole dans les deux directions sont relativement rares comparativement à ceux qui le transportent dans une seule direction, en particulier les pipelines aussi longs que la canalisation 9. La configuration du Projet est conçue de façon à ce que le débit soit unidirectionnel de l'ouest vers l'est; par conséquent, il serait difficile d'offrir la capacité non souscrite pour le transport de pétrole brut de l'est vers l'ouest.
- l) Aucun expéditeur potentiel n'a exprimé d'intérêt envers un service de l'est vers l'ouest sur la canalisation 9.
- m) Non, la canalisation conviendra uniquement à un débit unidirectionnel (de Sarnia à Montréal) quand le projet sera terminé.
- n) La capacité du Projet repose sur :
  - la quantité de volumes souscrits pendant la période d'appel de soumissions;
  - la capacité réservée aux expéditeurs de volumes non souscrits.
- o) Au débit maximal, la durée de transport serait d'environ 76 heures entre Sarnia et North Westover.

Pour le tronçon de la canalisation entre North Westover et Montréal la durée du transport estimative serait de 468 heures.

- 2.3 Source :** i) **ENBRIDGE**, Dossier de l'Office national de l'énergie n° OF-Fac-Oil-E101-2012-10 01 et Ordonnance d'audience OH-002-2013, Réponse à la demande de renseignements n° 1 de *Stratégies Énergétiques (S.É.)* (A3I6T3) du 25 juin 2013, page 3, réponse 1-1(a) :

*Comme il est énoncé à la section 12.3 (page 51) de la demande, **compte tenu des engagements obtenus dans les ententes de service de transport**, il est prévu que la canalisation 9B inversée sera utilisée pour desservir les deux raffineries situées de la province de Québec et exploitées par Produits Suncor Énergie, s.e.n.c. et Ultramar ltée. En ce qui concerne la demande de fournir tous les renseignements reçus des raffineries, prière de se reporter à la réponse de la DR 1.1b de *Stratégies Énergétiques*.*

*[Souligné en caractère gras par nous]*

- ii) **ENBRIDGE**, Dossier de l'Office national de l'énergie n° OF-Fac-Oil-E101-2012-10 01 et d'Ordonnance d'audience OH-002-2013, Réponse à la demande de renseignements n° 1 de *Stratégies Énergétiques (S.É.)* (A3I6T3) du 25 juin 2013, page 5, réponse 1-2(c) :

*c) [...] Prière de se reporter à la pièce jointe 1 à la DR 1.1 de l'ONÉ pour une entente de service de transport pro forma.*

- iii) **ENBRIDGE**, Dossier de l'Office national de l'énergie n° OF-Fac-Oil-E101-2012-10 01 et Ordonnance d'audience OH-002-2013, Analyse des impacts économiques, déposée en réponse à la question 1-4a de *Stratégies Énergétiques (S.É.)* (rapport A3I6T6), page 16 :

*Enfin, la conversion au pétrole brut de l'Ouest canadien n'exige aucune mise à niveau des raffineries. **On suppose** que les raffineries n'auront pas à effectuer d'améliorations aux immobilisations liées au traitement du pétrole brut nord-américain puisqu'il sera de qualité semblable au pétrole importé actuellement raffiné.*

*[Souligné en caractère gras par nous]*

- Demande:** a) Afin que nous puissions valider l'hypothèse à la référence (iii) sur laquelle vous fondez votre analyse des impacts économiques, veuillez indiquer, pour chacun des trois TSA, quelle est la réservation indiquée par les raffineurs pour du pétrole brut léger, de pétrole brut moyen et de pétrole brut lourd, et pour quelles quantités et quelles années.
- b) Quels sont les coûts de raffinage que vous avez utilisé aux fins de



votre analyse (à Montréal et à Québec pour les 30 années de l'analyse)?

- Réponse :**
- a) Enbridge s'oppose au dépôt des renseignements demandés du fait qu'il s'agit de renseignements commercialement sensibles qu'Enbridge a toujours traités comme étant de nature confidentielle.
  - b) Prière de se reporter à la réponse de la DR 1.1.dR de Stratégies Énergétiques.

**2.4 Source :** ENBRIDGE, Dossier de l'Office national de l'énergie n° OF-Fac-Oil-E101-2012- 10 01 et Ordonnance d'audience OH-002-2013, Analyse des impacts économiques, déposée en réponse à la question 1-4a de *Stratégies Énergétiques (S.É.)* (rapport A3I6T6), page 15 et tables 17 et 18 en appendice.

**Préambule :** Dans le rapport A3I6T6 d'*Enbridge*, le graphique de la page 15 et les tables 17 et 18 en appendice ne permettent pas de distinguer, pour chacune des 5 sources de pétrole brut identifiées, **quelle est la part du coût qui est relative à la fourniture et quel est le coût prévu de transport jusqu'à Montréal et jusqu'à Québec.** En effet, *Enbridge* affirme simultanément que le coût indiqué est celui du « *pétrole brut livré à Montréal* » mais que ce prix est « *ajusté pour les coûts de transport jusqu'à la rampe de la raffinerie de Montréal* » (rapport, page 15) et que le prix de Québec de la table 18 inclut le transport Montréal-Québec (rapport, page 15). On ignore donc si les prix prévus au graphique et aux tables 17 et 18 incluent ou non le transport jusqu'à Montréal. De plus, en page 15 (en haut du graphique), il n'est pas clair si *Enbridge* pose l'hypothèse que le coût qui restera constant pendant les 18 ans qui suivent 2025 est celui de la fourniture seulement ou si c'est l'ensemble du coût de transport et de fourniture qui restera constant pendant ces 18 années subséquentes selon *Enbridge*.

- Demande:**
- a) Le graphique de la page 15 représente-t-il le coût prévu de la fourniture OU représente-t-il le coût total la fourniture-transport à Montréal?
  - b) La table 17 représente-t-elle le coût prévu de la fourniture OU représente-t-elle le coût total fourniture-transport à Montréal?
  - c) Les données de la table 17 sont-elles identiques à celles du graphique de la page 15? Sinon, veuillez spécifier ce qui les différencie.
  - d) Veuillez déposer une version modifiée de la table 17 en indiquant séparément a) le coût prévu de la fourniture, b) le coût prévu du transport jusqu'à Montréal, c) le total de a et b.
  - e) Veuillez déposer une version modifiée du graphique de la page 15 en y représentant le coût total fourniture-transport jusqu'à Montréal.
  - f) Veuillez déposer une version modifiée de la table 18 en indiquant séparément a) le coût prévu de la fourniture, b) le coût prévu du transport jusqu'à Montréal, c) le coût prévu du transport de Montréal à Québec et c) le total de a, b et c.
  - g) Veuillez déposer une version modifiée du graphique de la page 15 en y représentant le coût total fourniture-transport jusqu'à Québec.
  - h) En page 15 (en haut du graphique), il n'est pas clair si *Enbridge* pose l'hypothèse que le coût qui restera constant pendant les 18 ans qui suivent 2025 est celui de la fourniture seulement ou si c'est l'ensemble du coût de transport et de fourniture qui restera constant pendant ces 18 années subséquentes selon *Enbridge*. Veuillez clarifier : selon votre hypothèse, pendant les 18 ans qui suivent 2025, pour chacun des 5 types de pétrole cités, à Montréal et à Québec,
    - a) est-ce que le **coût de fourniture** reste constant en dollars de 2012,
    - b) est-ce que le **coût de transport jusqu'à Montréal** reste constant en dollars de 2012 et
    - c) est-ce que le **coût de transport de Montréal à Québec** reste constant en dollars de 2012?

- Réponse :**
- a) Le graphique de la page 15 indique le prix de certains pétroles bruts livrés à Montréal, c'est-à-dire, le coût de base du pétrole de la région d'approvisionnement d'origine, plus les frais de transport vers Montréal.
  - b) Le Tableau 17 présente le prix de certains pétroles bruts livrés à Montréal, c'est-à-dire, le coût de base du pétrole de la région d'approvisionnement d'origine, plus les frais de transport vers Montréal.
  - c) Les renseignements que l'on retrouve dans le Tableau 17 sont identiques à ceux du graphique de la page 15. Toutefois, la dernière année représentée sur le graphique est 2025 alors que la dernière année

représentée sur le tableau est 2043.

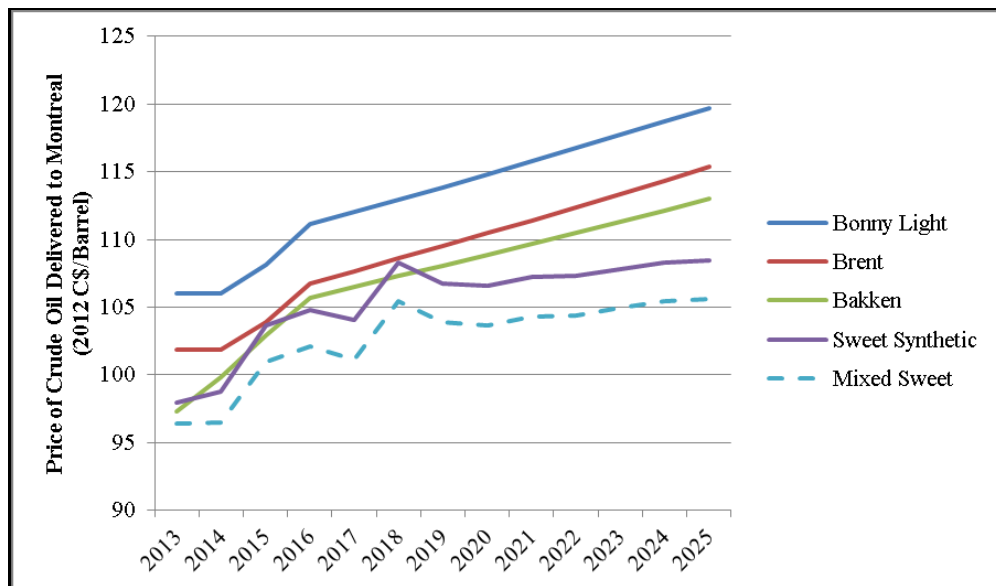
- d) Prière de se reporter à la réponse de la DR 1.1.dR de Stratégies Énergétiques pour obtenir des projections distinctes des coûts d'approvisionnement et des coûts d'expédition vers Montréal. Les coûts projetés totaux d'approvisionnement, plus les coûts projetés d'expédition vers Montréal sont indiqués au Tableau 17 de de l'Annexe 1 à la DR 1.4.a. de Stratégies Énergétiques.
- e) Prière de se reporter à la réponse de la DR 2.4.a de Stratégies Énergétiques. Le graphique sous sa forme actuelle représente déjà les renseignements demandés.
- f) Prière de se reporter à la réponse de la DR 1.1.dR de Stratégies Énergétiques pour obtenir des projections distinctes des coûts d'approvisionnement et des coûts d'expédition vers Montréal. Les coûts projetés totaux d'approvisionnement, plus les coûts projetés d'expédition vers Montréal sont indiqués au Tableau 17 de l'Annexe 1 à la DR 1.4.a. de Stratégies Énergétiques.
- g) Prière de se reporter au Tableau 18 de l'Annexe 1 à la DR 1.4.a. de Stratégies Énergétiques pour obtenir les coûts du pétrole brut livré à la ville de Québec.

Prière de se reporter à la DR 1.1.dR de Stratégies Énergétiques pour obtenir les frais d'expédition individuels vers la ville de Québec.

- h) Enbridge a fourni les prévisions des prix jusqu'en 2025. Selon une durée de vie du Projet de 30 ans, l'analyse économique exigeait des prévisions de prix jusqu'en 2043. Les options offertes comportent l'extrapolation d'augmentations réelles des prix présentées dans les données jusqu'en 2025, en supposant une diminution du prix du réel du pétrole après 2025, ou en supposant des prix réels constants après 2025 (c'est-à-dire, le prix nominal du pétrole et l'augmentation des coûts d'expédition au taux annuel d'inflation générale de l'économie). En l'absence de meilleurs renseignements, la décision a été prise de supposer des prix réels constants après 2025, ce qui représente une hypothèse neutre. Ainsi, les coûts d'approvisionnement (coût du produit au point d'origine de chacun des cinq types de pétrole cités), le coût d'expédition du point d'origine à Montréal, et le coût d'expédition du point d'origine à la ville de Québec (et les coûts de transport de Montréal à la ville de Québec) restent tous constants en dollars de 2012. En valeur nominale, le coût du produit et les coûts d'expéditions augmenteront de 2 % par année, soit le taux d'inflation à long terme supposé dans l'étude.

**2.5 Source :** ENBRIDGE, Dossier de l'Office national de l'énergie n° OF-Fac-Oil-E101-2012-10 01 et Ordonnance d'audience OH-002-2013, Analyse des impacts économiques, déposée en réponse à la question 1-4a de *Stratégies Énergétiques (S.É.)* (rapport A3I6T6), page 15 et tables 17 et 18 en appendice.

Graphique de la page 15 :



Anglais	Français
Price of Crude Oil Delivered to Montreal (2012 C\$/Barrel)	Prix du pétrole brut livré à Montréal (\$ CAN de 2012)
Bonny Light	Bonny Light
Brent	Brent
Bakken	Bakken
Sweet Synthetic	Synthétique peu sulfureux
Mixed Sweet	Mélange peu sulfureux

- Demande :**
- Dans votre graphique de la page 15 et aux tables 17 et 18, vous prévoyez une hausse importante des prix de tous les 5 types de pétrole en 2015. Veuillez expliquer pourquoi. Quels sont les événements qui amènent une telle hausse?
  - Votre graphique de la page 15 et vos tables 17 et 18 sont-ils basés sur l'hypothèse que a) Keystone XL se réalisera ou non? les deux oléoducs de Kinder Morgan et Northern Gateway se réaliseront ou non? les accroissements d'oléoducs de l'Illinois vers le sud se réaliseront ou non? l'oléoduc de TransCanada vers Québec et Saint-Jean NB se réalisera ou non? Dans chaque cas, veuillez spécifier la date de réalisation que vous avez prévu pour chacun de ces oléoducs, dans vos hypothèses. Veuillez

aussi indiquer quelle capacité de transport par train du pétrole de l'Ouest vers l'est canadien ont été prévues aux fins de votre graphique de la page 15 et de vos tables 17 et 18. Dans votre graphique de la page 15 et aux tables 17 et 18, quelles ont été vos hypothèses sur tous ces sujets?

- c) Dans votre graphique de la page 15 et aux tables 17 et 18, pourquoi n'avez-vous pas prévu une baisse des prix du Brent et du Bonny light suite à l'accroissement prévu des exportations de pétrole d'Amérique du Nord et suite au désenclavement du pétrole de l'Ouest et suite aux actions de l'union européenne pour faire cesser les pratiques de prix nonconcurrentielles du Brent? Dans votre graphique de la page 15 et aux tables 17 et 18, quelles ont été vos hypothèses à ces sujets?
- d) Dans votre graphique de la page 15 et aux tables 17 et 18, pourquoi votre prévision des prix du Bakken, du Brent et du Bonny light augmente de façon linéaire à partir de 2016? Dans votre graphique de la page 15 et aux tables 17 et 18, quelles ont été vos hypothèses à ces sujets?
- e) Dans votre graphique de la page 15 et aux tables 17 et 18, pourquoi y a-t-il une chute du prix du Sweet synthetic et du Mixed sweet en 2016, puis une remontée en 2017, puis une nouvelle chute en 2018 et un prix qui reste presque constant de 2018 à 2015?
- f) Il ressort de votre graphique de la page 15, de vos tables 17 et 18 et de votre affirmation de la page 15 (en haut du graphique) que vous croyez que l'écart entre les prix du pétrole de l'Ouest et ceux du pétrole du bassin atlantique resteront **anormalement pessimiste pour les prochaines 30 années**. En effet :
- On sait que les producteurs de pétrole de l'Ouest manquent présentement de capacité de transport pour pouvoir acheminer leur production vers les raffineries et les marchés, ce qui fait chuter leurs prix. Ces producteurs appuient donc les divers projets actuellement à l'étude d'oléoducs qui les désenclaveront et les aideront à accroître leurs prix au niveau du WTI et même aux niveaux mondiaux (projets Keystone XL, Kinder Morgan et Northern Gateway vers le Pacifique, oléoducs dans l'Illinois, oléoducs vers le Québec). En contrepartie, la croissance prévue des exportations nordaméricaines de pétrole au cours des prochaines années devrait faire baisser les cours mondiaux.
  - Or, la prévision d'*Enbridge* reflète sa croyance que tous les producteurs de pétrole de l'Ouest **a) vont échouer pendant les 30 prochaines années à faire augmenter leurs prix**, mais, malgré tout, **b) vont continuer pendant 30 ans à produire du pétrole non rentable** en quantité suffisante pour que même les raffineries du Québec soient approvisionnées. Il s'agit là d'une prévision surprenante de la part d'*Enbridge*.

Pourquoi en arrivez-vous à la conclusion que, pendant 30 ans, les

producteurs de pétrole de l'Ouest vont continuer pendant 30 ans à produire du pétrole (à des prix qui resteront plus bas que le reste du marché) en quantité suffisante pour que même les raffineries du Québec soient approvisionnées?

- g) Vos tables 17 et 18 comportent la référence « *Enbridge Pipelines Inc., juillet 2012.* ». Veuillez déposer ce document.

- Réponse :**
- a) Les prévisions de prix du pétrole brut illustrés à la Figure 5 de la page 15 et énumérées dans les Tableaux 17 et 18 représentent le coût des types de pétrole brut cités, livrés à Montréal (Figure 5 et Tableau 17) et à la ville de Québec (Tableau 18). Elles ont été établies à partir des prévisions de prix de base des pétroles bruts cités et des prévisions de coûts de transport vers ces destinations. L'augmentation des prix ou du coût de ces bruts est en fonction du resserrement de l'offre et de la demande ainsi que des coûts de transport. Les augmentations de prix pour 2015-2016 sont influencées par les hypothèses relatives au taux de change. Le marché du pétrole est en dollars américains, alors que la Figure 5 et les Tableaux 17 et 18 sont libellés en dollars canadiens. Au départ, le dollar canadien est à parité avec le dollar américain, puis il chute en 2015-2016.
  - b) Keystone XL devrait être en exploitation en 2015; Kinder Morgan est censé être en exploitation selon sa capacité existante de 300 000 bpj; Northern Gateway devrait être en exploitation d'ici 2018; et les prolongements de pipeline de l'Illinois à la côte du golfe du Mexique seront en exploitation d'ici 2014. La capacité de déchargement ferroviaire dans l'Est du Canada est de 108 000 bpj en 2013 et de 135 000 bpj en 2035. Le pipeline proposé par TransCanada pour les villes de Québec et Saint John n'était pas inclus dans l'analyse.
  - c) Le volume prévu des exportations nord-américaines n'est pas important comparativement à l'envergure du marché du pétrole brut mondial et ne devrait pas influencer les prix de référence de Brent ou de Bonny Light.
  - d) Les prix prévus augmentent de manière linéaire de 2016 à 2026 pour stimuler la production future. Prière de se reporter à la réponse de la DR 2.4.h. de Stratégies Énergétiques.
  - e) Enbridge ne fait pas de prévisions sur les prix du pétrole. Les prix utilisés proviennent d'experts-conseils indépendants du secteur du pétrole. Selon la compréhension d'Enbridge des prévisions de prix des experts-conseils indépendants, l'augmentation de la production de pétrole brut nord-américain se heurte aux limites des infrastructures de transport, ce qui exerce une pression à la baisse sur les prix de ces produits. Cette pression ne diminuera pas tant que les obstacles inhérents aux infrastructures ne seront pas surmontés afin de permettre l'augmentation des volumes et l'accès à de nouveaux marchés. Flanagan South et Keystone XL en 2014-2015 et Northern Gateway en 2018 en

sont des exemples.

- f) Enbridge n'accepte pas les prémisses énoncées dans la question, en particulier celle selon laquelle les exportations de pétrole prévues de l'Amérique du Nord auront une incidence sur les prix internationaux du pétrole.

En ce qui concerne l'effet de la tarification sur la production de pétrole de l'Ouest du Canada, les prévisions de l'offre utilisées ont été préparées par l'Association canadienne des producteurs pétroliers (*CAPP Crude Oil – Forecast, Markets and Pipelines, juin 2011*). L'offre de l'Ouest du Canada est fondée sur des projections faites par les producteurs eux-mêmes et qui reposent sur leurs points de vue quant à la tarification future et à la disponibilité du marché.

Les producteurs dépendent du revenu net déterminé par les prix courants du marché et les coûts de transport. Les prix dans l'Est du Canada sont déterminés par les prix de référence internationaux (c.-à-d., Brent et Bonny Light) en plus des coûts de transport vers Montréal ou la ville de Québec. La capacité de garantir une tarification supérieure à celle du Brent à un coût de transport concurrentiel comparativement à la côte Ouest ou à la côte américaine du golfe du Mexique rend le Projet attrayant pour les producteurs et les raffineurs de l'Est du Canada

- g) Il n'y a pas de document intitulé « Enbridge Pipelines Inc., juillet 2012 ». Il s'agit simplement d'une source des données sur la tarification qui figurent au tableau, qu'Enbridge a fournie à M. Demke en juillet 2012.