

**LA VERSION ORALE FAIT FOI
TELE QU'ELLE EST CONSIGNÉE DANS LA
TRANSCRIPTION D'AUDIENCE OFFICIELLE**

**OH-002-2013
PLAIDOIRIE FINALE
DE PIPELINES ENBRIDGE INC.**

LE 8 OCTOBRE 2013

I. INTRODUCTION

Nous sommes heureux de comparaître devant vous, à Montréal, afin de vous présenter la plaidoirie principale de Pipelines Enbridge Inc. relativement au Projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9. Ce Projet consiste à redéployer un pipeline existant de manière sécuritaire, efficace et économique, à l'avantage des raffineurs du Québec, des producteurs pétroliers de l'Ouest canadien et de l'intérêt public canadien en général.

II. PLAIDOIRIE

La présente plaidoirie résume brièvement la Demande et les éléments soumis à l'approbation de l'Office. Elle aborde également chacune des questions énoncées dans la Liste des questions qui était jointe à l'Annexe I à la Mise à jour procédurale n° 1. [Pièce A5-1]

Dans notre plaidoirie, nous répondons aux plaidoiries écrites qui ont été déposées avant la date limite du 3 octobre 2013. Avec la permission de l'Office, la plaidoirie écrite de M. McCormick n'a été déposée que hier. Si nous avons des arguments particuliers à faire à l'égard de cette plaidoirie, nous le ferons à Toronto, la semaine prochaine.

La plaidoirie finale n'a pas pour objet de répéter la preuve et nous nous abstenons de le faire en règle générale. Toutefois, nous nous reporterons à l'occasion à des parties précises du dossier de preuve et en citerons également quelques extraits succincts, mais significatifs.

Nous aborderons chaque question au fur à mesure de notre plaidoirie, mais nous ne reformulerons pas toujours la question intégralement.

Mais tout d'abord, nous résumerons brièvement l'historique de la canalisation 9 d'Enbridge, les approbations demandées dans le cadre de la présente Demande et en quoi consiste le Projet.

Historique de la canalisation 9

La canalisation 9 est un pipeline d'un diamètre nominal de 30 pouces qui a été construit en 1975, à l'origine, et mis en service au milieu de 1976 en vue de

transporter du pétrole brut, y compris du bitume dilué, en direction est, du terminal de Sarnia au terminal de Montréal. **[Pièce B19-20, Adobe 19]**

Le sens d'écoulement du pipeline a été inversé en direction ouest en 1999 en vertu de la décision rendue par l'Office national de l'énergie dans le cadre de l'instance OH-2-97 et de l'ordonnance connexe de l'Office. **[Pièce B1-2, Adobe 18]**

Le 27 juillet 2012, l'Office a approuvé une demande, complète en elle-même, de réinversion du sens d'écoulement d'un tronçon de 194 kilomètres de la canalisation 9 situé entre le terminal de Sarnia et la station de pompage de North Westover, près de Hamilton, en Ontario (la canalisation 9A). **[Lettre de décision OH-005-2011 et Ordonnance XO-E101-010-2012]**

Enbridge cherche maintenant à modifier le sens d'écoulement de la canalisation qui est en direction ouest pour qu'il soit en direction est, soit dans le sens d'écoulement initial, à l'égard du reste de la canalisation 9 (entre le poste de North Westover et le terminal de Montréal) (la canalisation 9B) et à accroître simultanément la capacité globale de la canalisation 9. **[Pièce B1-2, Adobe 18]**

La Demande et les conclusions demandées

Comme l'Office le sait, la Demande qui fait l'objet de la présente instance a été déposée le 29 novembre 2012 en vertu de l'article 58 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. L'Office a établi que la Demande avait été déposée correctement et qu'elle était complète aux fins d'une audience publique. **[Pièce A3-1, Adobe 1]**

La Demande vise à obtenir des exemptions des dispositions de l'alinéa 30(1)b) et des articles 31, 33 et 47 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*.

Nous aborderons plus tard les demandes additionnelles qu'Enbridge a présentées en vue d'être exemptée de l'obligation de tenir un système comptable relativement au Projet qui est prescrite par l'alinéa 5(1)c) du *Règlement de normalisation de la comptabilité des oléoducs* et des exigences de dépôt prévues par la *Rubrique BB* du *Guide de dépôt* de l'Office. **[Pièce B42-1, Adobe 3]**

Finalement, Enbridge demande à l'Office, en vertu de la partie IV de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, d'approuver la révision du Tarif des règles et règlements de la canalisation 9.

Le Projet

Le Projet consiste principalement à ajouter et modifier des pompes, et à modifier des tuyaux à certains terminaux et postes existants. Ces travaux seraient réalisés au

terminal de Sarnia, au poste de North Westover, au poste de Hilton, au poste de Cardinal, au poste de Terrebonne et au terminal de Montréal. [**Pièce B42-3, Adobe 1 à 3**]

Aucune nouvelle canalisation ne serait installée.

De nouveaux câbles électriques doivent être installés entre la ligne de clôture du poste de North Westover d'Enbridge et la ligne de clôture de la sous-station électrique d'Enbridge. Les terrains sur lesquels les câbles seraient installés appartiennent à Enbridge, mais se trouvent à l'extérieur des lignes de clôture mentionnées. [**Pièce B12-1, Adobe 2**]

Des aires de travail temporaires seraient aménagées à l'extérieur des lignes de clôture des terrains d'Enbridge aux postes de North Westover, de Hilton et de Cardinal et au terminal de Montréal aux fins du stationnement de véhicules et de l'entreposage des matériaux de construction et des roulottes de chantier. D'autres aires de travail temporaires seraient nécessaires dans la zone industrielle entourant le terminal de Montréal pour y installer des roulottes de chantier et des grues pendant la construction. [**Pièce B12-1, Adobe 2**]

Il convient de souligner un point fondamentalement important : à tous les autres égards, les travaux relatifs au Projet se dérouleraient entièrement sur des terrains déjà perturbés, dans l'enceinte de terminaux et de postes déjà en place et en

exploitation dont Enbridge est propriétaire ou qu'elle contrôle. **[Pièce B19-25, Adobe 3; Pièce B42-3, Adobe 3]** Comme l'a indiqué l'Office dans son Ordonnance d'audience, le Projet n'entraînerait aucune perturbation planifiée du sol le long de l'emprise du pipeline. **[Pièce A3-1, Adobe 6; Pièce A3-2, Adobe 6]** À cet égard, bien qu'Enbridge ait proposé au départ l'installation d'un nouveau densitomètre au poteau kilométrique 2989, des études techniques supplémentaires ont démontré que cela ne sera pas nécessaire. **[Pièce B42-1, Adobe 2]**

Parmi les éléments les plus importants des travaux relatifs au Projet, on retrouve les suivants :

- l'installation de nouvelles pompes au terminal de Sarnia et la modification des pompes existantes; **[Pièce B42-3, Adobe 1]**
- l'ajout de plates-formes d'injection d'un agent réducteur de résistance au terminal de Sarnia, au poste de North Westover, au poste de Hilton et au poste de Cardinal; **[Pièce B42-3, Adobe 1 et 2]**
- finalement, l'installation de nouveaux instruments de détection des fuites au terminal de Sarnia, au poste de North Westover, au poste de Hilton, au poste de Cardinal, au poste de Terrebonne et au terminal de Montréal. **[Pièce B42-3, Adobe 1 à 3]**

Abordons maintenant les questions qui doivent être considérées dans le cadre de la présente instance.

Nous commencerons par les questions 1 et 2, que nous avons regroupées sous une même rubrique, soit la nécessité et les retombées commerciales possibles du Projet.

QUESTIONS 1 ET 2 : LA NÉCESSITÉ ET LES RETOMBÉES COMMERCIALES POSSIBLES DU PROJET PROPOSÉ

Nécessité du Projet

La preuve soumise à l'Office démontre que le Projet répondrait aux besoins d'affaires des expéditeurs.

Son objet exprès est de répondre aux demandes des raffineurs de l'Est canadien, qui veulent avoir accès au pétrole brut de l'Ouest canadien et de la région de Bakken aux États-Unis, dont la production est en croissance et qui est moins coûteux. **[Pièce B1-2, Adobe 24]**

Appel d'offres

À l'appui du Projet, Enbridge a procédé à un appel d'offres formel et exécutoire en mai et juin 2012 à l'intention des expéditeurs intéressés à s'engager à conclure des ententes de service de transport à long terme prévoyant des dispositions d'expédition ferme (*ship-or-pay*). Les expéditeurs avaient la possibilité de

souscrire de la capacité pendant une durée de 10 ans assortie d'une option de renouvellement de cinq ans. **[Pièce B1-2, Adobe 24]**

Contrats à long terme conclus avec des expéditeurs en appui au Projet

Enbridge a reçu des ententes de service de transport signées par trois expéditeurs, qui ont pris des engagements totaux excédant la capacité ferme offerte initialement. Une copie *pro forma* de l'entente de service de transport a été déposée en annexe à la demande de renseignements 1.1 de l'ONÉ. **[Pièce B8-3]**

Énergie Valero Inc., qui exploite la raffinerie Jean Gaulin à Lévis, au Québec, dont elle est propriétaire, est l'un de ces trois expéditeurs. **[Anglais : Pièce C34-2-2, Adobe 3; Français : Pièce C34-2-3, Adobe 3]**

Suncor Energy Marketing Inc. compte aussi parmi ces expéditeurs. **[Anglais : Pièce C32-2-2, Adobe 2; Français : Pièce C32-2-3, Adobe 2]** Vous entendrez des représentants de Suncor et de Valero plus tard au cours des plaidoiries orales.

Sous réserve de l'approbation de la Demande, Enbridge serait en mesure de transporter un volume de 275 000 barils par jour sur la capacité demandée initialement par les trois expéditeurs contractuels, tout en conservant un minimum de 25 000 barils par jour pour transporter des volumes n'ayant pas fait l'objet

d'engagements. La capacité annuelle de la canalisation 9 serait de 300 000 barils par jour. **[Pièce B1-2, Adobe 24]**

Avantages pour les expéditeurs et les producteurs

Enbridge plaide que la preuve démontre amplement que le Projet aurait des retombées commerciales favorables tant pour les raffineurs de pétrole du Québec que pour les producteurs de pétrole de l'Ouest canadien.

En ce qui concerne les raffineurs du Québec, le Projet leur permettrait d'être moins tributaires du pétrole brut provenant de régions où l'approvisionnement est en déclin ou n'est possiblement pas fiable. Une fois le Projet achevé, une partie de l'approvisionnement, de ces raffineurs, en pétrole provenant du bassin de l'Atlantique serait remplacée par du pétrole brut de l'Ouest canadien et de la région de Bakken, aux États-Unis.

Comme Valero l'indique clairement, son pétrole brut de diverses provenances dans le monde (mer Méditerranée, mer Noire, mer du Nord, Afrique de l'Ouest et Amérique du Sud) est plus coûteux que le pétrole brut de l'Ouest canadien. Si elle pouvait tirer parti de cet écart de prix de la charge d'alimentation et bénéficier d'une plus grande souplesse en ce qui a trait à ses sources d'approvisionnement, cela aurait un effet positif direct sur sa capacité à demeurer concurrentielle.

[Anglais : Pièce C34-2-2, Adobe 2 et 3; Français : Pièce C34-2-3, Adobe 2 et 3]

Suncor, qui exploite une raffinerie importante de Montréal, considère que le Projet lui donnera la possibilité de remplacer de manière économique une grande partie de l'approvisionnement en pétrole brut qu'elle se procure à l'étranger par du pétrole provenant du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien et de la région de Bakken, aux États-Unis. **[Anglais : Pièce C32-2-2, Adobe 2; Français : Pièce C32-2-3, Adobe 2]**

Suncor considère que cet accès à de nouvelles sources de charge d'alimentation est essentiel à la viabilité à long terme de sa raffinerie de Montréal. Ce fut la raison principale pour laquelle elle a pris la décision d'engager les frais relatifs à un engagement d'expédition à long terme sur la canalisation 9, dont le sens d'écoulement aura été inversé à nouveau. **[Anglais : Pièce C32-2-2, Adobe 5; Français : Pièce C32-2-3, Adobe 6]**

Économies de coûts

Au cours des 30 prochaines années, on s'attend à ce que le Projet permette aux raffineries de faire des économies de coûts d'environ 23 milliards de dollars. **[Pièce B1-2, Adobe 25]**

Bien entendu, cette estimation comporte un certain degré d'incertitude, comme c'est le cas pour *toute* estimation qui repose sur des prix prévisionnels et qui est tributaire des prix ayant cours sur le marché au moment où elle est faite.

[Pièce B43-3, Adobe 4] Toutefois, les analyses de sensibilité démontrent des économies de coûts de la charge d'alimentation importantes pour les raffineurs selon une gamme d'hypothèses et il n'y a aucune preuve que Demke Management Ltd., pour le compte d'Enbridge, a utilisé, dans son analyse, les écarts de prix se trouvant à l'extrémité supérieure de la zone d'incertitude. **[Pièce B43-3, Adobe 4]**

Quoiqu'il en soit, ce ne sont pas les prévisions d'Enbridge, d'IHS Global Canada **[Pièce C34-3-1]**, de Stratégies Énergétiques **[Pièce C25-9-2, Adobe 23 ff.]**, de The Goodman Group, Ltd. **[Pièce C13-7-2]** ou de quelque autre entité que ce soit faisant des prévisions qui permettraient d'établir les économies que les raffineurs réaliseraient effectivement. Ces économies résulteraient plutôt du fait que le marché qui existe en Amérique du Nord à l'égard du pétrole brut fonctionne bien.

[Pièce B43-3, Adobe 12]

En outre, personne, pas plus Stratégies Énergétique, Coalition Équiterre ou qui que ce soit d'autre, ne devrait essayer de remettre en question les décisions des trois expéditeurs qui ont conclu des ententes de service de transport à long terme. En revanche, l'appui commercial de taille dont bénéficie le Projet du fait des engagements d'expédition ferme à long terme qu'ont pris des participants au marché avertis est un fait auquel l'Office devrait accorder un poids considérable.

Avantages du Projet – Producteurs de l’Ouest

La réalisation du Projet permettrait aux producteurs de l’Ouest canadien, ainsi qu’à ceux de Bakken, aux États-Unis, d’avoir accès au marché du raffinage du Québec.

[Pièce B1-2, Adobe 24]

Il en résulterait aussi des avantages subsidiaires.

Selon Suncor, la croissance sans précédent du rôle joué par le pétrole de schiste qui s’est produite au cours des dernières années, en particulier dans la région de Bakken, a fait en sorte que la commercialisation du pétrole brut synthétique peu sulfureux, ainsi que du pétrole brut léger conventionnel pose des défis plus grands dans les marchés traditionnels du pétrole de l’Ouest canadien. La réalisation d’un certain nombre de projets de conversion de raffineries du Midwest américain, qui sont passées du pétrole brut léger au pétrole brut lourd, a exacerbé le problème. Un nouvel accès au marché, comme celui qui découlerait de la réinversion de la canalisation 9, est nécessaire pour éliminer l’escompte exceptionnel du pétrole brut de l’Ouest canadien. **[Anglais : Pièce C32-2-2, Adobe 6; Français :**

Pièce C32-2-3, Adobe 6 et 7]

Bien qu’il soit réalisable de transporter le pétrole brut de l’Ouest aux raffineries du Québec par d’autres moyens, soit par train, par barge ou par navire pétrolier, aucun de ces moyens n’est vraiment pratique sur le plan de la rentabilité ou de

l'efficacité. **[Pièce B11-2, Adobe 7 et 8]** Le Projet remplit tous ces critères : il est réalisable, pratique et efficace.

Retombées socioéconomiques du Projet

Le Projet serait avantageux sur d'autres plans et non seulement pour les producteurs de pétrole brut et les raffineurs.

En fait, au cours de la période de 30 ans allant de 2013 à 2043, on peut s'attendre à ce que le Projet ait d'autres retombées socioéconomiques importantes, comme les suivantes, pour n'en nommer que quelques-unes :

- une augmentation d'environ 25 milliards de dollars du Produit intérieur brut canadien, en tenant compte de l'effet total multiplié du Projet;
- une augmentation des revenus du travail de près de 350 millions de dollars, principalement en Ontario et au Québec; et
- une augmentation des effectifs correspondant à environ 5 500 personnes-années – encore une fois, principalement en Ontario et au Québec. **[Pièce B1-2, Adobe 25; Pièce B18-41, Adobe 9]**

Il importe de noter que ces chiffres ont été calculés en fonction de l'estimation initiale des dépenses en immobilisations du Projet, soit 121,8 millions de dollars (en dollars de 2012).

L'augmentation des dépenses en immobilisations du Projet, qui sont passées à environ 170 millions de dollars, n'a aucun effet appréciable sur les retombées économiques estimatives, étant donné que les économies de coût liées à la charge d'alimentation prédominent parmi les effets globaux. L'augmentation des dépenses en immobilisations n'aura que de légères répercussions sur le PIB canadien; l'effet sur l'emploi augmente d'environ 6 %. **[Pièce B43-3, Adobe 15]**

Certaines parties contestent les estimations des retombées du Projet, plus particulièrement The Goodman Group qui intervient au nom de la Coalition Équiterre.

Tout comme Demke, The Goodman Group estime que les retombées économiques du Projet seront positives, mais à un moindre degré. **[Pièce C13-7-2, Adobe 7]** Sur une période de 10 ans, et même à l'extrémité inférieure de la fourchette utilisée par The Goodman Group, les retombées économiques nettes du Projet s'établiraient tout de même à 5 milliards de dollars. Sur 30 ans, le calcul arithmétique donne 15 milliards de dollars. Il s'agit de sommes tout à fait remarquables en soi.

Néanmoins, The Goodman Group conclut que de telles retombées sont *négligeables* (*insignificant*) dans le contexte de l'économie globale du Québec, de l'Ontario et du Canada.

Il affirme qu'elles sont encore plus négligeables par comparaison à ce que coûterait, à son avis, un accident ou un déversement grave lié à la canalisation 9.

[Pièce C13-7-2, Adobe 7]

En outre, il affirme que les économies liées au prix du pétrole dont nous venons tout juste de parler sont probablement surévaluées, étant donné que les prévisions à l'appui des estimations sont inévitablement assujetties à un risque d'erreur.

[Pièce C13-7-2, Adobe 22 et 23]

En dernier lieu, The Goodman Group soutient que le Projet profitera aux raffineries plutôt qu'aux consommateurs, suggérant ainsi que, si tel était le cas, il s'agirait d'un résultat indésirable ou, à tout le moins, d'un résultat auquel il ne faudrait pas attacher beaucoup d'importance. **[Pièce C13-7-2, Adobe 30]**

Avec tout le respect que nous lui devons, l'analyse de The Goodman Group comporte un certain nombre de lacunes graves. Les plus importantes sont décrites en détail dans la contre-preuve de Demke Management Ltd. **[Pièce B43-3]**, que nous recommandons à l'Office d'examiner et de soupeser attentivement.

Il importe de mentionner ici l'un des aspects de l'analyse de The Goodman Group, soit les affirmations relatives aux coûts éventuels d'un accident ou d'un déversement grave qu'il attribue au Projet.

Précisons que The Goodman Group commence par admettre que son estimation comporte un degré élevé d'incertitude en raison de l'étendue de sa fourchette de coûts, ce qui fait en sorte qu'il soit très difficile, voire impossible, d'obtenir un résultat exact.

Sans se laisser arrêter par cette réalité et nonobstant l'utilité douteuse de sa démarche, il poursuit en offrant ce qui, à son avis, constitue un « *... range of relative magnitudes for potential costs under a variety of accident/spill possibilities* ». [Pièce C13-7-2, Adobe 7, 33 et 34] Malheureusement, cette pseudo-fourchette de coûts éventuels ne résiste tout simplement pas à un examen minutieux. Et ce, pour plusieurs raisons.

En premier lieu, la fourchette de coûts éventuels utilisée par The Goodman Group ne semble fondée sur aucune étude, ni sur aucun examen ou modèle d'établissement des coûts ou des risques liés à divers scénarios de défaillance du pipeline ou d'accident lié à ce dernier. [Pièce C13-7-2, Adobe 34] Le groupe prétend plutôt faire ce qui suit :

. . . provide the NEB with a range of relative magnitudes for the potential costs under a variety of spill possibilities. This range of cost magnitudes then allows [The Goodman Group] to undertake *an order of magnitude* comparison with the more readily estimated benefits. **[Pièce C13-7-2, Adobe 34]**

En outre, il affirme ce qui suit :

Despite the challenge in making a precise determination of the costs (and risks) of the Project, [The Goodman Group] can offer *practical guidance* to the NEB regarding the relative magnitude of the costs and benefits. **[Pièce C13-7-2, Adobe 18]**

En même temps, The Goodman Group qualifie son travail à plusieurs reprises d'analyse économique coûts-avantages, alors que, pour les motifs énoncés dans la contre-preuve de Demke, tel n'est pas le cas. **[Voir par exemple : Pièce C13-7-2, Adobe 7 à 9 et 59; Pièce B43-3, Adobe 3 et 4]**

En deuxième lieu, The Goodman Group a choisi des exemples d'accidents de pipeline et d'autres désastres qui, selon lui, sont pertinents et illustrent la fourchette de coûts et les effets éventuels d'une défaillance de la canalisation 9 ou d'un accident lié à celle-ci. **[Pièce C13-7-2, Adobe 34]** Bien sûr, le groupe concède aussi que « . . . *some of [the] examples are more directly comparable than others. . .* », mais suggère en même temps que l'ensemble des exemples a été donné en vue de « . . . *highlight to the NEB that a major accident/spill on Line 9 will [not may] have very high costs with respect to damage and disruption of*

infrastructure, particularly in metropolitan regions of Toronto or Montreal ».

[Pièce C13-7-2, Adobe 37]

Comme il est indiqué dans la contre-preuve de Demke, il est quelque peu curieux que les estimations des coûts environnementaux éventuels faites par The Goodman Group soient fondées, pour la plupart, sur un accident ferroviaire, un ouragan et l'explosion d'un gazoduc. **[Pièce B43-3, Adobe 5]**

Avec tout le respect que nous lui devons, ces exemples ne sont nullement pertinents et ne font que désinformer ou semer la panique plutôt que d'éclairer le débat.

La contre-preuve de Demke commente aussi le fait que The Goodman Group se fie aux conclusions de l'auteur du rapport Accufacts pour ce qui est du risque de défaillance du pipeline. **[Pièce B43-3, Adobe 5]**

Nous reviendrons sur le rapport Accufacts un peu plus tard. Pour le moment, nous nous contentons d'observer qu'Enbridge a non seulement pleine confiance dans sa capacité d'exploiter la canalisation 9 de façon sécuritaire, mais elle est tout aussi convaincue que l'organisme de réglementation dont elle relève, l'Office national de l'énergie, prendra les mesures nécessaires pour s'en assurer. L'Office *ne* ferait certainement *pas* preuve d'imprudence (« *reckless* » pour utiliser l'expression de The Goodman Group) s'il approuvait la Demande. **[Pièce C13-7-2, Adobe 59]**

En dernier lieu, The Goodman Group n'offre que des estimations très approximatives du coût d'un déversement, qu'il établit entre 1 milliard de dollars (dans le cas d'un « *bad scenario* », terme qu'il ne définit pas) et 5 milliards de dollars à 10 milliards de dollars (dans le cas du « *worst case scenario* »). Si cette fourchette de « *cost magnitudes* » visait à fournir une « *practical guidance* » à l'Office, alors The Goodman Group a raté la cible.

Par exemple, l'Office ne peut trouver quelque utilité que ce soit à l'affirmation catégorique que le montant de 1 milliard de dollars auquel les frais de nettoyage du déversement survenu à Marshall, au Michigan, ont été estimés « . . . *is nowhere near the worst-case scenario for the Project* ». [Pièce C13-7-2, Adobe 41]

Les allégations sans aucun fondement du The Goodman Group à l'effet que le désastre lié à l'explosion du gazoduc qui a eu lieu à San Bruno, en Californie, est « . . . *getting closer to a worst-case scenario for the Project* », mais qu'un déversement de la canalisation 9B « . . . *could create even more extensive damage and disruption to infrastructure and create greater loss of life* », sont irresponsables, c'est le moins qu'on puisse dire. [Pièce C13-7-2, Adobe 47].

Pour résumer, en ce qui concerne les questions 1 et 2, Enbridge soumet que la preuve démontre clairement la nécessité du Projet et que, si celui-ci était approuvé,

il en résulterait des avantages importants pour les expéditeurs, les producteurs de pétrole de l'Ouest canadien et d'autres également.

Le Projet bénéficie de l'appui non seulement des expéditeurs éventuels, mais aussi de nombreuses parties comme des fédérations du travail [**Pièce C5-2-1**], des syndicats [**Pièce C9-4-1**], l'Association industrielle de l'est de Montréal [**Pièce C7-2-1**], le Conseil du patronat du Québec [**Pièce C10-2**], l'Association canadienne des producteurs pétroliers [**Pièce C8-2-2**], la Fédération des chambres de commerce du Québec [**Pièce C14-2-1**], Manufacturiers et Exportateurs du Québec [**Pièce C18-2-1**], l'Ontario Petroleum Institute [**Pièce C20-2-1**] et la Progressive Contractors Association of Canada [**Pièce C23-2-1**]. Voilà qui est très éloquent.

La preuve démontre également que le Projet serait fort avantageux pour l'économie canadienne, entraînant une augmentation du Produit intérieur brut, des revenus du travail et du nombre d'emplois, principalement en Ontario et au Québec dans les deux derniers cas. À cet égard et pour les motifs déjà énoncés, l'Office devrait accorder un poids important à la preuve de Demke Management Ltd. et la privilégier par rapport à la preuve de The Goodman Group ou de Stratégies Énergétiques.

QUESTION 3 : LE CARACTÈRE APPROPRIÉ DU TARIF DES RÈGLES ET RÈGLEMENTS ET DE LA MÉTHODE DE CONCEPTION DES DROITS PROPOSÉS

Tarif des règles et règlements

Comme nous l'avons déjà mentionné, la Demande vise l'approbation de la révision du Tarif des règles et règlements de la canalisation 9. **[Pièce B1-2, Adobe 50; Pièce B1-23]** Il faut modifier ce tarif afin de l'harmoniser avec celui de la canalisation principale d'Enbridge, qui sera la source de tout le pétrole devant être transporté au moyen de la canalisation 9. **[Pièce B19-29, Adobe 15]**

Le Tarif des règles et règlements révisé comprend les spécifications des types de pétrole brut autorisés. Ces spécifications traitent de l'exploitation sécuritaire de la canalisation 9 et, nous le répétons, *sont les mêmes que celles qui sont prévues au Tarif des règles et règlements de la canalisation principale d'Enbridge.*

[Pièce B1-2, Adobe 50]

Méthode de conception des droits

À ce moment-ci, Enbridge ne vise pas à obtenir l'approbation des droits révisés de la canalisation 9. Elle entend plutôt déposer le(s) barème(s) de droits pertinents auprès de l'Office à une date ultérieure, mais avant la mise en service du Projet.

[Pièce B8-2, Adobe 2]

La méthode de conception des droits qui s'appliquerait à la canalisation 9 après la réalisation du Projet est issue des négociations commerciales entre Enbridge et les expéditeurs qui ont conclu des ententes de service de transport.

Les modalités convenues prévoient, entre autres choses, que les droits applicables aux volumes n'ayant pas fait l'objet d'engagements soient établis de façon à ce que les droits payables à partir de tous les points de réception canadiens ne dépassent pas de plus de 22 % les droits prévus par le tarif international conjoint (*International Joint Tariff*) applicables aux volumes destinés à Montréal. **[Pièce B8-2, Adobe 2].**

La méthode de conception des droits correspond par ailleurs aux principes et à la méthode qui sous-tendent le *Competitive Toll Settlement* d'Enbridge. **[Pièce B18-2, Adobe 5 à 7]**

Réservation de capacité n'ayant pas fait l'objet d'engagements

Comme nous l'avons déjà mentionné, une capacité minimale de 25 000 barils par jour serait réservée au transport de volumes n'ayant pas fait l'objet d'engagements. Cette capacité correspond à un peu moins de 10 % de la capacité annuelle de la canalisation 9 après l'achèvement du Projet.

Pour établir si cette capacité est adéquate, il faut se souvenir qu'un avis d'appel d'offres a été envoyé à tous les expéditeurs de la canalisation principale d'Enbridge. En outre, le pipeline s'arrête à Montréal et le fait que les deux seules raffineries du Québec aient toutes deux signé des Ententes de service de transport est révélateur. **[Pièce B1-2, Adobe 51]**

À la connaissance d'Enbridge, aucune partie à la présente instance, ni aucune partie ayant déposé une lettre de commentaires, n'a exprimé quelque préoccupation que ce soit quant au caractère adéquat de la réservation de capacité n'ayant pas fait l'objet d'engagements.

Pour résumer à cet égard, Enbridge soutient que la capacité proposée de 25 000 barils par jour n'ayant pas fait l'objet d'engagements et les priorités qui sont accordées dans le Tarif des règles et règlements aux volumes n'ayant pas fait l'objet d'engagements (comme il est décrit sommairement dans la réponse à la demande de renseignements 1.4) **[Pièce B8-2, Adobe 6]** lui permettraient de remplir les obligations qui lui incombent aux termes du paragraphe 71(1) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* de façon similaire et dans la même mesure qu'en vertu des approbations données habituellement par l'Office. **[Pièce B18-2, Adobe 10 et 11]**

QUESTION 4 : LES EFFETS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIOÉCONOMIQUES POTENTIELS DU PROJET PROPOSÉ, Y COMPRIS CEUX CAUSÉS PAR LES ACCIDENTS OU DÉFAILLANCES POUVANT SURVENIR, ET LES EFFETS ENVIRONNEMENTAUX CUMULATIFS ÉVENTUELS QUE SA RÉALISATION EST SUSCEPTIBLE DE CAUSER

La question 4 de la Liste des questions vise les effets environnementaux et socioéconomiques potentiels du Projet, y compris ceux causés par les accidents ou défaillances pouvant survenir, et les effets environnementaux cumulatifs éventuels que la réalisation du Projet est susceptible de causer. Nous aborderons ces questions dans l'ordre inverse. Nous présenterons aussi un certain nombre d'arguments au sujet du plan d'urgence et de la protection de l'environnement dans le cadre de la question 6 de la Liste des questions.

Mais d'abord, quelques mots au sujet de la portée du Projet.

Portée du Projet à des fins d'évaluation

Comme l'Office l'a indiqué dans l'Ordonnance d'audience OH-002-2013, puis réitéré à plusieurs reprises par la suite, le Projet a une portée limitée et est défini comme consistant à effectuer les ajouts et les modifications nécessaires pour permettre d'inverser le sens d'écoulement du pétrole brut d'un tronçon de la canalisation 9 existante (qui est déjà en exploitation), ainsi que pour accroître la capacité et pour modifier le Tarif des règles et règlements afin de permettre le

transport du pétrole brut lourd dans toute la canalisation 9. **[Voir par exemple : Pièce A19-1, Adobe 2; Pièce A20-1, Adobe 3; Pièce A21-1, Adobe 2]**

Comme il se doit, les évaluations environnementales et socioéconomiques ont été réalisées en tenant compte de la portée du Projet qui est définie ci-dessus.

Résultats de l'évaluation

L'évaluation des incidences socioéconomiques et environnementales du Projet, qui, nous le répétons, a été réalisée en fonction de la portée du Projet qui est définie ci-dessus, figure à la Pièce jointe 9 de la Demande. **[Pièces B1-19 à B1-22]**

Un addendum à l'EISE a été déposé le 30 avril 2013 afin de tenir compte des terrains supplémentaires qui seraient requis en vue de l'installation des câbles électriques et des aires de travail temporaires **[Pièce B12-6]** et le 10 septembre 2013, une dernière mise à jour de l'EISE a été déposée. **[Pièce B42-5]**

Tous ces éléments de preuve démontrent que le Projet n'aurait pas d'effet résiduel après l'application des mesures d'atténuation proposées, et Enbridge demande respectueusement à l'Office de tirer la même conclusion.

Évaluation des accidents, des défaillances et des événements imprévus

L'évaluation des incidences socioéconomiques et environnementales aborde également la question des effets potentiels des accidents, des défaillances et des événements imprévus. **[Pièce B1-20, Adobe 29 à 32]**

Divers accidents, défaillances et événements imprévus crédibles ont été choisis aux fins de l'évaluation. **[Pièce B1-20, Adobe 30]** Les scénarios qui représentent des événements à conséquences importantes ont été considérés de façon particulière, car ils couvraient aussi de façon plus qu'adéquate les scénarios moins probables ou comportant des conséquences moins importantes. **[Pièce B1-20, Adobe 30]**

Les scénarios suivants ont été examinés : le déversement de substances dangereuses; l'échec des mesures de contrôle de l'érosion et des sédiments; les incendies provoqués par la construction, la maintenance et l'exploitation du Projet; l'accident de véhicule; l'interaction des travailleurs avec la faune durant la construction ou l'exploitation et la maintenance; et la découverte de ressources patrimoniales ou archéologiques non découvertes. **[Pièce B1-20, Adobe 30]**

Des mesures d'atténuation particulières ont été identifiées et abordées, y compris le plan de protection de l'environnement, qui sera élaboré avant la construction, et les Procédures d'exploitation et de maintenance Livre 1 d'Enbridge. **[Pièce B1-20, Adobe 30 à 32]**

La conclusion de l'évaluation est que le Projet ne devrait pas engendrer d'effet environnemental résiduel important. **[Pièce B1-20, Adobe 33]** Nous demandons respectueusement à l'Office de souscrire à cette conclusion.

QUESTION 5 : LA CONCEPTION TECHNIQUE ET L'INTÉGRITÉ DU PROJET PROPOSÉ

Comme les membres du panel le savent, la question de la conception technique et de l'intégrité du Projet fait l'objet d'une preuve importante dans le cadre de la présente instance.

Enbridge soumet que la preuve déposée auprès de l'Office suffira amplement pour vous convaincre que le pipeline et les installations pertinents ont été conçus de façon adéquate et prudente, qu'Enbridge les a entretenus et a géré l'intégrité du pipeline et des installations, de façon adéquate et prudente, et que l'inversion du sens d'écoulement et l'accroissement de la capacité proposés n'entraîneraient pas de répercussions défavorables quant à l'intégrité de ces installations.

La preuve pertinente est suffisante, tant sur le plan de la portée que du volume, et nous ne tenterons pas de la citer intégralement. Toutefois, nous soulignerons certains des points les plus importants avec la certitude que l'Office examinera et soupèsera le dossier attentivement, dans son intégralité, dans le cadre de ses délibérations.

Évaluations techniques du pipeline et des installations

L'Office considérera sans doute attentivement, comme il se doit, l'évaluation technique de l'intégrité des pipelines et l'évaluation technique de l'intégrité des installations (dans sa version modifiée), soit les Pièces B1-15 et B1-18, respectivement. Les deux évaluations ont été effectuées conformément aux exigences de l'article 3.3 de la norme Z662-11 de l'Association canadienne de normalisation. **[Pièce B1-15, Adobe 12; Pièce B1-18, Adobe 8]**

L'évaluation technique de l'intégrité des pipelines conclut que le Projet peut aller de l'avant et être exploité en toute sécurité et avec fiabilité. **[Pièce B1-15, Adobe 95]** L'évaluation technique de l'intégrité des installations en arrive à une conclusion similaire en ce qui a trait aux installations pertinentes. **[Pièce B1-18, Adobe 6]**

L'évaluation technique de l'intégrité des pipelines traite, entre autres choses, de la corrosion, du risque de fissuration et des dommages mécaniques. Elle présente également les travaux relatifs à l'intégrité que, bien qu'ils ne fassent pas partie du Projet, Enbridge planifie d'achever avant l'inversion du sens d'écoulement. Certains de ces travaux, comme les inspections internes de la canalisation, l'évaluation des données de l'inspection interne et les excavations exploratoires sur le terrain, sont déjà bien avancés. **[Pièce B1-15, Adobe 10 et 11; Pièce B8-12;**

Pièce B20, Adobe 42] Tous ces éléments, ainsi que les vérifications relatives à la protection cathodique, les études sur la profondeur de la couverture et les inspections de l'emprise, pour ne nommer que ceux-là, démontrent qu'Enbridge a précisément adopté la démarche proactive que la Toronto and Region Conservation Authority (que nous appellerons la « TRCA » aux fins de la plaidoirie) préconise pour surveiller et assurer l'intégrité du pipeline. **[Voir par exemple : Pièce C39-7, par. 5, 6, 8, 13 et 16; Pièce B18-47, Adobe 6; Pièce B30-2, Adobe 8; Pièce B35-19, Adobe 6 et 21]**

L'évaluation technique de l'intégrité des installations traite, entre autres choses, quant à elle, des menaces à l'intégrité suivantes : la perte de métal des tuyaux, la perte de métal de l'équipement, la fissuration, la construction, la géotechnique, la défaillance de joints d'étanchéité ou de garnitures, et en ce qui a trait aux joints.

[Pièce B1-18, Adobe 19 à 21]

Les conclusions sont les suivantes : il est prévu que le Projet réduise la probabilité de déversements liés aux installations et qu'il n'aurait pas d'effet défavorable sur les conséquences d'un déversement. **[Pièce B1-18, Adobe 22]** Dans son ensemble, le Projet réduirait le risque d'un déversement aux installations. **[Pièce B1-18, Adobe 23]**

Le dossier de la présente instance comprend également l'évaluation révisée des risques associés au pipeline. **[Pièce B21-2]**.

Les résultats de l'évaluation des risques du Projet démontrent des changements mineurs dans la probabilité de défaillance du pipeline.

Plus précisément, la susceptibilité du pipeline à la corrosion externe et interne demeurerait inchangée avec l'inversion du sens d'écoulement. Toutefois, la susceptibilité de fissuration augmente pour les tronçons de la conduite qui se trouveraient, après l'inversion du sens d'écoulement, du côté de la décharge de chaque pompe et, inversement, diminue pour les tronçons qui seraient du côté de l'aspiration de chaque pompe.

Aucun changement ne se produira dans la susceptibilité aux forces naturelles, à l'exploitation du réseau, aux accessoires de canalisation, aux dommages de tiers ou aux menaces de mouvement des terrains si l'inversion proposée du sens d'écoulement est réalisée. De la même façon, les conséquences d'une défaillance sont indépendantes du sens d'écoulement. **[Pièce B21-2, Adobe 5]**

Le Projet accroîtrait la capacité de la canalisation 9 et cet accroissement entraînerait une augmentation du risque évalué à l'égard de 2,2 % du pipeline. Par souci de clarté, nous précisons que cela ne signifie pas une augmentation de 2,2 % du risque global. En fait, l'augmentation du risque s'applique à seulement

60 tronçons sur le nombre total de 2 730 tronçons d'une longueur de 305 mètres qui relie le terminal de Montréal et le poste de North Westover. **[Pièce B19-29, Adobe 26; Pièce B35-19, Adobe 17]** De plus, les stratégies de contrôle et d'atténuation des risques mises en application actuellement par Enbridge gèrent les risques de façon efficace. **[Pièce B21-2, Adobe 5 et 9]**

Nous attirons votre attention sur la réponse à la demande de renseignements 1.24 de l'ONÉ **[Pièce B8-12, Adobe 39-41]**, parce que ce document explique de façon détaillée comment Enbridge remplit ou dépasse les exigences de l'article 10.10.2 de la norme CSA Z662-11 pour ce qui est de la gestion de la corrosion interne et externe du pipeline. De la même façon, la réponse à la demande 3.8 de l'ONÉ **[Pièce B18-2, Adobe 23 et 24]** comporte une discussion importante quant à l'analyse de susceptibilité à la corrosion interne qu'Enbridge a effectuée à l'égard de la canalisation 9 en tenant compte de certaines spécifications du pétrole brut lourd.

Nous mentionnons également la réponse à la demande de renseignements 1.10.e.c1 R de la Ville de Toronto **[Pièce B30-2, Adobe 7]**, qui traite, entre autres choses, des projets récents et actuels d'Enbridge ainsi que des dépenses qu'elle a engagées et prévoit engager, en vue d'atténuer les risques.

La réponse à la demande de renseignements 1.8.b de la Ville de Toronto mérite aussi un examen attentif, en particulier, mais pas seulement, parce qu'elle résume les améliorations qui ont été apportées au programme de gestion de l'intégrité après l'incident survenu à Marshall, au Michigan. **[Pièce B19-29, Adobe 21]**

La réponse à la demande de renseignements 2.30.d de la Ville de Toronto décrit l'étude sur la profondeur de la couverture qu'Enbridge est en train d'effectuer à l'égard de tous les cours d'eau et pentes, y compris l'évaluation des géorisques, en 2013. **[Pièce B35-3, Adobe 61]** Ces mesures devraient répondre aux préoccupations de la TRCA à cet égard. **[Pièce C39-7, par. 14, 15 et 40]**

Les réponses que nous avons mentionnées ne constituent, bien sûr, qu'une petite partie d'un dossier très complet sur la sécurité et l'intégrité de la canalisation 9.

Nous nous attendons à ce que divers intervenants expriment leurs préoccupations, ou peut-être même fassent des mises en garde, au sujet d'éléments tels la corrosivité, les fissures, les déversements, les fuites et les rejets ainsi qu'au sujet des risques liés au Projet. Vous avez sûrement reçu des plaidoiries écrites et des lettres de commentaires qui contiennent des affirmations à ce sujet et nous savons que Environmental Defence, un membre de la Coalition Équiterre **[Pièce C13-6, Adobe 4]**, a fait campagne vigoureusement contre le Projet, notamment en affirmant dans sa correspondance avec diverses municipalités que le produit qui

serait transporté au moyen de la canalisation 9 les exposerait à un risque accru.

[Pièce B1-2, Adobe 30; Pièce B1-12, Adobe 2]

Avec tout le respect que nous leur devons, il y a un manque sérieux de preuves crédibles au dossier à l'appui de ces préoccupations, sans parler des mises en garde. Au contraire, on trouve au dossier des éléments de preuve amplement suffisants pour vous permettre de conclure que ces préoccupations sont le fait de personnes mal renseignées et ne sont aucunement fondées.

À titre d'exemple, la preuve présentée par Enbridge démontre que le pipeline et les installations ont été conçus de façon adéquate et prudente. Cette preuve démontre également qu'Enbridge les a entretenus et a géré l'intégrité du pipeline et des installations de façon adéquate et prudente. De plus, la preuve présentée par Enbridge démontre que l'inversion du sens d'écoulement et l'accroissement de la capacité proposés n'entraîneraient pas de répercussions défavorables quant à l'intégrité en question.

Nous avons fait brièvement allusion au rapport Accufacts plus tôt. Il est maintenant nécessaire d'en discuter plus longuement, étant donné qu'on y trouve, entre autres choses, certaines affirmations quant à des lacunes graves qui existeraient dans la gestion de l'intégrité du pipeline d'Enbridge et quant au fait qu'Enbridge ne tiendrait pas compte (*not heeding*) des enquêteurs sur les accidents de pipeline ou

des organismes de réglementation dans le cadre de la gestion de l'intégrité des pipelines. **[Pièce C13-6-3, Adobe 4]**

Le rapport Accufacts prétend en outre qu'Enbridge n'a pas intégré correctement les paramètres de gestion du processus de sécurité essentiels sur lesquels se fonde la réglementation de la gestion prudente de l'intégrité des pipelines. Cette allégation doit sûrement avoir pour but tout autant de remettre en question la compétence de l'Office à titre d'organisme de réglementation des pipelines que de critiquer Enbridge. **[Pièce C13-6-3, Adobe 4]**

En effet, le rapport Accufacts va même jusqu'à inclure un sous-titre retentissant :
« *Something appears very wrong with Enbridge's Line 9B risk assessment.* »
[Pièce C13-6-3, Adobe 2 et 30]

Cette rhétorique excessive a peut-être pour but de soulever l'opinion publique contre le Projet. Quoi qu'il en soit, cela n'est pas utile dans le cadre de la présente instance, d'autant plus qu'elle n'a aucun fondement factuel.

La contre-preuve d'Enbridge répond au rapport Accufacts et il n'est pas nécessaire d'en répéter tout le contenu. **[Pièce B43-2, Adobe 3 et 4]**

Nous souhaitons toutefois souligner que l'Office a confirmé être satisfait des améliorations supplémentaires qu'Enbridge a apportées à son programme de

gestion de l'intégrité, tant avant qu'après l'incident survenu à Marshall, au Michigan, et qu'en outre, Enbridge a démontré qu'elle était en mesure de bien détecter, évaluer et atténuer la fissuration de ses pipelines réglementés par l'ONÉ.

[Pièce B43-2, Adobe 4]

Nous devons également spécifiquement aborder l'affirmation faite dans le rapport Accufacts selon laquelle en l'absence d'un essai hydrostatique approprié à l'égard de la canalisation 9, il existe un risque élevé qu'une rupture du pipeline se produise au cours des premières années suivant la mise en œuvre du Projet. **[Pièce C13-6-3, Adobe 5]**

Bien que ce soit la dernière partie de cette affirmation, soit le « *high risk that the pipeline will rupture in the early years* », que les opposants au Projet (y compris The Goodman Group **[C13-7-2, Adobe 7]**) ont répété le plus souvent tant dans le cadre de la présente instance qu'à d'autres occasions, c'est sur le début de celle-ci, soit « *without a proper hydrotest* », que nous aimerions nous pencher pendant quelques minutes.

Mais auparavant, nous aimerions souligner que malgré toutes ses critiques à l'endroit d'Enbridge et les termes souvent exagérés qui sont utilisés pour formuler ces critiques, le rapport Accufacts ne fait pas de recommandation contre l'approbation du Projet. **[Pièce C-13-6-3, Adobe 33 et 34]** Il recommande plutôt

seulement des essais hydrostatiques et d'autres essais visant, de façon générale, la détection de fuites et les mesures d'intervention en cas d'urgence. La substance de ces recommandations est déjà prise en considération soit dans les pratiques courantes d'Enbridge ou dans les plans relatifs à l'exécution et à l'exploitation du Projet.

Plus précisément en ce qui concerne les essais hydrostatiques, le rapport Accufacts recommande que « . . . *proper hydrotests should be performed on Line 9A and 9B. . .* » avant la mise en exploitation du Projet. [**Pièce C-13-6-3, Adobe 33**]

Enbridge connaît parfaitement bien les essais hydrostatiques. La canalisation 9 elle-même a fait l'objet d'essais hydrostatiques en 1976 (avant sa mise en service), puis à nouveau en 1997. Les résultats des essais de 1997 ont été déposés auprès de l'Office. [**Pièce B19-1, Adobe 80; Pièce B28-2, Adobe 1; Pièce B28-3 à B28-22**]

Tel qu'expliqué dans la réponse à la demande de renseignements 1.14.a de l'Ontario, la technique des essais hydrostatiques est une technique de vérification de l'intégrité qu'Enbridge utilise dans le cadre de son programme de gestion de l'intégrité et dont elle continue d'évaluer tant les avantages que les effets néfastes potentiels.

Les essais hydrostatiques ne sont pas une panacée. En fait, il ne s'agit même pas de la méthode privilégiée par les exploitants de pipelines qui peuvent utiliser des

outils d'inspection interne à haute résolution des canalisations pour en vérifier l'intégrité.

Cela s'explique, entre autres, par le fait que les essais hydrostatiques ne font que confirmer, à un moment précis, que les défauts restantes sont de dimension inférieure à une défectuosité de taille critique. En réalité, même si l'essai est positif, cela ne garantit pas que le pipeline qui en a fait l'objet ne présentera aucune défaillance à l'avenir. **[Pièce B20, Adobe 22]**

L'auteur du rapport Accufacts semble être d'accord avec ce point de vue, car on peut lire ce qui suit à la page 24 du rapport :

It is true that a properly developed, field demonstrated and utilized ILI tool, usually designed for a specific purpose, can tell one more about a pipeline than a hydrotest. . . **[Pièce C13-6-3, Adobe 27]**

De même, il n'y a aucun désaccord entre Enbridge et l'auteur à l'égard de ce qui suit :

The obligation to choose, use, and apply the right assessment method(s) falls to the pipeline operator who eventually must demonstrate their use is appropriate. **[Pièce C13-6-3, Adobe 28]**

Les exploitants de pipelines qui ont le choix d'utiliser des outils d'inspection interne à haute résolution pour vérifier l'intégrité ont une autre raison pour ne pas privilégier les essais hydrostatiques, soit les effets néfastes potentiels de ces

derniers, y compris la possibilité de provoquer ou de développer des fissures qui n'ont pas été révélées pendant les essais, mais qui pourraient continuer à augmenter pendant l'exploitation. Un essai hydrostatique qui entraînerait la propagation des fissures compromettrait évidemment les efforts consentis en vue d'éliminer les défaillances du pipeline. **[Pièce B20, Adobe 22 et 23]**

Il appert que John Kiefner et Willard Maxey, ingénieurs-conseils spécialisés en pipelines reconnus, appuient ces conclusions dans leur article intitulé « The Benefits and Limitations of Hydrostatic Testing », qui a été déposé à titre de Pièce B35-45. Par exemple, Kiefner et Maxey déclarent ce qui suit :

[Hydrostatic] [t]esting of an existing pipeline is a possible way to demonstrate or revalidate its serviceability. For a variety of reasons, retesting an existing pipeline is not necessarily the best means to achieve confidence of its serviceability, however.

L'article traite également de plusieurs effets néfastes potentiels des essais hydrostatiques et des motifs pour lesquels l'inspection interne des canalisations est souvent une meilleure solution.

Enbridge s'attend à ce que les membres du panel aient remarqué que le rapport Accufacts ne mentionne pas une seule fois l'article de Kiefner et Maxey.

À la lumière de ce qui précède, on ne peut que s'étonner et demeurer perplexe en lisant cette attaque très grave à l'encontre d'Enbridge dans le rapport Accufacts :

Accufacts finds Enbridge's statements concerning the possible damage from hydrotesting are without technical merit, and appear to be attempts to misinform decision makers and the public. [Pièce C13-6-3, Adobe 33; Pièce C13-6-3, Adobe 5]

Nous ne pouvons également passer sous silence le fait que cette déclaration se trouve immédiatement à la suite d'autres allégations faites dans le rapport Accufacts selon lesquelles « . . . Enbridge has a culture of denial when it comes to the strengths of hydrotesting and a highly distorted over-reliance on ILLI inspection. . . », des propos que nous estimons tout à fait outranciers en soi. [Pièce C13-6-3, Adobe 33]

De plus, personne ne peut raisonnablement inférer qu'Enbridge entend convaincre l'Office ou qui que ce soit d'autre que les effets néfastes éventuels des essais hydrostatiques ne peuvent être gérés de façon adéquate. En fait, Enbridge a dit expressément le contraire et a décrit les méthodes qu'elle utilise à cette fin. [Pièce B20, Adobe 22 et 23; Pièce B35-44, Adobe 7]

Bref, les attaques, les allégations et les mises en garde relatives à un risque de rupture élevé qui figurent dans le rapport Accufacts sont sans fondement et extrêmement injustes. Elles sont aussi, à vrai dire, irresponsables, étant donné qu'elles sont faites dans un document qui a été déposé à titre de preuve d'expert dans le cadre de la présente instance publique. L'Office ne devrait leur accorder aucun poids.

En tenant compte de ce qui précède et du programme de gestion de l'intégrité complet d'Enbridge, la recommandation qu'Enbridge soit tenue d'effectuer des essais hydrostatiques sur l'ensemble de la canalisation 9 avant l'inversion du sens d'écoulement vers l'est, devrait être rejetée.

Positionnement intelligent de valves

La preuve d'Enbridge mentionne à plusieurs reprises le programme de positionnement intelligent de valves. **[Voir par exemple : Pièce B11-2, Adobe 13 et 14; Pièce B35-18; Adobe 1; Pièce B35-44, Adobe 10 et 11]**

Le programme de positionnement intelligent de valves est un processus continu, indépendant du Projet, qu'Enbridge exécute dans le cours de ses activités d'exploitation et d'entretien et qui a été élaboré selon le document de l'Office intitulé *Exigences et notes d'orientation concernant les activités d'exploitation et d'entretien des pipelines assujettis à la Loi sur l'Office national de l'énergie*. Ce programme sert à confirmer si l'emplacement actuel des valves commandées à distance est adéquat et à établir les emplacements où il est nécessaire que d'autres valves soient installées. **[Pièce B11-2, Adobe 13]**

La réponse à la demande de renseignements 2 du Dr Nicole Goodman explique que le positionnement intelligent de valves vise à repérer des emplacements de valves afin de réduire le volume de déversement éventuel en cas de rupture du pipeline.

Les emplacements optimaux des valves sont choisis attentivement en fonction de la réduction potentielle du volume de déversement et d'autres facteurs, tels que les points de franchissement d'un cours d'eau, les sources d'eau potable, les zones peuplées et les autres zones sensibles sur le plan écologique ou à d'autres points de vue. **[Pièce B35-18, Adobe 1]**

Enbridge a décidé tout récemment qu'un nombre total de 17 nouvelles valves de sectionnement commandées à distance seraient installées le long de la canalisation 9 avant la mise en exploitation de la canalisation 9B vers l'est. Les valves supplémentaires seront installées dans le cadre du programme de positionnement intelligent de valves d'Enbridge et non dans le cadre du Projet. **[Pièce B45-3, Adobe 4].**

Les emplacements approximatifs des 17 valves sont énumérés dans la mise à jour du rapport sommaire de l'analyse des transitoires sur le réseau principal du Projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9, qui est joint à titre de Pièce jointe 1 à la mise à jour de la réponse à la demande de renseignements 4.7 de l'ONÉ. **[Pièce B45-3]** Les emplacements définitifs pourraient être légèrement différents, selon certains facteurs comme les préoccupations des propriétaires fonciers et les préoccupations environnementales, les questions d'accès et la disponibilité de l'énergie. **[Pièce B45-3, Adobe 10]**

QUESTION 6 : LES VOLETS SÉCURITÉ, SÛRETÉ ET PLANS D'URGENCE ASSOCIÉS À LA CONSTRUCTION ET À L'EXPLOITATION DU PROJET PROPOSÉ, NOTAMMENT LA PLANIFICATION DES INTERVENTIONS ET LA PRÉVENTION DES DOMMAGES CAUSÉS PAR DES TIERS

Détection des fuites

Enbridge ne serait pas surprise si diverses parties, y compris à titre d'exemple la Première nation Aamjiwnaag et la Première nation Chippewas of the Thames (que nous appellerons l'AFN et la COTTFN, comme l'ont fait leurs propres conseillers juridiques dans le cadre de la présente instance), DurhamCLEAR et la Coalition Équiterre, faisaient valoir au cours des prochains jours d'audience que l'Office devrait se préoccuper du caractère adéquat et de l'efficacité des systèmes de détection des fuites d'Enbridge. **[Pièce C1-5-1, Adobe 24; Pièce C2-4-1, Adobe 19 et 36 à 38; Pièce C12-6-1, Adobe 4; Pièce C13-6-3, Adobe 31 et 32]**

Il semble approprié, à ce moment-ci, de répondre à ces arguments.

La contre-preuve d'Enbridge a répondu à plusieurs d'entre eux et il est inutile d'en répéter le contenu. Néanmoins, nous aborderons brièvement certaines des affirmations faites par les intervenants.

Tout d'abord, il est tout à fait inexact de prétendre, comme le fait DurhamCLEAR dans sa preuve écrite, que le système de détection des fuites d'Enbridge est pratiquement inutile. **[Pièce C12-6-1, Adobe 4]**

De fait, Enbridge s'est engagée à utiliser des méthodes de détection des fuites de pointe à l'égard de l'ensemble de son réseau pipelinier, y compris la canalisation 9. À cette fin, elle fait appel à des technologies de pointe, élabore des procédés et embauche des employés compétents. Enbridge s'est aussi engagée à améliorer continuellement sa stratégie de détection des fuites, qui est une démarche globale à volets multiples pour l'ensemble de son réseau pipelinier.

Cette stratégie englobe cinq méthodes de détection principales, dont chacune a un objectif et repose sur une technologie, des ressources et des délais différents. Utilisées ensemble, ces méthodes se recoupent et offrent une capacité de détection des fuites efficace.

La réponse à la demande de renseignements 3.10 de l'ONÉ comporte des précisions considérables sur la démarche d'Enbridge en matière de détection des fuites et nous vous suggérons respectueusement de l'examiner attentivement.

[Pièce B18-2, Adobe 27 à 30] Nous recommandons aussi aux membres du panel de considérer attentivement la réponse à la demande de renseignements 4.8 de l'ONÉ, qui donne une explication complète de la manière dont le système de bilan matière (*Material Balance System*) d'Enbridge pour la détection des fuites répond aux recommandations énoncées dans l'Annexe E de la norme CSA Z662 ou les dépasse. **[Pièce B41-2, Adobe 18 et 19]**

Tant l'AFN que la COTTFN soutiennent que le transport éventuel de bitume dilué dans la canalisation 9 rendrait la détection des fuites encore plus difficile. **[Pièce C1-5-1, Adobe 24; Pièce C2-4-1, Adobe 19]** Avec tout le respect que nous leur devons, l'AFN et la COTTFN se trompent.

Les affirmations de l'AFN et de la COTTFN semblent être fondées sur des prétentions incorrectes et qui ne sont pas dignes de foi quant aux effets de la séparation de colonne sur l'efficacité des systèmes informatiques de détection des fuites. **[Pièce C2-4-7, Adobe 1 à 33 et Adobe 13]**

Comme il est expliqué dans sa contre-preuve, Enbridge connaît bien le problème des séparations de colonne et a mis en œuvre des technologies, élaboré des procédures structurées et formé son personnel afin de s'assurer que les séparations de colonne soient gérées de façon appropriée dans le contexte de l'exploitation du pipeline. **[Pièce B43-2, Adobe 4 et 5]**

La contre-preuve d'Enbridge décrit les divers moyens par lesquels les cas de séparation de colonne peuvent être détectés et gérés. **[Pièce B43-2, Adobe 5]** Elle énonce également un certain nombre d'améliorations qu'Enbridge a mises en œuvre en vue d'améliorer la gestion des cas de séparation de colonne.

Parmi ces améliorations, on compte l'amélioration des procédures du centre de contrôle relatives au démarrage, à l'arrêt et aux conditions d'écoulement, ainsi que

les procédures concernant le système de bilan matière, des mesures de soutien à la prise de décisions par les opérateurs, y compris des outils en ligne et des mesures du fonctionnement du pipeline, qui facilitent l'amélioration continue, et l'amélioration complète de l'instrumentation pour l'ensemble du réseau d'Enbridge, y compris la canalisation 9. **[Pièce B43-2, Adobe 5]**

Nous ouvrons une parenthèse ici pour noter qu'une fois que le Projet aura été achevé et que l'exploitation de la canalisation 9 inversée à nouveau aura commencé, Enbridge effectuera d'autres essais afin de valider le rendement actuel en matière de sensibilité et de fiabilité du système de surveillance informatique du pipeline de la canalisation 9. **[Pièce B35-31, Adobe 1]**

Agent réducteur de résistance

Vous pourriez aussi entendre des arguments relatifs aux risques liés à l'agent réducteur de résistance (l'« ARR ») qu'Enbridge utiliserait afin d'accroître la capacité de transport de pétrole de la canalisation 9 et aux effets défavorables qui pourraient en découler.

Les effets défavorables sur la détection des fuites seront probablement le point central de ces arguments, étant donné que les propriétés des produits particuliers utilisés comme ARR ne soulèvent aucune préoccupation. À cet égard, Enbridge a utilisé des ARR dans l'ensemble de son réseau et depuis plus de deux décennies

dans ses pipelines de transport. Les ARR ne constitueraient un danger ni pour la santé humaine ni pour l'environnement en cas de déversement lié au pipeline.

[Pièce B8-2, Adobe 18; Pièce B18-18, Adobe 13; Pièce B18-32, Adobe 18; Pièce B18-34]

La preuve démontre également que l'utilisation d'ARR permet de transporter un volume de fluides plus élevé selon les mêmes restrictions en matière de pression de service. L'ARR est injecté afin de réduire la pression de friction sans augmenter la pression de service. En termes simples, les profils de pression de service sont relativement similaires dans les deux cas, mais le pipeline fonctionne à une plus grande vitesse. **[Pièce B8-2, Adobe 18]**

Quant à la détection des fuites, nous précisons que la modélisation exacte de l'ARR dans le système de détection des fuites d'Enbridge permet de mesurer en temps réel les taux d'injection d'ARR et de prédire correctement le rendement de la réduction de la résistance. La réduction de la résistance est prise en considération dans le calcul de la baisse de pression en temps réel aux fins du système de détection des fuites.

Afin de s'assurer que son système modélise adéquatement les effets de l'ARR de façon exacte et fiable, Enbridge prend diverses mesures, qui sont résumées dans la

réponse à la demande de renseignements 2.21 de la Ville de Toronto. **[Pièce B35-3, Adobe 32]**

Intervention d'urgence

Passons maintenant à la question importante que constitue l'intervention d'urgence. Cette question occupera probablement beaucoup de place dans les plaidoiries des intervenants que vous entendrez tant à Montréal que la semaine prochaine à Toronto.

Madame la présidente, comme vous-même et les autres membres du panel avez pu le constater, le dossier de la présente instance est imposant et une partie considérable de celui-ci se compose de preuves soumises tant par Enbridge que par les intervenants au sujet de la capacité d'Enbridge d'intervenir de façon efficace dans l'éventualité peu probable d'un déversement lié à la canalisation 9. Nous soumettons respectueusement qu'un examen attentif des éléments *crédibles* et *persuasifs* de cette preuve devrait vous inciter à conclure qu'Enbridge est plus qu'adéquatement préparée à intervenir dans une telle éventualité et est tout à fait capable de le faire.

La réponse à la demande de renseignements 4.9 de l'ONÉ est un élément important de cette preuve crédible et persuasive, puisqu'elle énonce de façon succincte

comment Enbridge remplit les exigences des articles 33 à 35 du *Règlement sur les pipelines terrestres*. **[Pièce B41-2, Adobe 22 à 30]**

Nous vous invitons aussi à examiner attentivement la réponse à la demande de renseignements 4.10 de l'ONÉ et, plus particulièrement, la partie qui porte sur le programme de gestion des situations d'urgence. **[Pièce B41-2, Adobe 37 et 38]**

Améliorations apportées depuis l'incident survenu à Marshall

Nous vous renvoyons également à la réponse à la demande de renseignements 1.44 de l'Ontario. **[Pièce B20, Adobe 70 à 75]**

De nombreuses parties citent l'incident survenu à Marshall, au Michigan, en 2010, comme preuve de l'insuffisance de l'état de préparation à une intervention d'urgence d'Enbridge et de son incapacité de prévenir les dommages causés à l'environnement ou à des tiers.

Tous ces arguments oublient de reconnaître que nous ne sommes plus en 2010 et qu'aux cours des années qui ont suivi, et sous la supervision étroite et attentive de l'Office national de l'énergie, Enbridge a mis en œuvre un grand nombre de modifications relatives à son exploitation et à ses procédures en tenant compte des enquêtes approfondies dont l'incident de Marshall a fait l'objet et des leçons qui en ont été tirées.

Ces modifications visent pratiquement tous les aspects de l'exploitation d'Enbridge : de la gestion de l'intégrité et de l'entretien du pipeline et des installations à la détection des fuites, et du fonctionnement du centre de contrôle à l'intervention d'urgence et au renforcement de la culture de sécurité. **[Pièce B20, Adobe 70 à 75]**

Plus précisément en ce qui a trait à l'intervention d'urgence, la preuve démontre ce qui suit :

- Enbridge a continué à accroître ses stocks de matériel d'intervention d'urgence, y compris en achetant des bateaux, des barrages flottants et des remorques d'intervention d'urgence supplémentaires. À cet égard, la Pièce jointe 1 à la demande de renseignements 1.17 de la MNCFN énumère le matériel d'intervention d'urgence qu'Enbridge maintient dans la région de l'Est (qui est responsable de la canalisation 9). **[Pièce B20, Adobe 73; Pièce B22-18; Pièce B18-11, Adobe 6; Pièce B18-12]**
- Enbridge a également amélioré ses compétences relatives à son système de commandement en cas d'incident en offrant une formation sur le SCI 100, 200 et 300 à ses employés qui joueraient des rôles de commandement dans l'éventualité peu probable d'une urgence. **[Pièce B20, Adobe 73]**

- Enbridge a mis sur pied des équipes régionales de gestion des incidents dans l'ensemble de son réseau. Ces équipes sont en mesure de se mobiliser et d'intervenir immédiatement en cas d'incident. **[Pièce B20, Adobe 73 et 74]**
- Enbridge a désigné une équipe régionale de gestion des incidents pour la région de l'Est, qui est organisée selon un protocole relatif à la structure de commandement en cas d'incident. Cette équipe serait déployée si un incident survenait relativement à la canalisation 9. **[Pièce B35-3, Adobe 37]**
- Enbridge a élaboré de nombreux nouveaux outils afin de fournir aux intervenants d'urgence des ressources qui leur permettraient de procéder à une intervention efficace et coordonnée. Parmi ces outils, on compte un guide de gestion des incidents, un guide d'exercices d'intervention d'urgence et des plans d'intervention tactique. **[Pièce B20, Adobe 74]**

Les plans d'intervention tactique fournissent aux intervenants d'urgence un plan d'action préétabli en cas d'incident et améliorent l'état de préparation à une intervention d'urgence. Ils ne sont pas exigés par règlement, mais illustrent qu'Enbridge prend des mesures proactives en vue d'améliorer sa planification des interventions en cas d'urgence dans les régions clés. Ils correspondent également au type de plans de gestion environnementale par bassin versant que la TRCA estime nécessaire. **[Pièce C39-7, par. 26 ff.]**

Enbridge a retenu les services de The Response Group à qui elle a demandé de l'aider à élaborer d'autres plans d'intervention tactique et elle est d'accord avec la TRCA pour dire que la priorité accordée à l'élaboration de tels plans est nécessaire. **[Pièce C39-7, par. 32 et 33; Pièce B19-29, Adobe 53]** Jusqu'à maintenant, Enbridge a élaboré des plans d'intervention tactique pour la rivière Sainte-Claire, la rivière des Milles-Îles, la rivière des Prairies, la rivière des Outaouais, la rivière Niagara et la rivière Don. **[Pièce B35-3, Adobe 40]** En 2013, des plans d'intervention tactique seront élaborés pour le canal Rideau, la rivière Grand, la rivière Humber et la rivière Trent. **[Pièce B35-3, Adobe 40]**

Les emplacements choisis pour l'élaboration des plans d'intervention tactique ont été principalement sélectionnés parmi ceux où les conséquences possibles d'un déversement lié au pipeline seraient plus graves pour l'environnement, la population ou l'économie. **[Pièce B35-3, Adobe 40]** Voilà qui correspond à la démarche d'établissement des priorités que préconise la TRCA. **[Pièce C39-7, par. 32, 34 et 46]**

Enbridge possède déjà une cartographie des points de contrôle de chaque rivière que la canalisation 9 franchit, mais elle continuera à réviser et à améliorer ses points de contrôle le long de chaque rivière dans le but

d'améliorer sa capacité d'intervention en cas de déversement dans une rivière que la canalisation 9 franchit. **[Pièce B35-3, Adobe 40]**

- Enbridge a acheté un logiciel relatif à un plan d'action en cas d'incident et y a chargé l'information sur son plan d'intervention, y compris son matériel et celui de ses entrepreneurs. **[Pièce B20, Adobe 74]**
- Le groupe de gestion des situations d'urgence spécialisé d'Enbridge poursuit sa croissance. **[Pièce B20, Adobe 74]** Un coordonnateur des interventions d'urgence spécialisé s'est joint à l'équipe de la région de l'Est d'Enbridge et il sera responsable du réseau pipelinier et des installations de Sarnia à Montréal. **[Pièce B35-44, Adobe 13]**

En dernier lieu, il est important de souligner qu'Enbridge a chargé The Response Group d'effectuer une évaluation indépendante de sa capacité en cas d'urgence et de lui faire des recommandations.

L'équipe d'évaluation de The Response Group a fait deux recommandations au sujet de la planification des interventions d'urgence. Dans le premier cas, elle recommandait à Enbridge de continuer à élaborer des guides d'intervention rapide dans le cadre de l'élaboration d'un plan d'urgence intégré, ce qu'Enbridge a fait. Cette année et l'année prochaine, Enbridge prévoit harmoniser ses plans d'intervention d'urgence avec le concept de plan d'urgence intégré, qui est un type

de plan d'urgence reconnu dans le secteur et avec lequel les organismes de coordination des interventions d'urgence sont familiers.

La deuxième recommandation de The Response Group était qu'Enbridge continue à élaborer des plans d'intervention tactique pour les zones sujettes à de graves conséquences. Enbridge a accepté cette recommandation et, comme nous l'avons mentionné il y a un moment, elle continue à élaborer des plans d'intervention tactique à l'égard des points de franchissement des cours d'eau qui se trouvent le long de la canalisation 9. **[Pièce B35 à 38, Adobe 9 et 10]**

Formation et exercices en matière d'intervention d'urgence

La formation et les exercices sont évidemment importants pour établir et maintenir une capacité d'intervention d'urgence et, pour cette raison, Enbridge effectue régulièrement des exercices d'intervention d'urgence de caractère courant. Entre autres choses, ces exercices donnent au personnel d'intervention la possibilité de s'exercer en utilisant le matériel qu'ils utiliseraient dans l'éventualité peu probable d'un incident. Enbridge se sert des résultats de ces exercices à plusieurs fins, y compris afin d'identifier les besoins supplémentaires en matière de personnel, d'accès et de matériel. Des améliorations possibles aux procédures sont également considérées et mises en œuvre, au besoin. **[Pièce B43-2, Adobe 7]**

Il y a de nombreuses mentions des exercices d'intervention d'urgence dans l'ensemble du dossier de preuve et il n'est pas nécessaire de toutes vous les réciter.

[Voir par exemple : Pièce B19-27, Adobe 3; Pièce B20, Adobe 80; Pièce B22-23; Pièce B35-27, Adobe 25; Pièce B35-44, Adobe 23; Pièce B43-2, Adobe 7 et 8] Il suffit de dire que les exercices vont d'exercices de simulation à des exercices à grande échelle et mobilisent les municipalités, d'autres paliers de gouvernement, les premiers intervenants, tels que les services de police et d'incendie, et les représentants des Premières nations. Ces exercices sont fréquemment observés par le personnel de l'ONÉ, qui rédige ensuite un rapport d'observations et de recommandations. Ils ont lieu pendant toutes les saisons, tant en Ontario qu'au Québec.

Délais d'intervention

Certaines parties pourraient plaider, pendant l'audience ici à Montréal ou plus tard à Toronto, que les délais estimatifs requis pour que les intervenants d'urgence d'Enbridge arrivent sur les lieux sont trop longs.

En fait, il n'existe aucune exigence réglementaire ayant trait au temps d'intervention relatif aux déversements au Canada. Il est aussi vrai que les estimations de 1,5 à 4 heures d'Enbridge s'inscrivent amplement dans la fourchette des temps d'intervention indiqués dans les lignes directrices de la Pipeline and

Hazardous Materials Safety Administration des États-Unis (qui sont de 6 heures pour les déversements les plus graves de niveau 1 (*Tier 1*) dans une zone à volume élevé (*High Volume Area*), selon le sens donné à ce terme dans la réglementation, et de 12 heures dans les cas des déversements les plus graves dans toutes les autres zones). **[Pièce B18-46, Adobe 5; Pièce B35-38, Adobe 9 et 10]**

En outre, Enbridge continue de travailler à améliorer sa capacité d'intervention d'urgence et de réduire ses temps d'intervention en cas de déversement.

Parmi ces efforts, citons par exemple la mise sur pied d'une équipe d'entretien des pipelines à Mississauga à compter du troisième trimestre de 2014. Cette équipe fournirait une intervention d'urgence pour tout incident de pipeline dans la région du Grand Toronto et le fait qu'elle se trouve à Mississauga permettrait à Enbridge d'améliorer son délai d'intervention dans l'éventualité peu probable d'un tel incident. **[Pièce B41-2, Adobe 29]** La plaidoirie de la TRCA recommande justement qu'Enbridge prenne une telle mesure. **[Voir par exemple : Pièce C39-7, par. 35]**

Intégration et partage d'information avec les municipalités et les premiers intervenants

Un certain nombre de municipalités et d'autres organismes gouvernementaux participent à la présente instance. Certains d'entre eux pourraient plaider que

l'ONÉ et Enbridge doivent tous les deux être conscients de l'importance de s'assurer que la Société intègre la planification et l'exécution de ses interventions d'urgence à ceux des premiers intervenants municipaux et de ces autres organismes. Il se pourrait aussi qu'on souligne l'importance du partage de l'information entre Enbridge et ces divers intervenants.

Enbridge comprend qu'elle doit être disposée à fournir aux intervenants des services d'urgence municipaux le niveau d'information nécessaire afin de leur permettre de bien planifier et préparer une intervention coordonnée la plus efficace possible dans l'éventualité peu probable d'un déversement lié au pipeline. De fait, les articles 33 à 35 du *Règlement de l'Office national de l'énergie sur les pipelines terrestres* imposent des obligations expresses à cet égard et nous avons déjà décrit cet après-midi la manière dont Enbridge y satisfait. De plus, Enbridge est tout à fait certaine que l'Office s'assurera qu'elle continue de le faire.

Nous avons déjà mentionné la preuve au dossier quant aux exercices d'intervention d'urgence de caractère courant qu'Enbridge effectue régulièrement. Mais, ici, nous soulignons la participation des divers organismes gouvernementaux et organismes d'intervention, en Ontario, au Québec et au palier fédéral, à la planification et à l'exécution de ces exercices. **[Voir par exemple : Pièce B41-2, Adobe 20 à 30; Pièce B43-2, Adobe 7 et 8]**

Il faut également souligner les efforts qu'Enbridge déploie afin de répondre aux exigences des organismes d'intervention d'urgence et des administrations municipales, y compris leur fournir l'information dont ils ont besoin, tels que les cartes, les procédures d'intervention d'urgence et les coordonnées des personnes-ressources en cas d'urgence. La preuve démontre que ces efforts sont constants, significatifs et croissants. **[Voir par exemple : Pièce B41-2, Adobe 20 à 30]**

La preuve indique également qu'Enbridge en fera davantage cette année et l'année prochaine, plus particulièrement au chapitre des rencontres et de l'échange d'information, notamment avec les administrations municipales, telles que la Ville de Montréal, la Ville de Terrebonne, la Ville de Montréal-Est, la municipalité de Sainte-Justine-de-Newton, la municipalité de Très-Saint-Rédempteur et la municipalité régionale de comté de Vaudreuil-Soulanges, de l'identification et de la clarification des exigences au niveau de l'information, de la formation des premiers intervenants et de l'examen et de l'élaboration conjoints, avec, par exemple, la Ville d'Hamilton, la Ville de Toronto, la TRCA et d'autres administrations ou organismes, de plans et de stratégies d'intervention pour les régions clés. Pour plus de précision, les municipalités et les autres organismes que nous avons mentionnés ci-dessus et ailleurs dans la présente plaidoirie ne constituent pas une liste exhaustive. Enbridge rencontrera de nombreux autres

organismes, municipalités et ministères gouvernementaux, pour ne nommer que ceux-là, et collaborera avec eux, dans un avenir rapproché et pendant toute la durée du Projet. **[Voir par exemple : Pièce B41-2, Adobe 20 à 30; Pièce B43-2, Adobe 7 à 10]**

Garanties financières

Il semble raisonnable de prévoir que, d'ici la levée de la présente audience, vous entendrez également des plaidoiries qui feront valoir qu'Enbridge devrait être tenue de mettre en œuvre des mesures extraordinaires, telles que l'établissement d'un fonds de prévoyance, afin de s'assurer que, dans l'éventualité peu probable d'un déversement lié à la canalisation 9, elle aurait suffisamment de ressources financières pour remplir les obligations qui lui incombent en vertu de l'article 75 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et indemniser pleinement tous les intéressés des dommages qu'ils ont subis. Avec égards, il n'y a aucun précédent de cette nature, de telles mesures ne sont pas nécessaires et aucune exigence de ce genre ne devrait être imposée, que ce soit comme condition de l'approbation de la Demande ou autrement.

Enbridge est une société par actions bien capitalisée qui, depuis plus de 60 ans, s'efforce d'atténuer son exposition aux risques liés à l'exploitation fiable de ses pipelines de pétrole brut. Si un déversement lié à la canalisation 9 devait survenir,

Enbridge serait en mesure de remplir ses obligations au moyen de ses ressources financières importantes, celles dont elle peut disposer immédiatement et celles dont elle pourrait disposer à l'intérieur d'un court délai. La description des ressources financières de la Société, y compris sa couverture d'assurance, fait l'objet d'une preuve considérable. **[Voir par exemple : Pièce B18-2, Adobe 21; Pièce B35-26, Adobe 21; Pièce B41-2, Adobe 3]** Nous ne reprendrons pas tous ces éléments de preuve, mais soumettons qu'ils sont probants et déterminants pour cet enjeu.

QUESTION 7 : LA CONSULTATION DES GROUPES AUTOCHTONES ET LES EFFETS POTENTIELS DU PROJET PROPOSÉ SUR LES INTÉRÊTS DES POPULATIONS AUTOCHTONES

Principes et exigences applicables

Il est bien établi en droit que la Couronne demeure seule légalement responsable en ce qui a trait à la consultation et à l'accommodement, s'il y a lieu.

Selon la décision rendue par la Cour d'appel fédérale dans l'affaire *Première nation Dakota de Standing Buffalo c. Enbridge Pipelines Inc.* **[2009 CAF 308 (par. 30 et 32-34), autorisation d'appel à la Cour suprême du Canada refusée, 33480, 33481 et 33482 (2 décembre 2010)]**, l'Office n'est pas tenu de déterminer s'il existe une obligation de consulter ou si cette obligation a été remplie. L'Office n'est tenu, lui non plus, à aucune obligation de consulter.

Fait important, les tribunaux ont jugé que le processus de l'ONÉ peut être suffisant pour remplir l'obligation de consulter de la Couronne et, de plus, que le processus de l'Office semble bien adapté pour répondre aux questions relatives aux mesures d'atténuation et d'évitement ainsi qu'aux questions environnementales propres au site ou au projet. [*Nation Ojibway de Brokenhead c. Canada*, 2009 CF 484, par. 25 et 26]

Le processus de l'Office est conçu afin d'obtenir le plus de preuves pertinentes possibles sur les préoccupations autochtones à l'égard d'un projet, les effets que le projet peut avoir sur les intérêts autochtones et les mesures d'atténuation susceptibles de donner suite à ces préoccupations. [**Lettre de décision OH-005-2011, Adobe 10**]

Dans le cas présent, le processus de l'Office comprenait une communication par le biais d'une lettre, avec chacun des groupes autochtones susceptibles d'être touchés, dans laquelle il décrivait le Projet, présentait le processus réglementaire et décrivait les possibilités et les moyens de participer au processus et l'aide financière accordée aux participants. L'Office a également offert aux groupes autochtones de les rencontrer ou de communiquer avec eux par téléphone afin de leur fournir de l'information quant au processus et à la manière d'y participer. La somme de

200 000 \$ a été mise à la disposition des groupes autochtones et du public afin de les aider à participer à l'audience. **[Pièces A2-1 à A2-20]**

Bien que, tout comme l'ONÉ, Enbridge n'ait pas l'obligation indépendante de consulter les groupes autochtones ou d'accommoder leurs intérêts, elle doit néanmoins répondre aux exigences de l'Office d'entreprendre des démarches auprès des groupes autochtones.

Lorsqu'il est possible qu'un projet puisse avoir des effets sur des intérêts autochtones, l'Office exige que le promoteur consulte tous les groupes autochtones susceptibles d'être touchés et lui fournisse des renseignements quant à ces consultations. Plus les risques de répercussions d'un projet pour les peuples autochtones sont grands, plus l'Office est exigeant à l'égard du programme de consultation du promoteur. Toutefois, si la possibilité que le projet ait des effets sur les intérêts autochtones est faible ou si les effets potentiels sont minimes, les consultations tenues par le promoteur n'auront pas à être aussi élaborées. **[Lettre de décision OH-005-2011, Adobe 10]** Enbridge soutient que c'est le cas dans l'affaire qui nous occupe.

Nous soumettons qu'Enbridge a rempli les exigences de l'Office à cet égard en entreprenant des démarches auprès des groupes autochtones et qu'Enbridge est même allée au-delà de ces exigences, comme nous le verrons sous peu.

Allégations d'effets sur les droits et les intérêts autochtones

Certains groupes autochtones ont, dans leur preuve écrite, informé Enbridge qu'ils exerçaient des activités traditionnelles à proximité de l'emprise du pipeline.

[Pièce B43-2, Adobe 11 et 12]

Par exemple, l'AFN indique qu'elle effectue des activités de récolte et d'autres activités traditionnelles à proximité immédiate du terminal de Sarnia et à d'autres endroits le long de l'emprise. **[Pièce C1-6-1, Adobe 17]**

Enbridge a examiné attentivement l'étude préliminaire sur l'utilisation traditionnelle des terres déposée par l'AFN. Les figures 3a et 3b de cette étude sont censées délimiter les zones dans lesquelles l'AFN peut récolter une variété de ressources. **[Pièce C1-6-1, Adobe 14 et 15]** Pour autant qu'Enbridge puisse l'établir, le seul emplacement indiqué dans ces figures où des travaux relatifs au Projet seraient entrepris est le terminal de Sarnia, où on ne voit aucune indication que l'AFN y récolte des ressources. **[Pièce C1-6-1, Adobe 14 et 15]**

La COTTFN cite dans sa preuve écrite une étude préliminaire d'utilisation des terres axée sur l'emprise de la canalisation 9. **[Pièce C2-4-1, Adobe 13]**

Selon cette étude, la récolte traditionnelle de la COTTFN a lieu le plus souvent directement sur les terres qu'englobe la réserve de la COTTFN ou à proximité de

celles-ci, mais, dans certains cas, elle le fait également à des endroits qui sont adjacents à l'emprise de la canalisation 9. **[Pièce C2-4-1, Adobe 14]**

Il faut mentionner, ne serait-ce qu'en passant, que jusqu'à ce que l'étude préliminaire sur l'utilisation traditionnelle des terres ait été déposée dans le cadre de la présente instance, la COTTFN n'avait fait que des observations d'ordre général à Enbridge au sujet de ses activités traditionnelles, sans faire de références particulières à des emplacements géographiques, mis à part celui de la zone de conservation de Fanshawe (qui ne se trouve pas à proximité de l'emprise de la canalisation 9). **[Pièce B43-2, Adobe 11]**

La preuve de l'AFN énonce de façon similaire que l'AFN a mentionné expressément à Enbridge que ses membres utilisent des terres et des ressources situées à proximité de la canalisation 9. Toutefois, les registres d'Enbridge indiquent que l'AFN ne l'a informée, jusqu'à présent, d'aucune utilisation particulière des terres visées par le Projet. **[Pièce B43-2, Adobe 12]**

La preuve écrite de la Première nation des Mississaugas de New Credit (que, pour des questions de commodité, nous appellerons la « MNCFN ») décrit que celle-ci exerce ses droits de récolte autochtones sur son territoire traditionnel **[Pièce C3-5-1, Adobe 2]** et nous informe que les membres de la MNCFN entretiennent un lien spirituel profond avec les terres et les eaux du territoire.

[Pièce C3-5-1, Adobe 2] Toutefois, la preuve n'indiquait aucun emplacement particulier situé le long de l'emprise de la canalisation 9 où les pratiques traditionnelles de la MNCFN pourraient avoir lieu.

Les Mohawks de Kahnawà:ke affirment détenir des droits ancestraux et le titre aborigène sur leur territoire traditionnel. Toutefois, on peut constater que les documents cités, y compris la décision *R. c. Adams* de la Cour suprême du Canada, ne confirment pas de titre aborigène. **[Pièce C4-4-2, Adobe 2 et 3]**

Les Mohawks de Kahnawà:ke contestent l'énoncé d'Enbridge selon lequel les terres qui sont déjà en sa possession sont incompatibles avec une utilisation traditionnelle et soutiennent plutôt que les droits d'Enbridge et des Premières Nations doivent être conciliés selon des facteurs propres à l'exercice de chacun de ces droits. **[Pièce C4-4-2, Adobe 18 et 19]**

Les Premières nations visées par les traités Williams (qui comprennent la Première nation d'Alderville et la Première nation de Hiawatha) expriment des préoccupations similaires et font valoir que, même s'il n'y a pas eu d'atteinte par voie de contamination, un incident lié à la canalisation 9 ou une défaillance de celle-ci aurait, selon leurs termes, le « . . . *potential to annihilate the traditional harvesting practices of the First Nations should the neighboring lands and water be contaminated. . .* ». **[Pièce D2-2, Adobe 5]**

Enbridge soumet qu'un examen attentif et minutieux des préoccupations qui ont été exprimées par l'AFN, la COTTFN, la MNCFN, les Mohawks de Kahnawà:ke et les Premières nations visées par les traités Williams *et* de la preuve pertinente ne peut mener qu'à une seule conclusion : la possibilité que le Projet ait des effets défavorables sur des droits et intérêts ancestraux est minime, tout au plus.

Rappelez-vous, par exemple, que la conclusion de l'EISE était que les effets environnementaux potentiels liés aux milieux terrestre, aquatique, physique et socioéconomique devraient être minimaux et ne devraient pas entraîner d'effet résiduel défavorable une fois que les mesures d'atténuation auront été mises en œuvre. **[Pièce B1-19, Adobe 3]** De plus, jusqu'à présent, personne n'a pu relever un seul effet propre au Projet sur les droits ancestraux ou issus de traité ou encore sur l'exercice de tels droits. **[Pièce B19-25, Adobe 3]**

Comme nous l'avons fait remarquer plus tôt cet après-midi, à quelques rares exceptions près liées aux aires de travail temporaires, les travaux relatifs au Projet seraient réalisés entièrement sur des terrains déjà perturbés, qui sont situées dans l'enceinte des terminaux et des postes déjà en place et en exploitation dont Enbridge est propriétaire ou qu'elle contrôle et qui sont incompatibles avec l'exercice d'activités traditionnelles. **[R. c. Pepeace, [1998] 3 C.N.L.R. 202 (province de Saskatchewan), par. 72, confirmée par 2000 SKCA 16]**

Même si l'Office était persuadé, sauf qu'il ne devrait pas l'être, que la légère variation du degré de risque lié au Projet à l'égard de 2,2 % du pipeline constituerait un effet défavorable possible sur les droits ancestraux ou le titre aborigène, la seule conclusion raisonnable serait qu'il n'était vraiment pas nécessaire d'effectuer une consultation autre que minimale et que l'exigence a été plus que suffisamment remplie.

Allégations d'atteintes antérieures

Par ailleurs, l'AFN, la COTTFN et la MNCFN ont affirmé qu'elles n'avaient pas été consultées ni accommodées lorsque la canalisation 9 a été construite et que cette canalisation porte atteinte à leurs droits ancestraux et issus de traité.

[Pièce C1-6-1, Adobe 3; Pièce C2-4-1, Adobe 3; Pièce C3-5-1, Adobe 3 et 4]

Plus précisément, la MNCFN se dit préoccupée par le fait que ni Enbridge ni la Couronne ne l'ont consultée activement pendant l'exploitation et l'entretien de la canalisation 9 **[Pièce C3-5-1, Adobe 3]** et que la Couronne permet à Enbridge de transporter du pétrole en passant par son territoire traditionnel sans qu'aucune entente ne soit conclue. **[Pièce C3-5-1, Adobe 3]**

L'AFN allègue que la construction de la canalisation 9 au milieu des années 1970 ainsi que son exploitation subséquente et toujours en cours constituent une

appropriation non autorisée de son territoire traditionnel par la Couronne fédérale.

[Pièce C1-6-1, Adobe 17]

Avec tout le respect que nous devons à ces parties, la présente audience n'est pas la tribune appropriée pour débattre de ces questions. Les tribunaux ont jugé que l'obligation de consulter dans le cadre d'un projet proposé ne comprend pas la nécessité de traiter des erreurs passées qu'on allègue.

La Cour suprême du Canada a indiqué clairement ce qui suit dans l'affaire *Rio*

Tinto :

... Une atteinte sous-jacente ou continue, même si elle ouvre droit à d'autres recours, ne constitue pas un effet préjudiciable lorsqu'il s'agit de déterminer si une décision gouvernementale particulière emporte l'obligation de consulter. [*Conseil tribal Carrier Sekani c. British Columbia (Utilities Commission)* (2010), 2010 2 S.C.R. 650 (sub nom. *Rio Tinto Alcan Inc. c. Conseil tribal Carrier Sekani*) [*Rio Tinto*], par. 48]

La question à examiner est de savoir si une revendication ou un droit est susceptible d'être compromis par la décision ou mesure *actuelle* du gouvernement.

L'atteinte antérieure et continue, y compris l'omission de consulter, ne fait naître l'obligation de consulter que si la décision actuelle risque d'avoir un nouvel effet défavorable sur une revendication actuelle ou un droit existant. [*Rio Tinto*, par. 49] Il n'y a pas un tel effet en l'instance.

Comme le juge Fenlon l'a déclaré dans *Adams Lake Indian Band v. British Columbia* :

... the inclusion of past impacts within the scope of the duty to consult is inconsistent with the purpose for which the duty was designed.
[2013 BCSC 877, par. 51]

Une constatation similaire a été faite dans *Louis v. British Columbia*.
[2013 BCCA 412]

Consultation des groupes autochtones effectuée par Enbridge

Plus tôt dans nos observations, nous avons plaidé qu'Enbridge était allée au-delà de l'obligation que lui impose l'Office d'entreprendre des démarches auprès des groupes autochtones. Laissez-nous élaborer brièvement à ce sujet.

Au départ, Enbridge a pris deux facteurs en considération afin d'établir les groupes autochtones avec lesquels elle devait entreprendre des démarches relativement au Projet. Le premier facteur était la proximité à la zone du Projet. Le deuxième était la connaissance qu'Enbridge avait des groupes autochtones de l'Ontario et du Québec. **[Pièce B1-2, Adobe 34]**

Enbridge a entrepris des démarches auprès de 14 groupes autochtones, puis avec cinq groupes supplémentaires, à la demande de l'Office. **[Pièce B8-2, Adobe 33]**

Le programme de consultation des groupes autochtones a permis à Enbridge de fournir des renseignements sur le Projet, de donner à chaque groupe autochtone la possibilité d'exprimer ses préoccupations au sujet du Projet, y compris de donner son avis sur les effets qu'il est susceptible d'avoir sur leurs droits ancestraux, et de répondre à ces préoccupations, s'il y a lieu. Dans le cadre de ce processus de consultation, Enbridge a envoyé des avis et donné des renseignements écrits sur le Projet aux groupes autochtones, les a invités à assister à des journées « portes ouvertes » et les a rencontrés [**Pièce B1-2, Adobe 35 et 36**]. Tous ces éléments sont décrits dans les résumés des consultations avec les groupes autochtones. [**Pièces B1-14, B8-9, B8-10, B18-9, B18-28 et B43-8**]

Nous soumettons que le dossier constitué dans le cadre de la présente instance démontre clairement que, grâce au programme de consultation des groupes autochtones d'Enbridge, tous les groupes autochtones susceptibles d'être touchés par le Projet, ou qui ont exprimé de l'intérêt pour celui-ci, ont obtenu des renseignements sur le Projet et ont eu diverses occasions de communiquer leur point de vue à Enbridge et, ultérieurement, à l'Office. Ils l'ont fait, en partie, en présentant des demandes de renseignements à Enbridge et en déposant des preuves écrites ou des lettres de commentaires.

En outre, Enbridge travaille de concert avec l'AFN, par exemple, afin de comprendre les effets potentiels du Projet et d'explorer des moyens de traiter les enjeux que l'AFN a soulevés. **[Pièce B43-2, Adobe 12]** Enbridge travaille également de concert avec la COTTFN afin de développer sa capacité à effectuer la révision technique du Projet et de colliger des renseignements concernant l'utilisation traditionnelle des terres afin d'identifier les zones vulnérables et les préoccupations propres au Projet. **[Pièce B43-2, Adobe 12]**

À notre avis, la preuve démontre également que, dans la mesure du possible, Enbridge a répondu aux préoccupations exprimées par les groupes autochtones au sujet du Projet. Pour ne donner que quelques exemples : Enbridge a répondu aux préoccupations relatives à l'âge, à la conception et à l'aptitude fonctionnelle du pipeline **[Pièce C1-6-1, Adobe 23]** en décrivant, en maintenant et en suivant le programme de gestion de l'intégrité, et en fournissant des preuves crédibles pour contrer les renseignements moins que crédibles qui semblent être à l'origine de plusieurs des préoccupations. Par exemple, il y a l'affirmation souvent répétée que le bitume dilué est plus corrosif ou plus « *rougher on pipelines* » (pour utiliser les mots des Premières nations visées par les traités Williams) que les autres pétroles bruts. Avec tout le respect que nous leur devons, la preuve déposée par Enbridge démontre que ce n'est tout simplement pas le cas. **[Pièce C2-4-1, Adobe 18;**

Pièce D2-2, Adobe 3 à 4 et voir par exemple : Pièce B1-12, Adobe 21; Pièce B19-5, Adobe 4; Pièce B25-5]

En outre, Enbridge a répondu aux préoccupations exprimées par les groupes autochtones et d'autres personnes au sujet de l'intégrité du pipeline en rédigeant et en déposant l'évaluation technique de l'intégrité des pipelines, l'évaluation technique de l'intégrité des installations et l'évaluation des risques associés au pipeline révisée et en expliquant son programme de gestion de l'intégrité. **[Pièce B1-15; Pièce B1-18; Pièce B21-2]** Enbridge a aussi répondu à de nombreuses demandes de renseignements à ces sujets.

Enbridge a répondu aux préoccupations liées aux fuites et aux déversements au moyen de la conception, de la mise en œuvre et de l'amélioration constante du système de détection des fuites du pipeline. L'Office et d'autres personnes ont présenté de nombreuses demandes de renseignements à ces sujets, auxquelles Enbridge a répondu.

Enbridge a répondu aux préoccupations relatives aux répercussions éventuelles du Projet sur l'environnement au moyen des procédures de protection de l'environnement et des mesures d'atténuation qu'elle a proposées.

Enbridge a répondu aux préoccupations au sujet des risques d'explosion, par exemple, au moyen de l'adoption et de la mise en application des critères de

qualité du pétrole brut dans le Tarif révisé et en se conformant aux exigences et aux conditions d'ordre réglementaire de l'Office.

La Société donnera aux membres des Premières nations d'autres occasions de visiter les chantiers et d'observer l'exécution des travaux relatifs au Projet, comme elle le fait déjà dans le cadre des activités courantes qu'elle exerce dans la région. Ceci devrait leur permettre de mieux comprendre ses pratiques et de constater l'importance qu'elle accorde à la sécurité. **[Pièce B43-2, Adobe 12]**

Finalement, Enbridge explore la possibilité de donner aux Premières Nations l'occasion d'avoir une participation économique significative et elle continuera de le faire. Enbridge entend également poursuivre ses efforts en vue de donner aux Premières Nations l'occasion d'obtenir l'éducation et la formation nécessaires afin d'accroître leur capacité pour être en mesure de bénéficier d'une telle participation économique. **[Pièce B43-2, Adobe 12]**

Pour résumer au sujet de la question 7, Enbridge demande respectueusement à l'Office de conclure qu'elle a rempli les exigences quant à la consultation des groupes autochtones et que tout effet potentiel du Projet sur les intérêts autochtones serait minimal et ferait l'objet de mesures d'atténuation adéquates.

QUESTION 8 : LA CONSULTATION DES PROPRIÉTAIRES FONCIERS ET LES EFFETS POTENTIELS DU PROJET PROPOSÉ SUR CEUX QUI SONT TOUCHÉS AINSI QUE SUR L'UTILISATION DES TERRES

Consultation

Enbridge a mis en œuvre un vaste et efficace processus de consultation publique à l'égard du Projet. Malheureusement, nous ne pouvons écarter la possibilité que vous entendiez des arguments contraires dans le cadre de l'instance. Nous soumettons respectueusement que de tels arguments devraient être rejetés au motif qu'ils ne sont étayés par aucune preuve et sont injustes envers Enbridge.

La preuve relative à la consultation publique réalisée par Enbridge à l'égard du Projet est imposante. **[Voir par exemple : Pièce B1-2, Adobe 27 à 32; Pièce B8-8; Pièce B18-47, Adobe 21 à 24 (se reporter également aux révisions subséquentes : Pièce B35-44, Adobe 26 et 27); Pièce B18-32, Adobe 36 et 37; Pièce B19-22, Adobe 3 et 4; Pièce B20, Adobe 92 à 94; Pièce B43-7]**

Entre autres choses, cette preuve démontre qu'Enbridge a mis en œuvre, et continue effectivement de mettre en œuvre, un processus de consultation publique propre au Projet qui a été conçu de manière à engager le dialogue dès le départ et à fournir de l'information détaillée sur le Projet en temps opportun. Le programme de consultation a aussi été conçu pour s'assurer que les parties intéressées aient la possibilité de réagir en faisant des observations, en posant des questions ou en

exprimant leurs préoccupations et, si elles le souhaitent, de rencontrer des représentants d'Enbridge afin de discuter de certaines questions ou d'obtenir d'autres renseignements. Enbridge a engagé le dialogue avec plus de 2 600 parties intéressées dans le cadre de ce processus de consultation au sujet du Projet.

[Pièce B20, Adobe 92 et 93]

Fait important à noter, le processus de consultation ne prendrait pas fin avec l'approbation du Projet. Enbridge s'est engagée à poursuivre le dialogue avec les parties intéressées pendant toute la durée du Projet et continuera d'exercer un certain nombre d'activités à cette fin, notamment en organisant des rencontres ou des présentations au besoin ou sur demande, en envoyant des mises à jour à l'égard du Projet, s'il y a lieu, en répondant aux courriels reçus à l'adresse de courrier électronique relative au Projet et aux appels faits à l'aide du numéro de téléphone sans frais prévu à cette fin et en mettant à jour le site Web relatif au Projet.

[Pièce B20, Adobe 94] Par exemple, des rencontres ont eu lieu récemment avec la Ville de Montréal et la Ville de Terrebonne. D'autres rencontres sont prévues avec la Ville de Montréal-Est et le ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs afin de discuter du Projet et de mieux comprendre les exigences de chacun en matière d'octroi de permis environnementaux. **[Pièce B43-2, Adobe 9 et 10]**

Effets potentiels du Projet sur les propriétaires fonciers touchés ainsi que sur l'utilisation des terres

Il faut reconnaître que, dans le cadre de la conception et de la mise en œuvre du programme de consultation publique à l'égard du Projet, Enbridge a pris en considération la nature et le type de travaux qui devront être effectués aux fins de la construction du Projet. **[Pièce B1-2, Adobe 27 et 28]**

Comme la majeure partie des travaux relatifs au Projet seraient réalisés entièrement sur des terrains déjà perturbés qui sont situés dans l'enceinte des limites des terminaux et des postes d'Enbridge, déjà en place et en exploitation, nous soumettons que le Projet n'aurait aucun effet perceptible sur les propriétaires fonciers ou sur l'utilisation des terres.

Nous soumettons respectueusement que l'Office devrait tirer les mêmes conclusions.

QUESTION 9 : LES CONDITIONS DONT DEVRAIT ÊTRE ASSORTIE TOUTE AUTORISATION QUE POURRAIT ACCORDER L'OFFICE À L'ÉGARD DU PROJET PROPOSÉ

Avant de vous faire part des commentaires d'Enbridge au sujet de l'ébauche des conditions éventuelles qui est présentée à l'Annexe II de la lettre de l'Office datée du 30 septembre 2013, il est nécessaire de commenter les conditions proposées par

la TRCA, la Ville de Mississauga et la MNCFN, respectivement, dans leurs plaidoiries écrites.

Nous pourrions devoir soumettre d'autres arguments dans notre réplique si la MRC de Vaudreuil-Soulanges et les municipalités de Très-Saint-Rédempteur, de Sainte-Justine-de-Newton et de Rigaud ou la Ville de Sainte-Anne-des-Plaines proposent des conditions pendant leurs plaidoiries orales. La même chose s'applique à l'égard de tout autre intervenant qui pourrait faire de même.

Nous devrions également mentionner que plusieurs lettres de commentaires, y compris, pour n'en nommer que quelques-unes, celles qui ont été déposées par la Ville de Montréal, la Municipalité de Saint-Télesphore, la Municipalité de Saint-André-d'Argenteuil, la Cataraqui Region Conservation Authority, la Ville de Hamilton, la Ville de Kingston et la Ville d'Ajax, comprenaient des recommandations de conditions. Enbridge soumet respectueusement que, dans la mesure où les conditions proposées par ces dernières, ou par toute autre personne que l'Office a autorisée à déposer une lettre de commentaires, sont raisonnables, appropriées et pertinentes au Projet et qu'elles relèvent de la compétence de l'Office, elles seraient suffisamment remplies par les conditions éventuelles de l'Office (en tenant compte des arguments que nous soumettrons sous peu).

Conditions de la TRCA

La TRCA confirme dans sa plaidoirie écrite qu'elle a examiné l'ébauche des conditions éventuelles. En outre, elle propose la formulation de conditions supplémentaires. **[Pièce C39-7, par. 36]**

Enbridge soumet respectueusement qu'aucune de ces conditions supplémentaires n'est nécessaire parce que le but apparent de chacune d'entre elles serait rempli grâce à une combinaison (1) des exigences prévues par le *Règlement sur les pipelines terrestres* et (2) des conditions éventuelles de l'Office, y compris la Condition 3, qui se rapporte aux politiques, pratiques, programmes, mesures d'atténuation, recommandations, modalités et engagements concernant la protection de l'environnement qui sont compris dans la Demande, que la Demande mentionne ou qu'Enbridge a mentionnés dans les présentations connexes qu'elle a faites dans le cadre de la présente instance.

Conditions proposées par la Ville de Mississauga

Il ne ressort pas clairement, à la lumière de la plaidoirie écrite de la Ville de Mississauga, si celle-ci a également examiné l'ébauche des conditions éventuelles avant de proposer les 15 conditions qu'elle a suggérées. **[Pièce C45-9-2, par. 7]**

Quoi qu'il en soit, Enbridge soumet qu'aucune des conditions que la Ville propose n'est nécessaire.

Plus précisément, pour des raisons qui ont déjà été abordées, l'Office ne devrait imposer aucune condition à l'égard des garanties financières, y compris quelque condition que ce soit liée au montant de la couverture d'assurance ou à une autre garantie financière à maintenir.

De façon similaire, l'ONÉ déterminera la manière dont il s'assurera qu'Enbridge continue de mettre en œuvre les améliorations dont il est question dans le Rapport de vérification de la conformité de mai 2013 et selon quel échéancier il le fera. Il n'est ni nécessaire ni approprié d'assortir l'approbation du Projet d'une telle condition.

Enbridge soumet que l'Office est amplement en mesure de décider si le Projet pose ou non un risque pour la santé humaine ou l'environnement. Aucune étude indépendante, comme le prévoit la condition (vi) de la Ville de Mississauga, n'est nécessaire et aucune condition de ce genre ne devrait être imposée.

Comme nous l'avons mentionné plus tôt cet après-midi, Enbridge est en train de mettre sur pied une équipe d'entretien des pipelines à Mississauga, qui entrera en fonction à compter du troisième trimestre de 2014, ce qui fait en sorte que la condition (vii) de la Ville n'est pas nécessaire.

Finalement, nous soumettons que le but apparent de chacune des autres conditions demandées par la Ville de Mississauga serait rempli grâce aux conditions éventuelles de l'Office.

Plus précisément, Enbridge soumet que la condition (ii) de la Ville de Mississauga n'est pas nécessaire à la lumière des Conditions 24 et 25 de l'Office, que les Conditions 9 et 10 de l'Office font en sorte que la condition (iii) de la Ville de Mississauga n'est pas nécessaire, que les conditions (iv) et (v) de la Ville de Mississauga ne sont pas nécessaires car leur but apparent serait rempli par la Condition 15 de l'ONÉ et que les conditions (viii) à (xiii) de la Ville de Mississauga ne serviraient aucune fin qui ne serait pas servie par la Condition 23 de l'Office.

Conditions proposées par la MNCFN

La MNCFN demande également que l'Office assortisse de conditions toute approbation qui pourrait être accordée à Enbridge à l'égard du Projet.

L'une des conditions demandées par la MNCFN est qu'Enbridge soit tenue de s'assurer qu'une assurance ou des fonds adéquats soient disponibles aux fins de quelque nettoyage, indemnisation et remise en état que ce soit en cas de déversement de pétrole sur le territoire traditionnel de la MNCFN, que ce soit dans

le cadre du Projet, d'excavations exploratoires ou de ce que la MNCFN appelle les « *upcoming Line 10 and 11 replacements* ». [Pièce C3-11-2, par. 9(e)]

Il n'est évidemment pas nécessaire que nous répétions l'avis d'Enbridge sur les conditions proposées relativement aux garanties financières. En outre, il est clair que la portée du Projet ne comprend pas les excavations exploratoires ou les « *upcoming Line 10 and 11 replacements* » que la MNCFN mentionne. Cela signifie que les conditions proposées par la MNCFN seraient également inappropriées du fait qu'elles ne sont pas liées aux approbations qui sont visées par la Demande.

La MNCFN demande d'imposer une condition exigeant des évaluations archéologiques à tous les chantiers liés au Projet (ainsi qu'à d'autres endroits) avant le début des travaux et, de plus, la participation active de tiers entrepreneurs aux activités d'évaluation archéologique et de surveillance sur tout chantier. Une autre condition demandée par la MNCFN exigerait qu'Enbridge lui fournisse des ressources financières afin qu'elle puisse financer l'embauche et la gestion des surveillants et l'embauche de consultants chargés d'examiner et d'approuver tous les permis et approbations d'Enbridge qui sont liés au Projet, les excavations exploratoires et les « *upcoming Line 10 and 11 replacements* ». [Pièce C3-11-2, par. 9(d)] Nous soumettons que la Condition 6c) de l'ONÉ devrait amplement

suffire à répondre à quelque préoccupation que ce soit relative aux ressources archéologiques dans la mesure où elle est pertinente au Projet et à la Demande.

Passons maintenant aux arguments d'Enbridge au sujet des conditions éventuelles de l'Office.

Condition éventuelle 5

La Condition 5 envisage qu'Enbridge pourrait être tenue de déposer auprès de l'Office et d'afficher sur son propre site Web un tableau de suivi des engagements.

Enbridge n'a aucune objection à continuer d'utiliser, pour le tableau de suivi des engagements, la méthode qu'elle a suivie pendant le déroulement de la présente instance pour fournir l'information dans les deux langues officielles du Canada.

Plus particulièrement, Enbridge déposera auprès de l'Office et affichera sur son site Web une version anglaise du tableau de suivi des engagements, qui comprendrait un lien hypertexte vers la version française, qui serait affichée sur le site Web de la Société dès qu'il lui serait raisonnablement possible de le faire après avoir déposé la version anglaise auprès de l'ONÉ.

Condition éventuelle 9

Enbridge soumet que le délai proposé par l'Office aux fins du dépôt de l'évaluation technique de l'intégrité des pipelines mise à jour, tel qu'énoncé à la Condition 9,

serait difficile à respecter selon l'échéancier du Projet. Par conséquent, elle demande que le délai soit révisé et passe de 90 jours avant de déposer la demande d'autorisation de mise en service à 30 jours avant de déposer la demande d'autorisation de mise en service. Cette révision du délai permettrait de s'assurer que toutes les excavations exploratoires ont été achevées et qu'un ensemble complet de données a été obtenu. Cela faciliterait également l'intégration de l'information obtenue à partir des observations sur le terrain à l'évaluation technique du pipeline mise à jour.

Condition éventuelle 10

Avant la mise en service de la canalisation 9B en direction est, tous les traits connus répondant au seuil de réparation prévu par la norme CSA Z662-11 seront corrigés conformément au programme de gestion de l'intégrité et à cette norme afin de confirmer l'exploitation sécuritaire continue du pipeline. Toutefois, le délai proposé par l'Office à la Condition 10 serait difficile à respecter, étant donné que les activités d'entretien du pipeline seraient entreprises de façon indépendante des activités de construction du Projet. Par conséquent, Enbridge demande que la formulation « 15 jours avant de déposer sa demande d'autorisation de mise en service » remplace la formulation « 30 jours avant de déposer sa demande d'autorisation de mise en service » dans la condition.

Condition éventuelle 11

Enbridge n'a pas de préoccupation quant à la Condition 11, dans la mesure où elle se rapporte aux essais hydrostatiques relatifs aux tuyaux des nouvelles installations aménagées dans le cadre du Projet. Comme il a été indiqué précédemment, Enbridge plaide qu'elle ne devrait pas être tenue de soumettre la canalisation principale de la canalisation 9 à des essais hydrostatiques.

Condition éventuelle 12

La deuxième phrase de la Condition 12c) exige que la conception du SDF d'Enbridge respecte ou dépasse l'attente prévue par l'Annexe E de la norme CSA Z662-11. Enbridge soutient que cette phrase n'est pas requise compte tenu de la Condition éventuelle 2 et de la réponse d'Enbridge à la demande de renseignements 4.8 de l'ONÉ, dans laquelle Enbridge s'est engagée à remplir ou à dépasser l'attente prévue par l'Annexe E et qui donne une explication complète de la manière dont le système de bilan matière d'Enbridge le fait. **[Pièces B41-2, Adobe 18 et 19]**

Le dernier paragraphe de la Condition 12 stipule qu'Enbridge doit démontrer qu'elle respecte les conclusions et les résultats pertinents du Rapport de vérification de la conformité. Nous soumettons respectueusement que l'accent devrait plutôt être mis sur la conformité à l'ordonnance de sécurité de l'Office

(SO-E101-003-2013) et que les mots suivants « des conclusions et des résultats pertinents du Rapport de vérification de la conformité en vertu de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* relativement aux cas de non-conformité de Pipelines Enbridge Inc. – Inspection et examen de la salle de contrôle d'Edmonton (mai 2013) et », et le mot « connexe » devraient être supprimés. Tous les éléments résultant de l'Ordonnance (facteur humain et examens du système de gestion) seront abordés et intégrés dans le manuel du SDF.

Condition éventuelle 26

Enfin, Enbridge demande que les mots « *construction in relation to* » soient ajoutés après le mot « *unless* » et avant les mots « *the Project* » à la deuxième ligne de la version anglaise de la Condition 26. La condition, telle qu'elle serait révisée en anglais, ferait en sorte que l'ordonnance expire à moins que la construction du Projet n'ait commencé à la date stipulée. Cette formulation correspondrait à la version française proposée par l'Office.

III. AUTRES CONCLUSIONS DEMANDÉES

Il reste une question à aborder avant de conclure nos remarques, soit les autres conclusions qu'Enbridge a demandées à l'Office.

Il s'agit de la demande que la Société soit exemptée de l'obligation de tenir le système comptable relativement au Projet qui est prescrite par l'alinéa 5(1)c) du *Règlement de normalisation de la comptabilité des oléoducs* (le « *RNCO* ») et des exigences de dépôt prévues par la *Rubrique BB* du *Guide de dépôt*. Nous avons de brefs arguments à soumettre relativement à chacune de ces demandes.

Exemption quant au RNCO

Le paragraphe 5(1) du *RNCO* exige qu'Enbridge, en tant que compagnie du groupe 1, fasse ce qui suit :

- tenir des livres comptables distincts au Canada d'une façon compatible avec les principes comptables généralement reconnus;
- sauf autorisation ou directive contraire de l'Office, tenir les comptes de la façon prévue dans le *RNCO*; et
- tenir un système comptable conforme au *RNCO*.

Enbridge se conforme aux alinéas 5(1)a) et 5(1)b) relativement à canalisation 9 et de manière plus générale. Toutefois, elle ne tient pas de grand livre selon le système comptable prescrit. Elle tient plutôt son grand livre conformément à son propre plan comptable et établit une correspondance entre les comptes de son grand livre et le système comptable prescrit. Enbridge serait par conséquent en

mesure de refondre son grand livre conformément au système comptable prescrit si l'Office l'exige et au moment où il l'exigerait.

Enbridge propose de continuer à utiliser son plan comptable existant à l'égard de la canalisation 9 et demande d'être exemptée de l'application du paragraphe 5(1)c) du *RNCO* dans la mesure nécessaire pour être autorisée à le faire. [**Pièce B42-1, Adobe 2 et 3**]

Rubrique BB

Les exigences de dépôt prévues par la *Rubrique BB* du *Guide de dépôt* de l'ONÉ se rapportent à l'obligation des compagnies du groupe 1, en vertu du *Règlement sur les renseignements relatifs aux droits*, de déposer des rapports de surveillance financière trimestriels. Enbridge demande d'être exemptée de ces exigences conformément au paragraphe 129(1.1) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*.

À la place des renseignements mentionnés dans la *Rubrique BB*, Enbridge propose de déposer chaque année auprès de l'Office ses états financiers consolidés audités, ce qui serait conforme à ce qui a été fait par le passé, et le dépôt des états financiers consolidés annuels audités, conjugué aux dispositions existantes de l'ONÉ en matière d'audit, fourniraient à l'Office les renseignements requis pour évaluer et surveiller les renseignements financiers. [**Pièce B42-1, Adobe 3**]

IV. CONCLUSION

En conclusion, Madame la présidente et Messieurs les membres, Pipelines Enbridge Inc. soumet que, selon la preuve imposante qui compose le dossier relatif à la présente instance, vous pouvez être assurés que la canalisation 9 inversée à nouveau, pour un écoulement d'ouest en est, et avec une capacité accrue, serait sécuritaire, tant au chapitre de l'exploitation que du transport, de Sarnia à Montréal, de la totalité du pétrole qui répondrait aux critères prévus dans le Tarif des règles et règlements révisé.

Le Projet serait à l'avantage des expéditeurs, y compris, et c'est ce qui est peut-être le plus important, des raffineurs du Québec qui se sont engagés à l'utiliser.

Il serait aussi à l'avantage des producteurs de l'Ouest canadien, leur donnant accès à de nouveaux marchés et leur conférant d'autres avantages.

Le Projet procurerait des avantages socioéconomiques importants au Québec et à l'Ontario, en particulier, mais pas exclusivement à ces dernières.

En bref, le Projet serait favorable à l'intérêt public canadien en général.

Par conséquent, Enbridge vous demande respectueusement d'approuver la Demande et d'accorder toutes les conclusions demandées dès que possible.