

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

**Demande présentée aux termes de l'article 58 et de la partie IV (la « demande ») de la *Loi
sur l'Office national de l'énergie*
OH-002-2013**

Dossier OF-Fac-Oil-E101-2012-10 02

**Réponse d'Enbridge à la demande de renseignements n° 1 du ministère de l'Énergie de
l'Ontario (« Ontario »)**

PROLOGUE

Sauf mention expresse contraire, Enbridge ne reconnaît la pertinence d'aucune demande à laquelle elle a fourni une réponse.

CONCEPTION TECHNIQUE ET INTÉGRITÉ DU PIPELINE

1.1 *Risques associés au pipeline*

Source : Dépôt A3D7J4 : B1-15, Annexe 7 – Évaluation technique de l'intégrité du pipeline (Adobe page 21, lignes 20 et 21).

Préambule : Dans la source, Enbridge indique que l'accroissement de la capacité de la canalisation 9 « entraînerait une légère augmentation des risques évalués de 0,9 % du pipeline. »

Demande : En ce qui concerne les risques et l'intégrité du pipeline :

- a) Veuillez préciser ce que l'on entend par une légère augmentation des risques évalués et déterminez le type de risque envisagé.
- b) Veuillez déterminer le ou les emplacements propres au pipeline qui pourraient être exposés à un risque accru le long de la canalisation 9 dans un Système d'information géographique (SIG) prenant en charge les fichiers de formes ARC ESRI, qui délimitent la canalisation 9, montrant le ou les emplacements en Ontario.
- c) Veuillez définir les mesures précises qu'Enbridge peut prendre afin que l'accroissement de la capacité de la canalisation 9 ne donne pas lieu à une augmentation des risques évalués associés au pipeline.

Réponse :

- a) En raison de l'inversion du pipeline, les risques augmenteront pour les tronçons de la conduite qui se trouvent maintenant du côté de la décharge de chaque pompe et diminueront pour les tronçons de

conduite qui sont maintenant du côté de l'aspiration de chaque pompe. Sous l'effet de l'accroissement de la capacité, les risques augmenteront tels que les décrits la réponse à la DR 1.10.d de la Ville de Toronto

L'augmentation des risques attribuable à l'accroissement de la capacité s'applique à 2,2 % de la canalisation 9 selon l'évaluation des risques associés au pipeline révisée.

- b) Le pourcentage de la canalisation 9 dont le risque augmentera en raison de l'accroissement de la capacité est indiqué dans l'évaluation des risques associés au pipeline révisée. L'annexe 1 à la DR 1.b. de l'Ontario examine les emplacements sur la canalisation 9 qui ont une valeur de risque plus élevée en raison de : a) l'inversion du pipeline et b) l'accroissement de la capacité du pipeline. Prière de consulter l'Annexe 1 de la DR 2.7 (révisée) de l'ONÉ pour des renseignements sur l'emplacement des tronçons désignés sur la canalisation 9. Prière de consulter la réponse de la DR 1.10 de la Ville de Toronto pour obtenir un résumé sur la façon dont l'augmentation des risques découlant de l'accroissement de la capacité a été déterminée.
- c) Enbridge a effectué et soumis une évaluation technique du pipeline (« ET du pipeline ») (pièce B1-15), qui décrit en détail l'état du pipeline, les programmes de surveillance prévus et les programmes d'atténuation. Le programme de gestion de l'intégrité d'Enbridge est conçu en vue d'une gestion de l'exploitation sécuritaire continue du pipeline. La probabilité qu'un déversement se produise demeure la même une fois que le Projet sera terminé et Enbridge continuera à appliquer son programme de gestion de l'intégrité à la canalisation 9.

En ce qui concerne l'évaluation des risques associés au pipeline révisée, l'accroissement de la capacité entraîne une augmentation des risques à 2,2 % de la canalisation 9. Tel que le décrit la DR 1.44.a. de l'Ontario, Enbridge a effectué des modifications importantes à la suite des leçons tirées de l'incident de Marshal, au Michigan, et ces modifications sont appliquées à la canalisation 9. De plus, l'accroissement de la capacité est intégré aux programmes de détection des fuites, d'intervention d'urgence et d'installation de vannes. La description de l'équipement d'intervention d'urgence pour la canalisation 9 est fournie dans la réponse de la DR 1.42.c de l'Ontario et à l'Annexe 1 à la DR 17 de la Première Nation des Mississaugas de New Credit. Une description du programme d'installation des vannes figure dans la réponse à la DR 2.7 de l'ONÉ.

1.2 *Source d'énergie auxiliaire*

Source : Dépôt A3G4R8 : BS-2 Réponse à la DR 1 de l'ONÉ (Adobe page 44, question 1.26 a).

Préambule : Dans la question 1.26 a), l'ONÉ demande à Enbridge de confirmer, si chaque station visée par le Projet dispose d'un système d'arrêt d'urgence, y compris une source d'énergie auxiliaire conforme aux exigences de l'article 12 du RPT-99 et de l'article 14.4.3.3 de la norme CSA Z662-11.

Dans sa réponse à la question 1.26 a) de l'ONÉ, Enbridge déclare que :
« Toutefois, les moteurs et les démarreurs électriques pour la configuration de la vanne d'isolement aux stations et des vannes d'entrée des terminaux ne disposent pas de source d'énergie auxiliaire, ce qui n'est pas conforme aux exigences de l'article 12 du RPT-99. »

Demande : Veuillez fournir :

- a) La date où Enbridge s'est rendu compte que ses terminaux et postes visés par le Projet n'étaient pas conformes à l'article 12 du RPT-99 en ce qui concerne la source d'énergie auxiliaire.
- b) La durée pendant laquelle les terminaux et les stations visés par le Projet ont été exploités sans respecter l'article 12 du RPT-99 en matière de source d'énergie auxiliaire.
- c) L'ordonnance SO-E101-001-2013 de l'ONÉ et la lettre afférente de l'ONÉ du 15 mars 2013, adressée à Enbridge à propos de la non-conformité à la norme CSA Z662-11 en matière de boutons-poussoirs d'arrêt d'urgence et les exigences énoncées à l'article 12 du RPT-99 concernant une source d'énergie auxiliaire aux installations d'Enbridge.
- d) La réponse d'Enbridge à l'ordonnance SO-E101-001-2013 de l'ONÉ.
- e) Les dates précises où Enbridge prévoit assurer la conformité à l'article 12 du RPT des installations suivantes :
Le terminal de Sarnia, la station de North Westover, le terminal de Westover, la station de Hilton, la station de Cardinal, la station de Terrebonne et le terminal de Montréal.
- f) Veuillez indiquer toutes les autres installations d'Enbridge situées en Ontario qui ne sont pas indiquées en e) et qui sont non conformes à l'article 12 du RPT ou à la norme CSA Z662-11 et fournissez les dates précises où Enbridge prévoit rendre ces installations conformes.

Réponse : a et b) En octobre 2011, l'Office national de l'énergie a mené des inspections à certaines installations de pompage et de terminaux d'Enbridge. À cette occasion, l'Office a relevé une non-conformité potentielle à l'alinéa 12a) du RPT-99, mais n'a émis officiellement une promesse de conformité volontaire (PCV) que le 12 mai 2012. La nécessité d'une consultation interne sur la question était mentionnée pour

justifier ce délai.

Jusque-là (12 mai 2012), Enbridge croyait respecter les exigences de l'alinéa 12a) du RPT99, puisque ses terminaux et stations de pompage étaient munis de systèmes d'alimentation sans coupure qui pouvait isoler les vannes manuellement, au besoin.

Après avoir reçu la PCV de l'ONÉ, Enbridge a pris les mesures nécessaires pour y donner suite en effectuant une évaluation technique, en répondant à chacune des demandes de renseignement de l'ONÉ dans des délais raisonnables et en acceptant de mettre à niveau toutes ses installations afin de se conformer aux exigences de la norme CSA Z662-11.

- c) Prière de se reporter à l'annexe 1 de la DR 1.2.c de l'Ontario.
- d) Enbridge a répondu à l'ONÉ au sujet d'une demande en vertu de la Loi sur l'accès à l'information touchant le Plan des mesures correctives (« PMC »). Enbridge affirme que certaines parties du PMC contiennent des renseignements qui relèvent des exemptions à la Loi sur l'accès à l'information. Une fois que l'ONÉ aura publié les parties du rapport qui ne sont pas confidentielles, Enbridge déposera une mise à jour de cette demande de renseignements.
- e) Tous les boutons-poussoirs d'arrêt d'urgence ont été installés et sont fonctionnels. Des sources d'énergie auxiliaires pour les vannes aux stations de pompage seront installées dans le cadre du Projet
- f) Enbridge s'oppose à la demande, car l'information demandée n'est pas pertinente aux enjeux de la présente instance.

1.3 *Évaluation technique et examen par un tiers*

Source : Dépôt A3D7J4 : B1-15, Annexe 7 – Évaluation technique de l'intégrité du pipeline (Adobe pages 12 et 13).

Préambule : Dans la source susmentionnée, Enbridge indique que l'évaluation technique a été préparée par les membres du service de l'intégrité des pipelines d'Enbridge. Enbridge identifie les membres de l'équipe (9) dans le Tableau 2-1.

Demande : À propos des évaluations techniques :

- a) Veuillez indiquer si d'autres personnes que le personnel d'Enbridge ont participé à la préparation de l'évaluation technique.
- b) Veuillez indiquer si Enbridge a retenu les services d'un tiers indépendant pour mener un examen par des pairs de l'évaluation technique. Dans l'affirmative, veuillez indiquer qui a mené l'examen pas des pairs et en déposer une copie dans le cadre la présente instance.
- c) Si la réponse à b) est non, est-ce qu'Enbridge accepte de retenir les services d'un tiers indépendant pour mener un examen par des pairs de l'évaluation technique et déposer les résultats de cet examen dans le cadre de la présente instance au moins 30 jours avant le début la plaidoirie finale orale?

Réponse :

- a) L'évaluation technique (ET) du pipeline a été préparée par le personnel d'Enbridge avec la contribution de DNV Canada Ltd aux endroits indiqués.
- b) Aucun tiers n'a été retenu pour mener un examen de l'ET du pipeline
- c) Enbridge n'a pas l'intention actuellement de demander un examen de l'ET du pipeline par un tiers.

1.4 Paiement des coûts liés au nettoyage, remboursement des frais des premiers répondants et indemnisations pour les dommages liés aux fuites et aux ruptures

Source : Demande d'Enbridge visant le Projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9

Préambule : L'objectif principal du projet est de transporter le pétrole brut produit dans les provinces de l'ouest (et aux États-Unis) destiné aux raffineries situées au Québec. Si le projet est approuvé, le pipeline transportera du pétrole brut dans la majeure partie du sud de l'Ontario, traversant de nombreuses communautés et franchissant plusieurs cours d'eau. L'Ontario fait remarquer qu'une fuite ou une rupture importante, comme celle qui s'est produite sur un pipeline d'Enbridge au Michigan en 2010, pourrait entraîner des coûts de nettoyage de près de 1 milliard \$ et même plus.

L'Ontario tient à s'assurer que la province et ses municipalités, les organismes publics, les entreprises et les résidents n'auront pas à assumer les coûts de nettoyage associés à une fuite ou à une rupture du pipeline et qu'Enbridge sera entièrement responsable de tous ces coûts.

En outre, en cas de fuite ou de rupture du pipeline, la province et les municipalités, les organismes publics et d'autres pourraient engager des frais en raison d'une intervention initiale lors d'une fuite ou d'une rupture. L'Ontario est d'avis qu'Enbridge devra rembourser ces frais.

De plus, l'Ontario tient à s'assurer que la province et ses municipalités, les organismes publics, les entreprises et les résidents sont entièrement indemnisés pour les dommages dus à une fuite ou à une rupture du pipeline.

Demande : Veuillez répondre :

- a) Est-ce qu'Enbridge convient qu'elle a l'entière responsabilité d'acquitter tous les coûts de nettoyage associés à une fuite ou à une rupture du pipeline?
- b) Est-ce qu'Enbridge accepte de rembourser tous les coûts raisonnables engagés par la province et ses municipalités, les organismes publics et les autres intervenants pour réparer une fuite ou une rupture du pipeline?
- c) Est-ce qu'Enbridge accepte d'indemniser la province et ses municipalités, les organismes publics, les entreprises et autres intervenants dans le cas où ils subiraient des dommages, y compris une perte économique, en raison d'une fuite ou d'une rupture du pipeline?

- d) Si l'Office national de l'énergie rend une ordonnance approuvant le Projet, est-ce qu'Enbridge accepte d'inclure dans l'ordonnance une condition lui demandant d'être entièrement responsable de payer tous les coûts de nettoyage associés à une fuite ou à une rupture du pipeline?
- e) Si l'Office national de l'énergie rend une ordonnance approuvant le Projet, est-ce qu'Enbridge accepte d'inclure dans l'ordonnance une condition lui demandant de rembourser tous les coûts raisonnables engagés par la province et ses municipalités, les organismes publics et les autres intervenants pour réparer une fuite ou une rupture du pipeline?
- f) Si l'Office national de l'énergie rend une ordonnance approuvant le Projet, est-ce qu'Enbridge accepte d'inclure dans l'ordonnance une condition lui demandant d'indemniser la province et ses municipalités, les organismes publics, les entreprises et les résidents dans le cas où ils subiraient des dommages, y compris une perte économique en raison d'une fuite ou d'une rupture du pipeline?

- Réponse :**
- a) à c) Conformément à l'article 75 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, les entreprises pipelinières comme Enbridge doivent indemniser pleinement tous les intéressés des dommages qu'ils ont subis en raison de l'exploitation d'un pipeline. Il n'y a aucune limite en matière de responsabilité pour la prévention, la remise en état et le nettoyage d'un déversement d'hydrocarbures. Il n'y a aucune limite non plus quant à la responsabilité pour les dommages aux personnes, aux biens et à l'environnement.
 - d) à f) Étant donné qu'Enbridge a une obligation conformément à l'article 75 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* d'indemniser toutes les personnes intéressées pour tout dommage subi, de telles conditions sont inutiles.

1.5 *Plan de garanties financières*

Source : Demande d'Enbridge visant le Projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9

Préambule : L'Ontario souhaite qu'Enbridge présente le plan de garanties financières qu'elle propose de fournir pour le projet.

L'Ontario constate que la commission d'examen conjoint a récemment examiné les garanties financières relatives au projet Enbridge Northern Gateway.

Le 13 avril 2013, la commission d'examen conjoint a publié les conditions éventuelles rattachées au Projet Northern Gateway. La condition numéro 147 exigerait que Northern Gateway fournisse un plan de garanties financières prévoyant une couverture totalisant 950 millions de dollars pour les coûts des obligations qui pourraient résulter de l'exploitation du Projet Northern Gateway. Le plan de garanties financières serait constitué d'au moins 100 millions de dollars en liquidités, 600 millions de dollars en couverture financière et 250 millions de dollars en appuis financiers.

Pour établir la garantie financière proposée, la commission d'examen conjoint a pris en considération un certain nombre de facteurs particuliers, notamment la « le volume et le lieu du déversement (par exemple, les zones sujettes à de graves conséquences) et les coûts unitaires éventuels, par baril, des obligations se rattachant au nettoyage, à la réhabilitation et aux autres dommages. » Il est possible de consulter la condition numéro 147 à : https://www.neb-one.gc.ca/ll-eng/livelihood.exe/fetch/2000/90464/90552/384192/620327/624909/942629/A346-6_-_Panel-Commission_-_Pièce_jointe_B_-_Conditions_d'_approbation_éventuelles_-_A3G7X2.pdf?nodeid=942385&vernum=0.

Demande : Si l'Office national de l'énergie rend une ordonnance approuvant l'inversion de la canalisation 9 et l'accroissement de la capacité, veuillez indiquer :

- a) le montant total du plan de garanties financières que fournira Enbridge;
- b) les diverses composantes du plan de garanties financières, y compris les montants prévus s'y rattachant;
- c) les hypothèses et les facteurs particuliers utilisés par Enbridge pour élaborer le plan de garanties financières;
- d) la façon dont Enbridge prévoit régler les coûts supplémentaires de

nettoyage si un déversement important se produit et que les coûts associés au nettoyage dépassent le montant des garanties financières.

Réponse : a) à d) Prière de se reporter à la réponse de DR 3.7 de l'ONÉ.

1.6 Volumes d'exploitation

- Source :**
- i) Dépôt A3D7 J7 : B1-18, Annexe 8 – Évaluation technique de l'intégrité des installations (Adobe page 15, lignes 14 à 17).
 - ii) Dépôt A3D711 : B 1-2, Demande d'Enbridge visant le Projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9(Adobe page 26, lignes 7 à 9).

Préambule : La source susmentionnée i) précise que la capacité annuelle actuellement approuvée de la canalisation 9B est de 240 000 barils par jour (bpj) et que la canalisation 9B fonctionne en ce moment à environ 166 000 bpj. Le débit annuel d'un service inversé pour la canalisation 9B et la latérale est de 300 000 bpj avec un débit maximal de 333 333 bpj.

La source ii) mentionne : « Au cours des trois dernières années (de 2009 à 2011), le débit dans la canalisation 9 n'atteignait en moyenne que 10 175 m³/j (64 000 bpj)... »

L'Ontario aimerait obtenir des précisions sur la façon dont la sécurité d'un débit plus élevé de 333 333 bpj a été déterminée et pour quelle raison le volume 300 000 bpj est cité partout dans la demande, plutôt que 333 333 bpj cités dans la source ci-dessus. L'Ontario aimerait également savoir à quel moment la canalisation 9B fonctionnait à 166 000 bpj.

Demande : Veuillez expliquer ce qui suit :

- a) Veuillez expliquer comment un débit de 333 333 bpj a été déterminé comme étant sécuritaire pour le pipeline en dépit de sa capacité annuelle actuellement approuvée de 240 000 bpj.
- b) Veuillez expliquer l'écart entre 300 000 bpj énoncé dans la demande de projet et le débit maximum de 333 333 bpj susmentionné.
- c) Veuillez préciser dans un tableau le volume de débit moyen réel de chaque tronçon de la canalisation 9 au cours des cinq dernières années, depuis 2008.
- d) Veuillez expliquer l'écart entre les deux sources, soit 166 000 bpj et 64 000 bpj, en fonction des débits de service passés de la canalisation 9B.

Réponse :

- a) La pression d'exploitation maximale du pipeline n'augmente pas. Le débit supplémentaire est possible grâce à l'ajout d'agents réducteurs de résistance (ARR), aux modifications apportées aux

pompes et aux nouvelles pompes ajoutées.

- b) La capacité moyenne annuelle du pipeline proposée pour le Projet est de 300 000 bpj et la capacité nominale est de 333 333 bpj. La capacité moyenne annuelle est définie comme étant le débit moyen viable du pipeline sur une base annuelle en tenant compte des activités planifiées telles que l'entretien préventif. La capacité nominale est définie comme étant la capacité de débit moyen théorique maximale calculée en supposant des conditions d'exploitation idéales (c.-à-d., absence de tampons, d'activités ou d'entretiens imprévus, d'activités ou d'entretiens prévus, de restrictions de débit ou de pression et disponibilité de toutes les pompes).
- c) Enbridge s'oppose à la demande, car les renseignements demandés ne sont pas pertinents aux enjeux de la présente instance.
- d) Le pipeline était exploité à 166 000 bpj. Toutefois, il ne fonctionnait pas continuellement, ce qui a eu pour résultat un débit moyen de 64 000 bpj sur une période de trois ans, soit de 2009 à 2011, selon les besoins des clients.

1.7 *Agents réducteurs de résistance*

Source : Dépôt A3D7J7 : B1-18, Annexe 8 – Évaluation technique de l'intégrité des installations (Adobe page 15, lignes 17 à 19).

Préambule : La source susmentionnée précise : « Ces débits sont accrus grâce à un agent réducteur de [résistance], qui est injecté au TS [Sarnia] et à chacun des postes de pompage subséquents ».

L'Ontario voudrait plus de précisions sur la composition de l'agent réducteur de résistance, une liste des pipelines d'Enbridge sur lesquels il est utilisé ou l'a été et des précisions sur les déversements et les fuites sur ces canalisations avant et après l'utilisation de l'ARR. Nous demandons également des études évaluant la sécurité de l'ARR et établissant les exigences en matière de nettoyage.

Demande : Veuillez fournir les renseignements suivants :

- a) Veuillez fournir la composition chimique, les résultats de toxicité humaine et environnementale et les renseignements SIMDUT sur les agents réducteurs de résistance (ARR) et les propriétés collectives de l'ARR mélangé au pétrole brut (pour toutes les catégories de pétrole proposées dans le projet d'inversion de la canalisation 9B).
- b) Veuillez nommer les pipelines d'Enbridge où un ARR est utilisé ou l'a été et fournir des précisions sur les déversements ou les fuites survenus sur ces pipelines avant et après l'utilisation d'ARR. Avez-vous l'intention d'utiliser sur la canalisation 9 le même ARR qui a été utilisé sur une de ces canalisations?
- c) Veuillez fournir des études concernant les ARR et les effets sur la santé humaine et l'environnement et les exigences en matière de sécurité et de nettoyage.
- d) Veuillez fournir des études concernant la concentration d'ARR qui sera mélangé au pétrole brut de la canalisation 9B d'Enbridge.
- e) Où Enbridge prévoit-elle se procurer l'ARR, à quel endroit l'agent sera-t-il entreposé et comment sera-t-il transporté au point d'injection des installations du terminal de Sarnia et des stations de North Westover, de Cardinal et de Hilton?
- f) Veuillez préciser si l'ajout d'ARR donnera lieu à des propriétés chimiques qui pourraient avoir des répercussions négatives sur les meilleures techniques d'intervention utilisées en cas de déversement ou les altérer. Par exemple, est-ce qu'il change la solubilité du

pétrole, l'efficacité des barrages flottants, l'efficacité des dispersants chimiques, les besoins en matière de surveillance de la qualité de l'air, les meilleures techniques d'intervention utilisées en cas de déversement dans l'eau ou sur terre?

- g) Veuillez spécifier, s'il y a lieu, dans quelle mesure les techniques d'intervention en cas de déversement de pétrole brut enrichi d'ARR (pour toutes les catégories de pétrole brut applicables) seraient modifiées afin de s'assurer que les meilleures techniques d'intervention en cas de déversement sont mises en œuvre.
- h) Veuillez préciser si les ARR augmentent la corrosion des matériaux et des composants du pipeline. Dans l'affirmative, veuillez indiquer à quel point et expliquer comment cela est pris en compte dans l'évaluation des risques pour l'environnement et la sécurité.
- i) Veuillez indiquer si la canalisation 9 comprend différentes sections transversales et, dans l'affirmative, expliquez l'effet de cette augmentation de volume et du débit (en raison de l'agent réducteur de résistance) sur les parois du pipeline lorsque le pétrole brut passe par des tronçons divergents du pipeline. Veuillez indiquer si une pression supplémentaire est exercée sur les parois du pipeline et ses composantes.
- j) Veuillez préciser la formation qu'ont reçue les membres du personnel d'Enbridge, les sous-traitants et les agents en mesure d'intervenir en cas de déversement en ce qui concerne les changements de propriétés du pétrole ou les techniques d'intervention en cas de déversement nécessaire pour traiter un déversement de pétrole brut enrichi d'ARR dans les conditions d'écoulement inversé proposées de la canalisation 9B. Veuillez fournir une copie du matériel de formation et indiquer les entreprises et les personnes en Ontario ayant reçu une formation avec ce matériel au cours des cinq dernières années (depuis 2008).

Réponse :

- a) Prière de consulter l'Annexe 1 de la DR 5.32 de Les Citoyens au Courant pour obtenir les fiches signalétiques de l'agent de fluidité LP™ 1000 et de l'agent de fluidité EP™ 1000. Ni l'agent de fluidité LP™ 1000 ni l'agent de fluidité EP™ 1000 ne modifient les propriétés du pétrole brut lorsqu'ils y sont ajoutés aux taux d'injection type.
- b) Les ARR proposés pour la canalisation 9 sont utilisés couramment sur d'autres pipelines d'Enbridge, notamment les canalisations 1, 2, 5, 6, 13, 14, 19, 55, 65 et 67.

- c) Tous les effets des ARR sur la santé humaine et sur l'environnement sont indiqués dans les fiches signalétiques fournies à l'Annexe 1 de la DR 5.32 de Les Citoyens au Courant.
- d) La concentration en ARR nécessaire dépend du type de pétrole brut et du débit requis. La concentration maximale en ARR proposée est de 44 ppm (parties par millions).
- e) Le fournisseur actuel d'ARR d'Enbridge est Phillips Specialty Products qui produit l'ARR aux États-Unis. L'ARR sera livré par camion à chacun des sites d'injection et y sera entreposé.
- f) L'ARR est non dangereux et la concentration dans le pétrole sera négligeable. Ce produit n'aura pas d'incidence sur les techniques d'intervention en cas de déversement ou sur l'efficacité des équipements. Enbridge n'a pas l'intention d'utiliser de dispersants. Ceux-ci ne sont pas couramment utilisés lors d'interventions liées aux déversements en eau douce.
- g) Prière de consulter la réponse de DR 1.7.f de l'Ontario.
- h) L'ARR est utilisé depuis plus de 20 ans sur les pipelines de transport et est maintenant un produit standard couramment disponible. Rien ne semble indiquer (expériences publiées) que l'ARR ait un impact sur la corrosion interne. L'ARR n'est donc pas pris en considération par Enbridge dans son analyse de susceptibilité à la corrosion interne.
- i) La canalisation 9 comprend des tronçons de différents diamètres et chaque diamètre peut avoir une épaisseur de paroi différente selon la classification de population et d'autres facteurs. Les caractéristiques de conception et d'exploitation des pipelines d'Enbridge prennent en compte ces variations. L'utilisation d'ARR n'influencera pas la pression d'exploitation du pipeline ni les contraintes sur les parois du pipeline et ses composants.
- j) Le personnel d'Enbridge et les entrepreneurs sont formés pour intervenir en cas de déversement de pétrole brut. L'addition d'ARR au pétrole brut ne modifiera pas la nature de l'intervention ni la documentation de formation.

1.8 *Fuites et ruptures*

Source : Dépôt A307J4 : B1-15, Annexe 7 – Évaluation technique de l'intégrité du pipeline (Adobe pages 16 et 17, Tableau 3-2).

Préambule : Dans la source susmentionnée, Enbridge précise qu'un total de 12 fuites et une rupture de la canalisation principale ont eu lieu sur la canalisation depuis la construction initiale.

Demande : Pour chacune des fuites et ruptures, veuillez fournir les renseignements suivants :

- a) La quantité de pétrole déversée par la canalisation.
- b) Les conséquences du déversement pour l'environnement, y compris toute contamination de l'eau.
- c) Les organismes notifiés et la façon dont ils l'ont été.
- d) Le coût total du nettoyage.
- e) L'emplacement de chaque fuite ou rupture; présenter ces renseignements dans le fichier de formes demandé à la DR 1.1.b de l'Ontario.
- f) La cause de chaque fuite ou rupture et les mesures correctives qui ont été prises.

Réponse :

- a) Prière de consulter l'Annexe 1 de la DR 1.8.a de l'Ontario.
- b) Prière de consulter l'Annexe 1 de la DR 1.8.a de l'Ontario.
- c) Enbridge s'oppose à la demande, car l'information demandée n'est pas pertinente aux enjeux de la présente instance.
- d) Enbridge s'oppose à la demande, car l'information demandée n'est pas pertinente aux enjeux de la présente instance.
- e) Les emplacements demandés se trouvent sur les cartes fournies dans l'Annexe 1 de la DR 2.7 de l'ONÉ (révisée).

- f) La cause de chaque déversement a été fournie dans la réponse à la DR 1.27 de l'ONÉ.

Prière de consulter l'Annexe 1 de la DR 1.8.a de l'Ontario.

1.9 *Volume initial sortant en cas de rupture*

Source : Dépôt A307J6 : B1-17, Annexe B de l'évaluation technique du pipeline (Adobe page 7, Tableau 1).

Préambule : L'augmentation des risques associés à la rupture pour la canalisation 9 est décrite de la façon suivante : « Le volume initial sortant correspond à la quantité de produits déversée au débit nominal avant que les vannes contrôlées à distance soient fermées et le pipeline, isolé. L'augmentation du volume sortant à la suite du Projet est d'environ 47 m³. »

Demande : Veuillez fournir les renseignements suivants :

- a) Veuillez fournir le volume initial du produit déversé dans le cas d'une rupture selon la configuration actuelle de la canalisation 9. Veuillez expliquer comment cette donnée est calculée.
- b) L'augmentation associée au volume initial sortant d'une rupture de canalisation indique 47 m³ dans les conditions d'inversion proposées de la canalisation 9B d'Enbridge. Veuillez calculer le pourcentage d'augmentation par rapport à l'actuel « volume initial sortant ». Le pourcentage d'augmentation du « volume initial sortant » est-il le même si l'on tient compte de l'augmentation de la capacité du pipeline? Dans la négative, veuillez expliquer pourquoi.

Réponse :

- a) Prière de consulter la réponse à la DR 3.11.a. de l'ONÉ.
- b) L'évaluation des risques associés au pipeline révisée s'appuie sur la capacité nominale accrue de 333 333 bpj et détermine que l'écart entre le débit actuel et le débit prévu à la fin du projet est de 95,2 m³. Comme l'indique la réponse à la DR 3.11 de l'Ontario, le volume initial calculé actuel est de 383,2 m³. Le rapport entre 95,2 m³ et 383,2 m³ est de 0,248 ou une augmentation de 25 % et correspond au pourcentage d'augmentation de la capacité du pipeline.

1.10 *Signalement des déversements aux États-Unis*

- Source :**
- i) Dépôt A3D7J1 : B1-12, Annexe 4f – Lettre à l'Ontario et aux municipalités du Québec (Adobe page 10, Lettre de l'Energy Resources Conservation Board [ERCB] du 16 février 2011).
 - ii) Dépôt A3D7J1 : B1-12, Annexe 4f – Lettre à l'Ontario et aux municipalités du Québec (Adobe page 35, Rapport Alberta Innovates Report, rubrique 7.0).

Préambule : Les deux sources indiquent que différents critères sont utilisés pour la compilation des données américaines sur les déversements (5 gallons par rapport à 5 barils).

La source i) affirme que le Natural Resources Defense Council (NRDC) n'a pas reconnu que l'ERCB exige que tous les incidents soient signalés, peu importe si un produit est déversé et peu importe également le volume du déversement, alors qu'aux États-Unis, seuls les déversements de cinq barils de liquides ou plus doivent être signalés.

La source ii) affirme que l'ERCB exige que les exploitants signalent tout incident relié à une perte de produit d'un pipeline, tandis que les données américaines sont fondées sur les incidents reliés à un déversement de 5 gallons ou plus.

Demande : Veuillez confirmer :

- a) Quelle source (barils ou gallons) est exacte?

Réponse :

- a) Les règlements de la *Pipeline and Hazardous Materials Administration* (PHMSA) (§ 195.50) exigent un rapport d'accident pour les déversements de 5 gallons ou plus.

1.11 *Dommmage mécanique*

- Source :**
- i) Dépôt A3D7J4 : B1-15, Annexe 7 – Évaluation technique de l'intégrité du pipeline (Adobe page 90, lignes 6 et 7).
 - ii) Dépôt A3D7J4 : B1-15, Annexe 7 – Évaluation technique de l'intégrité du pipeline (Adobe pages 16 et 17, Tableau 3-2).

Préambule : Dans la source i), Enbridge indique que « ... neuf fuites documentées impliquant des dommages mécaniques sur le pipeline... » se sont produites entre 1978 et 1999. Dans la source ii), le Tableau 3-2 indique les fuites et les ruptures de 1978 à 2005 et énumère seulement deux exemples de fuites et de ruptures provoquées par des dommages mécaniques.

Demande : Veuillez répondre :

- a) Veuillez expliquer l'apparente incohérence entre les sources i) et ii)

Réponse :

- a) Le Tableau 3-2 de l'ET du pipeline énumère les bosselures, les dommages mécaniques et les dommages causés par un tiers dont la cause est, dans tous les cas, considérée comme un dommage mécanique.

1.12 *Étude de la profondeur de la couverture du pipeline*

Source : Dépôt A3D7J1 : B1-12, Annexe 4f – Lettre à l'Ontario et aux municipalités du Québec (Adobe page 15).

Préambule : La source indique que les pipelines d'Enbridge sont généralement placés de 0,6 à 0,9 m sous la surface du sol, protégeant le tuyau de l'activité normale au niveau du sol.

Demande : Veuillez fournir les renseignements suivants :

- a) Veuillez indiquer la norme (de la CSA, d'Enbridge, du secteur, etc.) qui régit cette pratique de la profondeur de la couverture mentionnée dans la source.
- b) Veuillez fournir une étude de la profondeur de la couverture le long du tracé du pipeline pour déterminer les emplacements du pipeline qui ne sont pas à la profondeur prescrite.
- c) Veuillez indiquer les mesures correctives prévues aux emplacements qui n'ont pas une profondeur de couverture suffisante. Si aucune mesure n'est prévue à ces emplacements, veuillez expliquer pourquoi.

Réponse :

- a) L'article 4.11.4, Tableau 4.9 de la norme CSA Z662-11 établit les nouvelles exigences de profondeur de la couverture à la construction.
- b) Prière de consulter les annexes 1 et 2 de la DR 1.12.b. de l'Ontario.

Les données représentent les mesures obtenues au cours des levés. Les zones identifiées où la couverture est insuffisante ont été vérifiées sur le terrain et corrigées au besoin. Les mesures correctives comprennent l'ajout de sol ou de barrière de protection, ou l'abaissement du pipeline.

- c) Advenant la découverte d'un tronçon de pipeline ayant une couverture insuffisante, Enbridge entreprendra une étude pour déterminer la profondeur antérieure de la conduite, les changements dans l'environnement qui ont une incidence sur la profondeur de la couverture, l'utilisation actuelle des terres et s'il y a d'autres moyens de protéger la conduite. Ensuite, la conduite sera recouverte de remblai supplémentaire, abaissée, recouverte d'une dalle de béton ou protégée par une clôture ou des murets de béton pour s'assurer que le pipeline est protégé contre tout dommage.

1.13 *Programme d'inspection interne*

Source : Dépôt A3D7J4 : B1-15, Annexe 7 – Évaluation technique de l'intégrité du pipeline (Adobe pages 10 et 11, ligne 39, lignes 1 à 4).

Préambule : « Enbridge planifie d'achever les travaux d'intégrité suivants avant l'inversion de débit de la canalisation 9B en 2014 : mener à bien un programme d'inspection interne complet; évaluer les données de l'inspection interne pour déterminer, le cas échéant, les activités de réhabilitation nécessaires pour maintenir l'intégrité du pipeline; réaliser les excavations et réhabilitations de la canalisation nécessaires pour maintenir l'intégrité de celle-ci, selon les paramètres de fonctionnement requis. »

L'Ontario aimerait avoir des renseignements supplémentaires sur le prochain programme d'inspection interne et d'évaluation d'Enbridge.

Demande : Veuillez répondre :

- a) Enbridge accepte-t-elle de mener l'inspection interne et de déposer les résultats avant l'étape la plaidoirie finale de l'audience de cette instance?

Réponse : a) Prière de consulter la DR 3.12. de l'ONÉ.

1.14 *Essais hydrostatiques*

Source : Dépôt A3D7J4 : B1-15, Annexe 7 – Évaluation technique de l'intégrité du pipeline (Adobe page16, ligne 6).

Préambule : La source susmentionnée signale qu'« aucune fuite ou rupture de la canalisation 9 n'a été notée au cours de l'essai hydrostatique effectué en 1977 ».

L'Ontario aimerait avoir des renseignements supplémentaires sur le prochain essai hydrostatique de la canalisation 9 prévu par Enbridge.

Demande : Veuillez répondre :

- a) Quand aura lieu le prochain essai hydrostatique de la canalisation 9 prévu par Enbridge? Sera-t-il achevé avant l'inversion du pipeline (si l'inversion est approuvée)? Enbridge déposera-t-elle les résultats dans le cadre de la présente instance?

Réponse :

- a) L'essai hydrostatique d'un pipeline est une technique de vérification de l'intégrité qu'Enbridge pratique dans le cadre d'un programme complet de gestion de l'intégrité. Enbridge continue d'évaluer les avantages et les effets néfastes des essais hydrostatiques. Cette évaluation, en lien avec le Projet, intégrera toutes les données antérieures sur la gestion de l'intégrité, les récents rapports des inspections internes et les résultats du programme d'excavation à des fins d'inspection.

Deux essais hydrostatiques ont été menés sur la canalisation 9B; une avant la mise en service de 1976 et une autre avant la décision d'inverser la canalisation 9 en 1997. Le premier essai hydrostatique a été mené après l'achèvement de la construction et l'autre, en 1997, après que la canalisation avait été inactive pendant plus de douze mois et l'essai hydrostatique était nécessaire en vertu de la norme CSA Z662 pour le rétablissement de la pression maximale d'exploitation avant de remettre la canalisation en exploitation.

Les essais hydrostatiques ne constituent pas la principale méthode utilisée par les exploitants de pipeline qui peuvent utiliser les outils d'inspection interne à haute résolution pour vérifier l'intégrité. Les essais hydrostatiques ne font que confirmer qu'à un moment donné les défauts restants sont de dimension inférieure à un défaut de taille critique. Ils ne garantissent pas que la canalisation ne présente pas de ruptures ultérieurement. On tient également compte des effets néfastes éventuels de l'essai

hydrostatique, incluant la possibilité de provoquer ou de développer des fissures qui n'ont pas été révélées pendant l'essai hydrostatique, mais pourraient continuer à augmenter au cours de la mise en service. Ces effets néfastes éventuels seront gérés et atténués au moyen de surveillance supplémentaire, comme des inspections internes, si un essai hydrostatique devait être réalisé. Un essai hydrostatique qui entraîne la propagation de fissures croissantes se révélerait contre-productif pour Enbridge en termes d'efforts consentis à l'élimination des défaillances de pipeline.

1.15 *Inspections internes de 2012 et 2013*

- Source :**
- i) Dépôt A3D7J1 : B1-12, Annexe 4f – Lettre à l'Ontario et aux municipalités du Québec (Adobe, page 2).
 - ii) Dépôt A3G488 : B8-12, Annexe 1 à la DR 1.22 de l'ONÉ – Tableaux révisés 3 3 et 4 1, (Adobe, page 3).

Préambule : La source i) indique que sur la canalisation 9 en particulier, Enbridge a réalisé des rondes d'inspection au moyen d'outils d'inspection des plus perfectionnés, au cours des derniers mois, afin de recueillir des données exhaustives et à jour sur l'état du pipeline. Enbridge analyse actuellement ces données et, si cette analyse révèle que des travaux d'inspections plus poussées sont requis, elle procédera alors et à des excavations à des examens sur le terrain.

Dans la source ii) le Tableau 3-3 révisé, indique que plusieurs inspections internes ont été menées ou sont prévues, mais ne sont pas encore entièrement évaluées par le fournisseur d'inspection interne.

L'Ontario aimerait connaître les résultats mis à jour des récentes inspections internes.

- Demande :**
- a) Veuillez fournir une mise à jour de l'état de chaque inspection interne menée ou prévue indiquée dans le Tableau 3-3 révisé de la source ii). Pour chaque inspection interne, indiquer la date (ou la date prévue) du passage de l'outil. Pour chaque passage de l'outil effectué, indiquer si le fournisseur d'inspection interne a terminé son évaluation.
 - b) Pour les inspections internes que le fournisseur d'inspection interne a évaluées, veuillez fournir le type et le nombre d'exceptions notées et le nombre correspondant d'excavations et d'examens sur place proposés et réalisés.
 - c) Pour les excavations et les examens sur place entrepris, veuillez indiquer et décrire les travaux de réhabilitation proposés et réalisés ainsi que leur échéancier.
 - d) Pour chaque outil d'inspection interne indiqué en b), veuillez fournir un échéancier prévisionnel, sous forme de tableau, précisant la fréquence des inspections prévues pour les 20 prochaines années. Veuillez indiquer quels événements pourraient augmenter ou diminuer la fréquence de ces inspections internes pour chaque type d'outil d'inspection interne indiqué.

Réponse :

- a) Prière de consulter l'Annexe 1 de la DR 1.15.a de l'Ontario.

Prière de consulter la DR 3.12. de l'ONÉ.

- b) Prière de consulter la DR 3.12. de l'ONÉ.

- c) Le programme d'inspection et de surveillance régulier d'Enbridge nous alerte des éléments du pipeline qui pourraient nécessiter une inspection visuelle afin de déterminer s'il faut effectuer une réparation ou prendre d'autres mesures. Les éléments qui ont dû être réparés par le passé comprennent les dommages découlant de travaux d'excavation par des tiers, les erreurs commises par les travailleurs, la corrosion (une réaction chimique entre l'environnement et l'acier du pipeline qui réduit l'épaisseur de la paroi de la conduite), la fissuration ou encore les déformations. Enbridge procède à des fouilles d'intégrité comme méthode d'inspection visuelle.

La durée d'une fouille d'intégrité est de deux jours à deux semaines, selon la nature de l'élément et les résultats de l'inspection visuelle.

- Enbridge jalonnera la route d'accès et le lieu d'excavation sur l'emprise au moyen de marqueurs temporaires. En général, la couche arable est enlevée de la zone d'excavation, puis stockée séparément du sous-sol. Après l'excavation du pipeline, le revêtement de la conduite est enlevé afin de pouvoir inspecter le pipeline. Dans certains cas, la conduite est nettoyée et le revêtement est réparé, afin de parer aux premiers signes de corrosion et de fissuration.
- Une fois que le pipeline est réparé, le revêtement est remis en place et la zone d'excavation est remblayée. Les marqueurs sont enlevés et le paysage touché est remis en état. Selon le moment de l'année où les travaux sont effectués, la remise en état pourrait être reportée au printemps suivant.
- Enbridge consultera d'abord les collectivités afin de communiquer l'échéancier des travaux, de discuter des accès, de déterminer les considérations particulières et d'adapter les mesures correctives ou d'en ajouter, le cas échéant. Les sites feront l'objet d'une surveillance en cas d'affaissement pendant près d'un an, après la fin du projet d'excavation. Une réhabilitation supplémentaire sera effectuée, au besoin, pour s'assurer que la zone est restaurée de manière satisfaisante.

- Si l'inspection de la fouille d'intégrité révèle qu'une réparation est nécessaire, le tronçon de la conduite sera remplacé ou un manchon de conduite sera soudé sur la partie révélée afin de rétablir l'intégrité de la canalisation. Les soudures font l'objet d'essais et le tronçon est inspecté pour s'assurer que les réparations sont conformes aux normes.

Enbridge mène toutes les fouilles d'intégrité dans le respect des normes environnementales les plus rigoureuses. Enbridge régit la formation des travailleurs, des soudeurs et des inspecteurs et s'assure que les entrepreneurs qui travaillent près du pipeline sont compétents.

- d) Les inspections futures seront déterminées selon les données les plus récentes de l'inspection interne. La fréquence des inspections et l'intervalle dépendent de l'évaluation de l'état du pipeline au moyen de l'inspection interne et des activités sur le terrain, comme l'indique la rubrique 4 de l'ET du pipeline.

1.16 *Excavation et critères de réparation*

- Source :**
- i) Dépôt A3D7J4 : B1-15, Annexe 7 – Évaluation technique de l'intégrité du pipeline (Adobe page 26, lignes 9 et 12).
 - ii) Dépôt A2V3K7 : Lettre de décision de l'ONÉ à l'égard de la première étape du projet d'inversion de la canalisation 9, Annexe II, Ordonnance XO-E1010-010-2012 (Adobe page 5, condition 9).
 - iii) Dépôt A3D7J4 : B1-15, Annexe 7 – Évaluation technique de l'intégrité du pipeline (Adobe page 27, Tableau 4-2).

Préambule : Dans la source i), Enbridge semble avoir adopté une norme de réparation mise en œuvre seulement lorsque l'épaisseur de la paroi de la canalisation a diminué d'au moins 50 % par rapport aux spécifications de la conduite d'origine.

Toutefois, dans la source ii), qui fait partie de la lettre de décision à l'égard de la première étape du projet d'inversion de la canalisation 9, l'ONÉ demande à la condition 9a) qu'Enbridge répare la conduite lorsque la perte d'épaisseur de la paroi de la conduite atteint 40 % ou plus.

Dans la source iii), le Tableau 4-2 indique que les éléments répondant aux normes de réparation sont réparés soit au moyen d'un manchon d'encerclement complet, soit par l'installation d'un nouveau revêtement.

Demande : Veuillez répondre à ce qui suit :

- a) Veuillez expliquer pourquoi Enbridge a mentionné une norme de réparation à 50 % dans l'évaluation technique déposée dans le cadre de la présente instance plutôt que la norme de 40 % précisée par l'ONÉ pour la première étape du projet d'inversion de la canalisation 9.
- b) Veuillez fournir les échéanciers connexes aux réparations qui répondent aux critères de réparation d'Enbridge.
- c) Veuillez décrire les procédures dont Enbridge se sert pour appliquer un nouveau revêtement sur les tronçons du pipeline. Dans votre réponse, veuillez préciser selon quelles normes Enbridge applique le nouveau revêtement et détermine le matériel utilisé à cette fin.
- d) Veuillez décrire le procédé de manchon d'encerclement. Dans votre réponse, veuillez définir les normes qu'Enbridge applique aux manchons d'encerclement et le matériel utilisé à cette fin.

- e) Pour ce qui est des pertes de métal internes, la pratique courante est-elle d'utiliser la réparation au moyen de manchons d'encerclement ou la réparation est-elle plutôt réalisée en remplaçant ce tronçon de conduite?
- f) Veuillez expliquer la raison pour laquelle les critères de profondeur de perte de métal sont différents pour ce qui est de la corrosion interne et de la corrosion externe.
- g) L'en-tête du Tableau 4-2 illustre le « Taux de pression de rupture (TPR) et le pourcentage de profondeur de l'épaisseur de la paroi ». Veuillez préciser la mesure corrective qui sera prise si les deux facteurs sont présents ou si un seul des facteurs est présent.

Réponse :

- a) La norme de 40 % précisée par la condition 9 de l'Ordonnance XO-E101-010-2012 de l'ONÉ a été établie selon les critères de réparation énoncés dans la norme CSA Z662-11 et s'applique aux fissures. La norme de réparation de 50 % précisée dans le contexte de l'évaluation technique du pipeline fait référence à la perte de métal.
- b) Les délais de réparation pour les éléments répondant aux critères de réparation ne dépassent pas, en règle générale, 365 jours. Chaque réparation est évaluée individuellement et un délai est indiqué selon les caractéristiques l'élément visé.
- c) Après que les réparations à la conduite ont été réalisées, les substances nocives sont éliminées de l'acier et désagrégées par abrasion. Le revêtement est ensuite choisi et appliqué à nouveau selon la norme CSA Z662
- d) Selon les caractéristiques de la conduite, le manchon d'encerclement est conçu pour la capacité de charge nominale de la conduite installée à l'origine. Les normes et les procédures d'Enbridge définissent les manchons d'encerclement en acier : en tôle d'acier laminé selon les dimensions du pipeline et possédant des propriétés métallurgiques qui répondent aux exigences d'Enbridge en matière de soudure. La norme ASTM A516 Gr 70 présente certains exemples. Un dispositif de réparation en composite approuvé dans la norme CSA Z662 et les normes d'Enbridge peut également être installé.

Si la méthode de réparation définie est un manchon d'encerclement complet (deux demi-coquilles en acier), les étapes suivantes sont respectées pour réparer le ou les défauts :

- Les zones appropriées loin du défaut sont définies comme des zones

de soudage du manchon (la norme CSA Z662 précise que ces zones doivent être situées à au moins 50 mm du défaut). Ces zones sont examinées au moyen de contrôle par magnétoscopie et d'ultrasons de façon à assurer que la canalisation ne comporte pas de défauts. Les échantillons de carbone équivalent sont prélevés pour les essais subséquents et des mesures correctives sont en place pour remédier au carbone équivalent élevé, le cas échéant.

- Les demi-coquilles en acier sont placées sur la conduite, les longues soudures pour relier deux moitiés sont réalisées en premier, suivies par les soudures d'angle qui scelleront le manchon d'encerclement.
 - Les soudures doivent être contrôlées par magnétoscopie après l'installation. Les soudures d'angle sont inspectées peu après leur achèvement, puis de nouveau au moins douze heures plus tard pour confirmer qu'aucune fissuration due à l'hydrogène ne s'est créée.
- e) Pour ce qui est de la perte de métal qui nécessite une réparation, la pratique courante est d'utiliser un manchon pressurisé fait d'acier, dans la mesure du possible. Dans le cas contraire, le remplacement du tronçon de pipeline constitue une solution de rechange acceptable.
- f) Contrairement à la perte de métal externe, la perte interne de métal ne peut pratiquement pas être nettoyée, en raison de son emplacement à l'intérieur de la conduite. Les méthodes de réparation possible pour la perte de métal interne comprennent une gaine de confinement de pression en acier et le remplacement de la conduite. Comme il est impossible d'opter pour une réparation au moyen d'un revêtement dans le cas d'une perte de métal interne, des critères de profondeur de réparation plus prudents sont utilisés.
- g) La mesure corrective est prise si l'un des facteurs est présent, c'est-à-dire qu'une perte de métal externe dont le TPR est de $\leq 1,0$ ou dont la profondeur est de ≥ 80 % répond aux critères de réparation

1.17 *Seuil limite et critères de réparation*

Source : Dépôt A3D7 J4 : B1-15, Annexe 7 – Évaluation technique de l'intégrité du pipeline (Adobe pages 34 à 38, figures 4-8 à 4-13)

Préambule : Dans les figures 4.8 à 4.13 Enbridge indique les « Critères de réparation » et le « Seuil limite d'Enbridge ». L'Ontario souhaite mieux comprendre ces termes.

Demande :

- a) Veuillez expliquer et définir ce que veulent dire les termes « Critères de réparation d'Enbridge » et « Seuil limite d'Enbridge ».
- b) Veuillez décrire les mesures qu'Enbridge prendra si un élément repéré répond aux « Critères de réparation d'Enbridge » et veuillez comparer ces mesures aux mesures que prendrait Enbridge si un élément atteint le « Seuil limite d'Enbridge ».

Réponse :

- a) Les critères de réparation d'Enbridge dictent les éléments devant être réparés. Le seuil limite d'Enbridge est utilisé pour planifier les intervalles de réévaluation et est expliqué plus loin, à la rubrique 4.2.8 de l'ET du pipeline.
- b) Les éléments qui répondent aux « Critères de réparation d'Enbridge », qu'ils aient été repérés au moyen de l'inspection interne ou de l'examen non destructif, sont restaurés avec la méthode de réparation appropriée. À noter que le « Seuil limite d'Enbridge » ne constitue pas un critère de réparation. Les critères de réparation d'Enbridge sont considérablement plus prudents. Prière de se reporter à la rubrique 4.2.8 de l'ET du pipeline pour obtenir plus de détails.

1.18 *Emplacement des éléments relevés*

- Source :**
- i. Dépôt A3D7J4 : B1-15, Annexe 7 – Évaluation technique de l'intégrité du pipeline (Adobe page 33, ligne 7).
 - ii. Dépôt A3D7J4 : B1-15, Annexe 7 – Évaluation technique de l'intégrité du pipeline (Adobe page 33, ligne 5)
 - iii. Dépôt A3D7J4 : B1-15, Annexe 7 – Évaluation technique de l'intégrité du pipeline (Adobe page 53, lignes 6 à 8, et Adobe page 54, Tableau 4-9).
 - iv. Dépôt A3D7 J4 : B1-15, Annexe 7 – Évaluation technique de l'intégrité du pipeline (Adobe page 80, ligne 17).

Préambule : La source i) indique : « Les éléments dont la valeur est sous le critère d'excavation de 50 % seront gérés sur une base permanente... » L'Ontario aimerait avoir des renseignements supplémentaires sur l'endroit où ces éléments sont situés le long de la canalisation 9.

La source susmentionnée ii) précise : « On a relevé sur 35 raccords des éléments qui répondent aux critères d'excavation d'Enbridge pour ce qui est de la profondeur de 50 %; ils ont tous été excavés et réparés. » L'Ontario aimerait avoir des renseignements supplémentaires sur l'endroit où ces 35 raccords sont situés le long de la canalisation 9.

Dans la source iii), le Tableau 4-9 illustre qu'il y avait un total de 4 738 indications de fissures signalées dans les rapports finaux correspondants des trois outils. En plus de ces indications de fissures, il y avait un total de 8 223 éléments de perte de métal (environ 63 % du nombre total d'éléments) signalés par les trois passages de l'outil. L'Ontario souhaiterait des renseignements supplémentaires sur les endroits où ces éléments sont situés, s'ils ont été réparés et dans l'affirmative, quand ils l'ont été.

La source susmentionnée iv) indique « il y a actuellement 25 éléments déclarés qui devraient atteindre des dimensions critiques avant l'inversion proposée du sens d'écoulement en octobre 2013 ». L'Ontario aimerait avoir des renseignements supplémentaires sur l'endroit où se trouvent ces éléments.

Demande : Prière de fournir les renseignements suivants :

- a) Veuillez indiquer à quel endroit les éléments mentionnés dans la source i) sont situés et présenter ce renseignement dans le fichier de formes demandé à la DR 1.1 b. Veuillez aussi indiquer la raison pour laquelle ces anomalies se sont développées et de quelle façon

Enbridge compte prévenir l'apparition d'anomalies similaires à l'avenir.

- b) Veuillez préciser à quel endroit les 35 raccords indiqués dans la source ii) sont situés et présenter ce renseignement dans le fichier de formes demandé à la DR 1.1.b de l'Ontario. Veuillez aussi indiquer la raison pour laquelle ces anomalies se sont développées et de quelle façon Enbridge compte prévenir l'apparition d'anomalies similaires à l'avenir.
- c) Veuillez préciser à quel endroit les éléments mentionnés dans la source iii) sont situés et la nature des réparations entreprises. Veuillez également indiquer la raison pour laquelle ces anomalies se sont développées et si elles sont susceptibles d'augmenter au fil du temps.
- d) Veuillez préciser à quel endroit sur la canalisation 9 les 25 éléments de la source iv) sont situés et à quel moment ils seront réparés. Si certains de ces éléments ont déjà été réparés, veuillez indiquer séparément ceux qui l'ont été, la date où ils l'ont été et par quel moyen. Veuillez présenter ce renseignement dans le fichier de formes demandé à la DR 1.1.b de l'Ontario.

Réponse :

- a) Les éléments de perte de métal peuvent survenir à la suite de corrosion, de broyage, d'érosion et d'autres facteurs qui pourraient mener à l'amincissement de l'épaisseur de la paroi du pipeline.

La perte de métal est évitée grâce aux mesures de prévention suivantes décrites à la rubrique 4.2 de l'ET du pipeline, notamment :

- revêtement du pipeline
- protection cathodique
- nettoyage interne du pipeline

Pour des raisons de sécurité, Enbridge ne rend pas public l'emplacement précis des fouilles d'intégrité; cependant, cette information sera transmise aux propriétaires fonciers touchés et aux municipalités lorsque les fouilles seront entreprises.

- b) Prière de se reporter à la DR 1.18a. de l'Ontario.
- c) Prière de se reporter à la Figure 4.29 de l'ET du pipeline pour obtenir la répartition des éléments le long de la canalisation 9B, et aux Tableaux 3-4, 3-5 et 3-6 pour obtenir la nature des réparations effectuées sur la canalisation 9B. Le développement des éléments

présentés au Tableau 4-9 découle de mécanismes de dégradation courants des pipelines et le programme de gestion de l'intégrité est conçu pour surveiller, repérer et atténuer les défauts qui constituent une menace à l'intégrité de tous les pipelines du réseau d'Enbridge.

- d) Les 25 éléments sont répartis le long des tronçons de la canalisation 9B. Comme il est indiqué dans l'ET du pipeline, ces éléments seront réévalués selon de nouvelles données d'inspection et atténués comme il se doit avant l'inversion de la canalisation 9B.

1.19 Programme d'excavation des fissures

- Source :**
- i. DépôtA3D7J4 : B1-15, Annexe 7 – Évaluation technique de l'intégrité du pipeline (Adobe page 60, lignes 5 à 12).
 - ii. DépôtA3D7J4 : B1-15, Annexe 7 – Évaluation technique de l'intégrité du pipeline (Adobe page 59, lignes 3 et 4).

Préambule : La source i) indique : « Selon les hypothèses de données ci-dessus, un total de 184 éléments sur 149 joints présentaient une pression de rupture prévue inférieure à 125 % de la PSM, comme l'illustre la Figure 4.34. Sur ces 184 éléments, 172 ont par la suite été excavés. La pression de rupture prévue la plus faible de ces éléments déclarés était de 663 psi, ce qui équivaut à 86,3 % de la PSM approuvée par l'ONÉ ou à 212 % de la pression d'exploitation réduite actuelle. La grande majorité des éléments restants (82 %) dans la conduite présentaient des pressions de rupture prévues supérieures à 140 % de la PSM approuvée par l'ONÉ. Enbridge inspecte en ce moment la canalisation 9B entre le PNW et le TM, et ces éléments seront réévalués selon les nouvelles données d'inspection. »

La source ii) indique qu'« À la suite des inspections de détection de fissures de 2004 à 2006, Enbridge a excavé et réparé tous les éléments dont la pression de rupture était estimée à moins de 125 % de la PSM. »

Demande : Veuillez expliquer ce qui suit :

- a) Veuillez expliquer pourquoi 12 des éléments relevés qui présentaient une pression de rupture prévue inférieure à 125 % de la PSM n'ont pas été excavés, en contradiction apparente avec les normes d'excavation d'Enbridge décrites dans la source ii).
- b) Veuillez confirmer si l'élément signalé dans la référence i), dont la pression de rupture prévue était de 86,3 % de la PSM approuvée par l'ONÉ a été excavé et réparé.

Réponse :

- a) Comme le mentionne la rubrique 4.3.3 de l'ET du pipeline, Enbridge a amélioré ses critères d'excavation ainsi que les hypothèses de données utilisées dans l'évaluation des défauts depuis les programmes d'inspection interne de 2004 à 2006. Les 12 éléments mentionnés ne répondaient pas aux critères d'excavation appliqués au moment de leur découverte, mais se sont avérés répondre aux critères d'excavation actuels lorsque ceux-ci ont été appliqués aux données historiques d'inspection interne. Comme l'indique l'ET du pipeline, ces éléments seront réévalués selon les nouvelles données de l'inspection interne.

b) Cet élément n'a pas encore été évalué sur le terrain, mais il le sera.

1.20 *Éléments faux négatifs*

- Source :**
- i. Dépôt A3D7J4 : B1-15, Annexe 7 – Évaluation technique de l'intégrité du pipeline (Adobe page 63, lignes 21 à 25).
 - ii. Dépôt A3D7J4 : B1-15, Annexe 7 – Évaluation technique de l'intégrité du pipeline, (Adobe page 65, Tableau 4-10).

Préambule : La source i) indique : « ...206 éléments non déclarés (193 éléments d'indication de fissure et 13 colonies de FCC) dont la longueur et la profondeur sur le terrain dépassaient le seuil de déclaration de l'outil ont été trouvés et classés comme éléments faux négatifs. Selon la spécification de l'outil, pour qu'un élément soit classé comme un faux négatif, il doit avoir une profondeur de 1 mm sur une pleine longueur de 60 mm. »

La source ii) est le Tableau 4-10, intitulé « Faux négatif – Éléments d'indication de fissure ayant une durée de vie restante calculée de < 50 ans »

L'Ontario souhaite connaître le point de vue d'Enbridge sur le nombre de faux négatifs relevés sur le terrain qui n'ont pas été captés par les inspections internes.

Demande : Veuillez fournir vos observations sur ce qui suit :

- a) Selon les statistiques et les capacités des outils qu'Enbridge utilise pour les inspections internes, veuillez présenter vos observations sur le nombre de faux négatifs relevés dans la source i). Selon Enbridge, le nombre d'éléments faux négatifs relevé est-il un résultat acceptable? Veuillez justifier votre réponse.
- b) Dans la source ii), un élément faux négatif d'une longueur de 1 075 mm est relevé. Cette donnée dépasse de plus de 10 fois la longueur de 60 mm nécessaires pour qu'un élément soit considéré un faux négatif (tel que le décrit la source i). Selon Enbridge, comment un tel résultat est-il possible? Veuillez présenter toutes les préoccupations d'Enbridge au sujet du caractère adéquat de ces résultats de tests, compte tenu de l'existence de résultats de « faux négatifs » comme l'élément de 1 075 mm relevé ci-dessus.

Réponse :

- a) Selon le nombre statistiquement pertinent de fouilles réalisées (voir la rubrique 4.3.4 de l'ET du pipeline), les évaluations détaillées des faux négatifs (voir la rubrique 4.3.5.1 de l'ET du pipeline) et les pressions d'utilisation réduites actuelles, il a été démontré que les éléments non relevés pendant les inspections de 2004 à 2006 ne posaient pas de menaces immédiates (c.-à-d., fuite ou rupture) au

pipeline. Ces trois tronçons de la canalisation 9 ont récemment fait l'objet d'une inspection interne à l'aide d'outils de détection de fissures à haute résolution et Enbridge applique ses processus de gestion actuels de gestion des fissures pour élaborer et réaliser des programmes d'excavation efficaces avant l'inversion de la canalisation 9.

- b) Selon les données de terrain disponibles, la longueur de cet élément a été signalée de manière prudente. Selon les observations sur le terrain, l'élément fait partie d'une combinaison d'indications linéaires intermittentes et de colonies de fissuration par corrosion sous contrainte (« FCC ») et l'intégralité de cette zone a été signalée avec prudence comme étant un seul élément. Comme l'illustre le Tableau 4-- 10 de l'ET du pipeline, l'utilisation prudente d'un résultat correspondant à toute la longueur de l'élément donne lieu à un facteur de sécurité élevé de 156 % de la PSM et à une durée de vie restante de 47,1 ans.

1.21 *Probabilité de détection*

- Source :**
- i. Dépôt A3D7J4 : B1-15, Annexe 7 – Évaluation technique de l'intégrité du pipeline (Adobe page 67, lignes 22 à 25).
 - ii. Dépôt A3D7J4 : B1-15, Annexe 7 – Évaluation technique de l'intégrité du pipeline (Adobe page 68, lignes 1 et 2).

Préambule : La source i) mentionne que la probabilité de détection est de 52 % pour les éléments combinés d'indication de fissure et d'indication d'entaille de Cardinal à Hilton, et de 57 % de Hilton à North Westover.

La source ii) indique : « La PDD [probabilité de détection] peut être attribuée aux faux négatifs observés sur le terrain. Ces faux négatifs, présentés à la section 4.3.5.1, ne constituent pas une menace immédiate à l'intégrité de la canalisation 9B, en particulier à la pression d'exploitation à écoulement réduit actuelle. »

Demande : En ce qui concerne les probabilités de détection de fuite :

- a) Veuillez expliquer ce qui justifie qu'Enbridge s'en remette aux outils d'inspection interne qu'elle utilise, compte tenu de la faible probabilité de détection des anomalies et du grand nombre de faux négatifs relevés.
- b) Est-ce qu'Enbridge considère que des probabilités de détection de 52 % et de 57 % constituent des résultats acceptables? Prière de justifier votre réponse.

- Réponse :**
- a) Prière de se reporter à la DR 1.20 de l'Ontario.
 - b) Prière de se reporter à la DR 1.20 de l'Ontario.

1.22 *Analyse de la durée de vie restante – Éléments de fissures*

Source : Dépôt A3D7J4 : B1-15, Annexe 7 – Évaluation technique de l'intégrité du pipeline (Adobe page 77, lignes 4 à 7).

Préambule : La source indique : « Depuis la dernière inspection de fissure pour chaque tronçon, les données de pression ont été analysées afin de trouver le trimestre de cycles de pression le plus grave associé à chaque station de pompage et utilisé pour évaluer la durée de vie restante des éléments signalés liés à la fissuration dans la canalisation 9B. »

Demande : En ce qui concerne les inspections de fissures :

a) Veuillez justifier la décision d'utiliser les données historiques compte tenu du fait que le Projet, s'il est approuvé, modifiera considérablement l'exploitation de la canalisation 9B en raison de l'augmentation des volumes et de l'exploitation à la PMS approuvée par l'ONÉ (et non selon les limites de pression actuelles imposées par Enbridge).

b) Selon Enbridge, l'utilisation des « données de pression du trimestre les plus graves » de 2004 à 2010 permettrait-elle d'établir une estimation de la vie restante plus conservatrice que la modélisation de l'exploitation prévue de la canalisation inversée 9B? Veuillez justifier votre réponse.

Réponse

a) L'augmentation de la pression d'exploitation pourrait ne pas conduire à un changement significatif des cycles de pression. Les données historiques sur la pression utilisée dans les évaluations de la vie restante proviennent d'une période précédant la mise en œuvre de pressions de service restreintes. Les cycles de pression dans le cadre d'une exploitation inversée seront surveillés et évalués par le processus de surveillance des cycles de pression trimestriel d'Enbridge. Les évaluations de la vie restante seront revues périodiquement à l'aide des données réelles de pression après l'inversion et des plus récentes données d'inspection interne.

b) Prière de se reporter à la DR 1.22.a de l'Ontario.

1.23 *Densité de l'élément*

- Source :**
- i. Dépôt A3D7J4 : B1-15, Annexe 7 – Évaluation technique de l'intégrité du pipeline (Adobe page 39, Tableau 4-3).
 - ii. Dépôt A3G4S8 : B8-12, Annexe 1 à la DR 1.22 – Tableaux 3-3 et 4-1 révisés [Adobe page 4, Tableau 4-1 (révisé)].

Préambule : Dans la source i), le Tableau 4-3 illustre que pour le tronçon entre Hilton et North Westover de la canalisation 9B, sur le plan de la corrosion externe, la densité de l'élément est de 6,04/km pour un taux de pression de rupture de perte de métal se situant entre 1,1 et 1,2. Les densités de l'élément comparable pour les tronçons entre Montréal et Cardinal et entre Cardinal et Hilton sont de 2,09 et 0,65.

Dans la source ii), le Tableau 4-1 révisé décrit l'historique de l'inspection interne de la perte de métal sur la canalisation 9B.

L'Ontario souhaite mieux comprendre les raisons sous-jacentes à l'écart de densité de l'élément entre les tronçons de la canalisation 9B.

Demande : En ce qui concerne les écarts de densité de l'élément :

- a) Veuillez expliquer pourquoi Enbridge est d'avis que le tronçon entre Hilton et North Westover de la canalisation 9B a une densité d'élément externe beaucoup plus élevée que les deux autres tronçons pour des éléments qui présentent un taux de pression de rupture se situant entre 1,1 et 1,2. Dans votre réponse, prenez en compte des facteurs comme les différences entre les passages d'outils d'inspection interne, l'interprétation des données d'inspection interne, les éléments géotechniques, la construction de la conduite, l'historique d'exploitation et tout autre facteur qu'Enbridge considère comme pertinent.
- b) Veuillez expliquer pourquoi Enbridge est d'avis le tronçon entre Hilton et North Westover (externe) a une densité d'élément supérieur pour la profondeur de perte de métal de < 20 % et la profondeur de perte de métal entre 20 % et 50 % que les tronçons entre Montréal et Cardinal et entre Cardinal et Hilton.
- c) Veuillez déterminer quel passage de l'outil d'inspection interne de la source ii) a été utilisée pour compiler les données de la source i) pour chaque tronçon de la canalisation 9B (c.-à-d. de Montréal à Cardinal, de Cardinal à Hilton et de Hilton à North Westover). Veuillez indiquer l'année de la ronde d'inspection et l'équipement

d'inspection interne utilisé pour l'entreprendre.

Réponse :

- a) S'il est vrai que la densité de corrosion de l'élément externe du tronçon de Hiltron à Westover est supérieure à celle des autres tronçons de la canalisation 9, elle correspond aux densités typiques des pipelines recouverts de ruban. En outre, la vitesse de propagation de la corrosion résumée au Tableau 4-4 de l'ET du pipeline est bien inférieure à ce que recommandent les lignes directrices indiquées au Tableau 4-5.
- b) Prière de se reporter à la DR 1.23.a. de l'Ontario.
- c) Les données du Tableau 4-3 ont été générées à partir des passages d'outil d'inspection internes effectués en 2004, 2005, 2006, et 2007.

1.24 *Pression volontairement réduite – De Cardinal à Montréal*

- Source :** DépôtA307J4 : B1-15, Annexe 7 – Évaluation technique de l'intégrité du pipeline (Adobe page 50, Tableau 4-7).
- Préambule :** Le Tableau 4-7 s'intitule « TPR et intervalles de réévaluation de la profondeur ».
- Pour le tronçon de Montréal à Cardinal, le Tableau 4-7 illustre qu'une réévaluation après cinq ans était nécessaire en 2009.
- L'astérisque (*) du Tableau 4-7 indique : « * Afin d'assurer la sécurité de la conduite à la suite des inspections prévues en 2012, Enbridge a fixé des restrictions de pression d'exploitation sous les normes de PMS [pression maximale de service] approuvées par l'ONÉ et mis en œuvre des programmes d'excavation en 2011 et en 2012. »
- Demande :** En ce qui concerne certaines pratiques d'inspection de la canalisation 9 :
- a) Veuillez expliquer pourquoi une inspection interne n'a pas eu lieu sur le tronçon entre Montréal et Cardinal de la canalisation 9B en 2009 alors que l'analyse d'Enbridge (résumée au Tableau 4-7) indiquait qu'une nouvelle inspection serait nécessaire en 2009.
 - b) Veuillez indiquer les normes (de la CSA, du secteur, de l'entreprise, etc.) et les critères utilisés par Enbridge pour déterminer l'ampleur des réductions de pression volontaires visant le tronçon entre Cardinal et Montréal de la canalisation 9B.
 - c) Veuillez confirmer les critères qu'Enbridge a utilisés pour déterminer les situations où il convenait d'abandonner les inspections internes prévues précédemment, comme celle de 2009 pour le tronçon entre Cardinal et Montréal de la canalisation 9B décrite au Tableau 4-7, au profit d'une réduction de pression de la canalisation. Veuillez préciser les normes externes (de la CSA, du secteur, etc.) qui s'appliquent.
- Réponse :**
- a) Les raisons opérationnelles mentionnées dans l'ET du pipeline font référence à des contraintes logistiques (p. ex. encrassement de la canalisation, durée insuffisante de l'exploitation de la canalisation) du passage de l'outil l'inspection interne dans le pipeline. L'intégralité de la canalisation 9 a été inspectée depuis avec succès, en 2012-2013.
 - b) Les pressions réduites ont été fondées sur les processus du programme de gestion de l'intégrité d'Enbridge qui reposent aux

exigences de gestion de l'intégrité de la norme CSA Z662.

c) Prière de se reporter à la DR 1.24.a de l'Ontario.

1.25 *Pétrole lourd*

Source : Dépôt A3D7J7 : B1-18. Annexe 8 – Évaluation technique de l'intégrité des installations (Adobe page 20, Tableau 3.15).

Préambule : Dans la source susmentionnée, le Tableau 3.15, « Incidence du Projet sur les menaces à l'intégrité », l'introduction de pétrole brut a été définie comme une menace à la corrosion interne du pipeline qui peut être compensée par un débit continu augmenté et continu.

L'Ontario aimerait avoir plus de renseignements sur la menace que le pétrole brut pose sur la canalisation.

Demande : En ce qui concerne le transport de brut lourd sur la canalisation 9 :

- a) Veuillez indiquer le pourcentage de menace que pose le pétrole brut lourd aux installations et les procédures de nettoyage du pétrole brut en cas de déversement dans ces installations.
- b) Veuillez fournir toutes les études menées au sujet du transport de pétrole brut lourd à la température d'exploitation proposée.
- c) Veuillez nommer tous les pipelines d'Enbridge au Canada qui transportent en ce moment du pétrole brut lourd et décrire leur historique de déversement et de fuites de 2000 à 2012.

Réponse : a) Comme l'indique la rubrique 3.4.1 de l'évaluation technique de l'intégrité des installations (« ET des installations »), la menace dans les installations de première importance se trouve « dans les zones de faible débit où l'eau et les sédiments peuvent se séparer de la solution et favoriser la corrosion ». Cela peut se produire, peu importe le type de produit. Le type de produit (transporté en ce moment ou dont le transport est prévu sur la canalisation 9) a peu d'effet, pour ne pas dire aucun, sur la menace de corrosion et l'augmentation des débits réduit cette menace.

Les menaces, toutefois, ne sont pas exprimées en pourcentage. L'identification des menaces est néanmoins une étape clé de la gestion de l'intégrité et elle est utilisée pour développer des activités d'atténuation qui visent à réduire ou à éliminer la menace. Des activités d'atténuation efficaces sont en place aujourd'hui, notamment des programmes de hiérarchisation des inspections en fonction de la menace. La recherche et le développement de nouvelles technologies d'inspection, entre autres, des analyses en temps réel de la corrosion, sont également en cours.

Un certain nombre de changements compris dans la portée du Projet visent à réduire davantage la menace. Ils sont énumérés à la rubrique 3.6.3.1 de l'ET des installations.

La procédure de nettoyage est la même pour toutes les catégories de pétroles bruts. Prière de se reporter à la DR 1.44.b.v. de l'Ontario.

- b) Aucune étude de ce genre n'a été entreprise pour le Projet. La température de transport type de la canalisation 9 serait inférieure à 20° Celcius.

Prière de se reporter à la DR 1.25.a. de l'Ontario.

- c) Enbridge s'oppose à la demande, car les renseignements demandés ne sont pas pertinents par rapport aux enjeux de la présente instance. La demande s'engage également dans une « expédition de pêche ».

1.26 *Sédiments et évaluation de l'eau*

Source : Dépôt A3D7J4 : B1-15, Annexe 7 – Évaluation technique du pipeline, (Adobe page 41, lignes 10 à 13).

Préambule : La source indique : « Enbridge procède régulièrement à des évaluations qui comportent des tests périodiques pour s'assurer que le contenu de sédiments et d'eau ne dépasse pas les limites de qualité tarifaire, ainsi qu'à des analyses de fonctionnement régulières pour assurer que des conditions corrosives ne développent pas. »

Demande : Veuillez répondre à ce qui suit :

- a) Veuillez fournir les critères qu'utilise Enbridge pour déterminer la fréquence des tests périodiques du contenu en sédiments et en eau.
- b) Veuillez indiquer les normes sur lesquelles s'appuie Enbridge pour déterminer la fréquence des tests périodiques du contenu en sédiments et en eau.
- c) Quelle est la fréquence des tests périodiques du contenu en sédiments et en eau?

Réponse :

- a) à Tous les produits sont testés au moment de leur réception dans le
- c) réseau pour s'assurer qu'ils respectent les limites tarifaire relatives au contenu en sédiments et en eau (volume combiné de 0,5 % de sédiments et d'eau). Les essais réalisés lors du transfert de propriété comportent aussi la vérification du contenu en sédiments et en eau dans le cadre de la réception et de la livraison de tous les produits entrant et sortant du réseau d'Enbridge.

1.27 *Corrosion mineure*

Source : Dépôt A3D7J7 : B1-18, Annexe 8 – Évaluation technique de l'intégrité des installations (Adobe page 18, lignes 6 à 8).

Préambule : La source susmentionnée précise : « Dans le cadre du Projet, on remplace plusieurs tronçons de tuyauterie existants, y compris des tronçons comportant de la corrosion mineure (0 % à 30 %). »

L'Ontario aimerait avoir des renseignements sur les endroits de la canalisation où de la corrosion a été observée et sur le pourcentage de cette corrosion dont la profondeur atteint 1 % ou plus

Demande : Veuillez préciser à quel endroit des zones de corrosion mineure ont été observées et quel pourcentage de ces zones atteint une profondeur de 1 % ou plus.

Réponse : Les éléments de corrosion sont mesurés et signalés uniquement s'ils dépassent 10 % de l'épaisseur de la paroi.

Moins de 0,01 % des conduites inspectées présentaient des éléments de corrosion mineure. Ces éléments étaient situés aux stations de North Westover et de Hilton. Les conduites aux stations de Cardinal et de Terrebonne ont également été inspectées, mais aucune perte de parois mesurable n'a été découverte. Les conduites concernées seront retirées (aux quatre stations) parce qu'elles ne sont pas nécessaires ou qu'elles doivent être d'un diamètre différent pour répondre aux exigences du Projet.

1.28 *Faible débit*

Source : DépôtA3D7J4 : B1-15, Annexe 7 – Évaluation technique de l'intégrité du pipeline (Adobe page 41, lignes 6 à 18).

Préambule : La source mentionne : « Sous certaines conditions d'utilisation (comme les faibles débits ou la faible turbulence), cela peut conduire à la création de conditions corrosives locales si ces matériaux parviennent à s'accumuler et persistent pendant de longues périodes. »

La source mentionne également : « Dans le cas des pipelines d'Enbridge considérés comme ayant une sensibilité élevée à la corrosion interne, des programmes de surveillance et de prévention supplémentaires peuvent être réalisés. Les programmes de surveillance supplémentaire comprennent les coupons, des matrices de résistances électriques ou les outils d'inspection de la méthode de signature de champ. Les programmes de prévention supplémentaires comprennent le nettoyage régulier ou des traitements antirouille. »

Demande : Veuillez répondre à ce qui suit :

- a) Veuillez fournir une définition de ce que sont les conditions de « faibles débits et de faible turbulence » pour la canalisation 9 d'Enbridge.
- b) Veuillez confirmer si oui ou non une partie ou la totalité de la canalisation 9 d'Enbridge a été exploitée sous des conditions de « faibles débits ou de faible turbulence ». Pour chaque situation où la canalisation 9 a été exploitée sous des conditions de faible débit, veuillez préciser les tronçons de la canalisation 9 et la date de début et de fin des faibles débits.
- c) Est-ce qu'Enbridge tient compte de la susceptibilité élevée à la corrosion interne de la canalisation 9? Prière de justifier votre réponse.
- d) Pour chaque programme de surveillance et préventif supplémentaire décrit dans le préambule (et énuméré ci-après), veuillez décrire en quoi consiste le programme, indiquer s'il a été mis en œuvre dans la canalisation 9 depuis 2009, quand il a été mis en œuvre et quelles normes régissent sa mise en œuvre.

Coupons

Matrices de résistances électriques

Outils d'inspection de la méthode de signature de champ

Nettoyage régulier

Traitements antirouille

- e) En ce qui concerne les activités de surveillance et les passages d'outils supplémentaires pour l'ensemble de la canalisation 9 depuis 2009, veuillez fournir les résultats et les conclusions qu'Enbridge en a tirées.

Réponse :

- a) Les débits qui entraînent un écoulement laminaire nécessitent des mesures supplémentaires de gestion de la corrosion interne. L'écoulement laminaire se définit, en règle générale, comme un nombre de Reynolds (niveau de turbulence) de 2 000 ou moins.

Enbridge précise un débit minimum qui prend en compte ce qui suit :

- exigences de qualité pour les interfaces de lots;
 - niveau de turbulence pour assurer le maintien des interfaces de lots;
 - efficacité et conception des vannes de contrôle et des pompes;
 - installations hydrauliques pour assurer que le pétrole brut est à une pression supérieure à la pression de vapeur.
- b) La canalisation 9, en mode d'exploitation normal, devrait fonctionner au-dessus du débit minimal défini. Pendant l'exploitation normale, le débit sera au minimum pendant toutes les manœuvres de mise en marche et d'arrêt. L'opérateur de la canalisation 9 peut également réduire temporairement le débit au minimum s'il a obtenu l'autorisation des services particuliers chez Enbridge (assurance-qualité du pétrole, entretien régional ou services aux expéditeurs).

Les renseignements ci-dessus sont fournis dans le but d'aider, toutefois, Enbridge s'oppose à la demande, car elle est déraisonnable et indûment onéreuse. Le temps, les efforts et les dépenses qu'exigerait la compilation de ces renseignements ne sont justifiés ni par la pertinence des renseignements demandés, s'il en est, ni par l'importance de ces renseignements dans le contexte de la présente instance, ni par la valeur probante des résultats.

- c) Prière de se reporter à la réponse de la DR 3.8 de l'ONÉ et à la

réponse de la DR 1.28.e de l'Ontario.

- d) Voici les activités supplémentaires de surveillance et de prévention (pour la corrosion interne) sur la canalisation 9 depuis 2009 :
- Matrices de résistances électriques/FSM-IT – un moniteur de corrosion interne continu a été installé
 - Nettoyage – un nettoyage de la canalisation 9 a été effectué
 - Inhibition – lorsque le débit des tronçons de la canalisation 9 était vraiment faible ou occasionnel, un traitement d'inhibition destiné à prévenir la corrosion a été appliqué
- e) La rubrique 4 de l'ET du pipeline traite de l'état de corrosion interne de la canalisation 9. La canalisation 9 a subi très peu de corrosion interne, si ce n'est aucune, et ne devrait pas en subir pendant l'exploitation en sens inverse grâce à la mise en œuvre des programmes de surveillance et d'entretien.

1.29 *Contrôle de la corrosion externe – Normes d'Enbridge et du secteur*

Source : Dépôt A3D7J4 : B1-15, Annexe 7 – Évaluation technique de l'intégrité du pipeline (Adobe pages 22 et 23, lignes 31 à 2, ligne 1).

Préambule : Enbridge indique que la corrosion externe « est empêchée par l'application d'un revêtement en ruban de polyéthylène pendant la construction initiale et un système de protection cathodique exploité et entretenu selon les normes d'Enbridge et de l'industrie ».

Demande : Veuillez répondre :

- a) Veuillez expliquer la différence entre les normes de l'industrie et les normes d'Enbridge.

Réponse :

- a) Les normes de l'industrie établissent des seuils ou des limites sur la façon dont le système de protection cathodique est exploité et, dans l'ensemble, sur la façon dont l'efficacité du système de protection cathodique est surveillée. Les normes d'Enbridge fournissent des niveaux accrus de détails sur le motif, le moment et la méthode de conception, de surveillance et de gestion des systèmes de protection cathodique, y compris les mesures correctives à prendre si des conditions inacceptables sont découvertes.

1.30 *Ruban de polyéthylène*

- Source :**
- i. Dépôt A3D7J4 : B1-15, Annexe 7 – Évaluation technique de l'intégrité du pipeline (Adobe page 14, Tableau 3-1).
 - ii. Dépôt A3D7J7 : B1-18, Annexe 8 – Évaluation technique de l'intégrité du pipeline (Adobe page 12, ligne 2).

Préambule : Dans la source i) Enbridge indique dans le Tableau 3-1 que les propriétés du pipeline comprennent un revêtement constitué d'une « [c]ouche simple de ruban de polyéthylène ».

Dans la source ii) Enbridge indique « La latérale est soudée à l'arc Sen spirale submergée et l'extérieur est recouvert d'un ruban de polyéthylène sur le corps du tuyau et les soudures de contour. »

L'Ontario désire de plus amples renseignements sur les étapes précises qu'Enbridge a entreprises pour surveiller gérer et entretenir la couche simple de ruban de polyéthylène le long de la canalisation 9.

Demande : Veuillez répondre :

- a) Veuillez indiquer les mesures de précautions supplémentaires qu'Enbridge prend pour surveiller, gérer et entretenir la couche simple de ruban de polyéthylène le long de la canalisation 9, compte tenu de l'âge du pipeline.

Réponse :

- a) Le programme d'inspection interne d'Enbridge sert, en partie, à surveiller l'intégrité du revêtement. La perte de métal externe se produit seulement lorsqu'il y a une défaillance du revêtement. Enbridge surveille donc la corrosion externe et effectue l'entretien du pipeline si nécessaire. Prière de se reporter à la rubrique 4.2 de l'ET du pipeline pour obtenir de plus amples détails sur la gestion de l'intégrité des éléments de perte de métal sur la canalisation 9.

1.31 *Délocalisation de pipeline – rivière Don*

Source : Dépôt A3D7J4 : B1-15, Annexe 7 – Évaluation technique de l'intégrité des pipelines (Adobe la Page 92, lignes 24 à 26).

Préambule : La source susmentionnée mentionne : « Compte tenu de la vitesse de déplacement de la pente de la rivière Don Est, Enbridge prévoit de délocaliser un pipeline de ce site en 2013 ».

L'Ontario souhaite obtenir des renseignements supplémentaires sur l'emplacement où sera réinstallée la canalisation et la façon dont celle-ci est surveillée.

Demande : En ce qui concerne la délocalisation du pipeline de la rivière Don :

- a) Veuillez fournir des détails et des précisions sur la délocalisation du pipeline. Veuillez inclure ces renseignements dans le fichier de formes demandé au cours de la Demande de renseignements 1.1 b de l'Ontario.
- b) Veuillez indiquer si la délocalisation placerait la canalisation dans une zone vulnérable identifiée dans un rapport d'évaluation en vertu de la Loi sur l'eau saine de l'Ontario.
- c) Veuillez fournir des détails sur la façon dont ce tronçon de la canalisation sera surveillé.
- d) Veuillez décrire le processus, y compris les approbations et les permis nécessaires, pour la délocalisation du pipeline.

Réponse : a) à Enbridge s'oppose à cette demande, car les renseignements demandés d) ne sont pas pertinents par rapport aux enjeux de la présente instance.

1.32 *Restauration du pipeline – rivière Thames et ruisseau Soper*

Source : Dépôt A307J4 : B1-15, Annexe 7 – Évaluation technique de l'intégrité des pipelines (Adobe page 93, lignes 6 à 15).

Préambule : La source susmentionnée indique : « Quelques exemples d'option de restauration sont l'enrochement du pipeline, l'abaissement de la canalisation ou le détournement d'une rivière ou de la canalisation ».

La source susmentionnée indique : « Historiquement, la restauration a été menée près des franchissements de la canalisation 9 de la rivière Thames et du ruisseau Soper, situés au PM 1805 et au PM 1954, respectivement. »

La source susmentionnée indique : « Si un faible couvert devait être identifié près d'un franchissement de cours d'eau, celui-ci serait évalué aux fins de restauration. »

La source susmentionnée indique : « Ces sites sont surveillés de près durant les patrouilles d'emprise et les enquêtes de la profondeur de couverture afin de s'assurer que la couverture des conduites reste acceptable. »

L'Ontario souhaite obtenir des précisions sur le processus de détournement fluvial, la restauration historique près de la rivière Thames et du ruisseau Soper ainsi qu'une description de ce qu'est une couverture acceptable de canalisation et de la façon de déterminer si elle est acceptable ou non.

Demande : En ce qui concerne la rivière Thames et le ruisseau Soper :

- a) Veuillez indiquer toutes les instances le long de la canalisation 9 où une rivière a été détournée au lieu de déplacer le pipeline.
- b) Veuillez décrire la restauration historique près des franchissements de la canalisation 9 de la rivière Thames et du ruisseau Soper.
- c) Veuillez décrire une couverture de canalisation acceptable et la façon de déterminer si elle est acceptable ou non.

Réponse :

- a) Enbridge n'a détourné aucune rivière. Enbridge a reconstruit les berges de la rivière afin de protéger celles-ci contre l'érosion et de prévenir leur effondrement sur la canalisation.
- b) À la rivière Thames, le pipeline franchit une longue pente à l'approche de la rivière. L'érosion des sols s'est produite le long de la pente, en raison de la construction résidentielle sur la pente ascendante et du remplacement de la végétation naturelle par du gazon. Le pied de la pente a été rempli avec un enrochement pour

stabiliser celle-ci.

L'exposition du ruisseau Soper était le résultat de l'ajustement latéral du chenal (forme en plan) au détour du méandre. Au fil du temps, le chenal de la rivière a migré sur plusieurs mètres et, ce faisant, le pipeline a été exposé sur la berge externe au détour du méandre. L'exposition a été corrigée en installant un mur de soutènement naturel.

- c) Pour les franchissements des cours d'eau (pas dans la roche), Enbridge juge habituellement qu'une couverture de 1,2 m est acceptable. C'est la profondeur de couverture précisée dans la norme Z662 de la CSA.

1.33 *Gestion des franchissements de rivière – franchissement de la rivière Rouge*

Source : Dépôt A3D7J4 : B1-15, Annexe 7 – Évaluation technique de l'intégrité des pipelines (Adobe page 93, lignes 20 à 24).

Préambule : La source susmentionnée indique : « En tenant compte de l'examen de l'inspection interne, de la longueur minimale, du soutien du sol, de l'emplacement de l'exposition et d'autres facteurs, il a été constaté que la restauration immédiate n'était pas nécessaire, et la planification a été amorcée afin de développer une solution de restauration à long terme. »

La source susmentionnée indique : « En tenant compte de la proximité du franchissement par rapport à un parc national urbain planifié, Enbridge a travaillé en étroite collaboration avec des conseillers et des intervenants pour élaborer et mettre en œuvre une solution acceptable. »

L'Ontario souhaite obtenir des renseignements supplémentaires sur le programme de gestion des franchissements de rivière ainsi que des copies des documents élaborés avec les conseillers et les intervenants.

Demande : En ce qui concerne le franchissement de la rivière Rouge :

- a) Veuillez préciser les « autres facteurs » soutenant la décision d'Enbridge comme quoi « la restauration immédiate n'était pas nécessaire ».
- b) Veuillez fournir des copies des documents à l'appui de la solution élaborée par les conseillers et les intervenants.

Réponse :

- a) Enbridge a déterminé que la restauration immédiate n'était pas nécessaire parce qu'aucune anomalie n'a été relevée dans les données d'inspection interne, qu'une restauration provisoire (tapis de béton flexibles) était en place et offrait un certain niveau de protection, que les tapis ne nuisaient aucunement à la circulation des embarcations et que la canalisation avait une assise.

- b) Prière de se reporter aux annexes 1 à 7 à la DR 1.33.b de l'Ontario.

1.34 *Enseignements tirés des échecs récents*

- Source :**
- i. Dépôt A3D7J4 : B1-15, Annexe 7 – Évaluation technique de l'intégrité des pipelines (Adobe page 84, lignes 37 à 40).
 - ii. Dépôt A3D7J4 : B1-15, Annexe 7 – Évaluation technique de l'intégrité des pipelines (Adobe page 90, lignes 8 à 10).

Préambule : Dans la source i), Enbridge déclare qu'elle « ... a appliqué les leçons tirées des échecs des dernières années... » et dans la source ii), elle mentionne les « ... échecs des dommages mécaniques subis sur d'autres pipelines d'Enbridge... ».

Demande : En fonction des leçons tirées d'autres pipelines d'Enbridge, veuillez fournir les renseignements suivants :

- a) Précisez les échecs des dernières années.
- b) Définissez le délai de détection des déversements et le délai d'intervention.
- c) Nommez les autres pipelines d'Enbridge et décrivez les échecs y afférant.
- d) Précisez les enseignements tirés.

Réponse :

- a) à Enbridge s'oppose à la demande qu'elle juge déraisonnable.
- d) L'Ontario s'engage dans une « expédition de pêche ».

1.35 *Évaluation technique de la canalisation 9A*

Source : Dépôt A3D7J4 : B1-15, Annexe 7 – Évaluation technique de l'intégrité des pipelines (Adobe page 10, lignes 2 à 13).

Préambule : L'évaluation de l'intégrité des pipelines déposée dans le cadre de la présente instance vise à évaluer l'intégrité du pipeline sur le tronçon de 639 kilomètres entre North Westover et Montréal (canalisation 9B). Pour le tronçon de 194 kilomètres du pipeline entre Sarnia et North Westover (canalisation 9A), Enbridge semble s'appuyer sur l'évaluation technique découlant de la Première étape du projet d'inversion de la canalisation 9, déposée dans l'instance précédente, OH-005-2011. Cependant, l'évaluation technique déposée dans l'instance précédente ne semble pas tenir compte de l'accroissement proposé de la capacité sur la canalisation 9, de l'utilisation d'un agent réducteur de résistance ou du transport de pétrole brut lourd.

Demande : Veuillez répondre :

- a) Veuillez fournir une évaluation technique révisée pour le tronçon de 194 kilomètres du pipeline entre Sarnia et North Westover (canalisation 9A) qui tienne compte de l'accroissement proposé de la capacité sur la canalisation 9, de l'utilisation proposée d'un agent réducteur de résistance et du projet de transport de pétrole brut lourd.

Réponse :

- a) Comme l'indique la rubrique 2.2 de l'ET du pipeline, Enbridge a procédé à un examen approfondi de l'évaluation technique du pipeline de la Première étape du projet d'inversion de la canalisation 9, en tenant compte de l'accroissement annuel de la capacité et du transport de pétrole brut lourd dans la canalisation 9A à la suite du Projet et confirme les conclusions de cette évaluation technique dans le cadre des paramètres d'exploitation proposés pour le Projet. L'évaluation technique du pipeline élaborée pour la Première étape du projet d'inversion de la canalisation 9 et les réponses aux demandes de renseignements connexes sont par conséquent applicables au Projet.

1.36 *Première étape du projet d'inversion de la canalisation 9 – conditions de l'ONE*

- Source :**
- i. Dépôt A2V3K7 : Lettre de décision de l'ONE – OH-005-2011 – Annexe II Ordonnance XO-E101-010-2012 (Adobe page 4, condition 8).
 - ii. Dépôt A2V3K7 : Lettre de décision de l'ONE – OH-005-2011 – Annexe II Ordonnance XO-E1 01-010-2012 (Adobe page 5, condition 9).
 - iii. Dépôt A2V3K7 : Lettre de décision de l'ONE – OH-005-2011 – Annexe II Ordonnance XO-E101-010-2012 (Adobe page 6, condition 11).

Préambule : La source i) est la condition 8 (« Évaluation technique actualisée ») de l'approbation par l'ONÉ de la Première étape du projet d'inversion de la canalisation 9 d'Enbridge.

Selon la condition 8 : « Au moins 30 jours avant de présenter une demande de mise en service du pipeline dans le sens d'écoulement inversé, Enbridge doit déposer auprès de l'Office une évaluation technique actualisée renfermant une analyse de la vie utile restante pour les fissurations démontrant que le tronçon du pipeline entre la station de pompage de North Westover et le terminal de Sarnia peuvent être mis en service dans le sens d'écoulement inversé sous une pression de 5 281 kPa (766 lb/po²). Si Enbridge souhaite demander à ce que la pression d'exploitation soit différente dans cette analyse, elle doit motiver cette demande. »

La source ii) est la condition 9 (« Réparation des imperfections d'intégrité critiques connues ») de l'approbation par l'ONÉ de la Première étape du projet d'inversion de la canalisation 9 d'Enbridge.

Selon la condition 9 : « Compte tenu de la pression maximale d'exploitation (PME) et des renseignements sur l'intégrité présentés dans la mise à jour de l'évaluation technique (A2Q7D7), avant de demander une autorisation de mise en service du pipeline dans le sens inverse d'écoulement, Enbridge doit faire ce qui suit : a) corriger toutes les imperfections, selon les critères de réparation prévus dans la norme CSA Z662-11 (profondeur et coefficients de sécurité associés à la PME, notamment le critère de la profondeur de fissuration égale ou supérieure à 40 % de l'épaisseur de la paroi nominale), des tronçons du pipeline situés entre le terminal de Sarnia et celui de Westover en fonction des résultats des nouvelles évaluations ou des évaluations supplémentaires mentionnées dans la demande visant le projet; b) réparer les défauts à l'origine des restrictions de pression actuelles précisées dans la réponse d'Enbridge à la

demande de renseignements 3.7 b) de l'Office, sans égard à la pression d'exploitation existante; c) déposer un rapport qui comprend notamment une liste des imperfections ayant fait l'objet d'une réparation et qui en précise leur taille en plus d'indiquer leur coefficient de sécurité avant la réparation et la date de la réparation. »

La source iii) est la condition 11 [« Gestion de la fissuration (de la station de pompage de North Westover au terminal de Westover) »].

Selon la condition 11 : « Avant de demander une autorisation de mise en service du pipeline dans le sens inverse d'écoulement, Enbridge doit déposer auprès de l'Office un plan de gestion des fissurations dans le tronçon situé entre la station de pompage de North Westover et le terminal de Westover. Ce plan doit comprendre un calendrier d'évaluation et les raisons expliquant les intervalles choisis. »

Demande : En ce qui concerne les conditions 8, 9 et 11 de la Première étape du projet d'inversion de la canalisation 9 :

- a) Veuillez déposer la réponse d'Enbridge à la condition 8.
- b) Veuillez déposer une copie de la réponse d'Enbridge à la condition 9 et confirmer que la condition 9 a été mise en œuvre.
- c) Veuillez déposer le plan nécessaire en vertu de la condition 11.

Réponse :

- a) Prière de se reporter à l'Annexe 1 de la DR 1.36.a de l'Ontario.
- b) Prière de se reporter à l'Annexe 1 de la DR 1.36.b de l'Ontario.
- c) Prière de se reporter à l'Annexe 1 de la DR 1.36.c de l'Ontario.

AUTRES QUESTIONS ENVIRONNEMENTALES

1.37 *Terres humides non évaluées*

Source : Dépôt A3D7J8 : B1-19, Annexe 9 – EISE partie 1 (Adobe page 41, lignes 2 à 5).

Préambule : La source susmentionnée indique qu'il existe de petites poches de terres humides non évaluées près du site du densitomètre au poteau kilométrique (PK) 2993,38.

L'Ontario souhaite que toutes les terres humides non évaluées situées le long de la canalisation 9 soient identifiées sur une carte de la canalisation 9.

Demande : Veuillez répondre :

- a) Veuillez identifier sur la carte les terres humides non évaluées et leur emplacement le long de la canalisation 9. Veuillez inclure ces renseignements dans le fichier de formes demandé à la DR 1.1.b de l'Ontario

Réponse : a) Prière de se reporter à l'Annexe 1 de la DR 2.7 (révisée) de l'ONÉ.

1.38 Puits

- Source :**
- i. Dépôt A3D7J8 : B1-19, Annexe 9 – EISE partie 1 (Adobe page 58, Tableau 4-3).
 - ii. Dépôt A2COV3 : B1-5, EISE, Première étape du projet d'inversion de la canalisation 9 (Adobe page 38, pages 4 à 20, Tableau 4-3).

Préambule : Le Tableau 4-3 de la source i) indique le nombre de puits à moins de 500 m de la zone d'évaluation locale (ZEL). Dans les documents déposés par Enbridge l'année dernière pour la canalisation 9A, à la source ii), le nombre de puits à 1 km de la ZEL est mentionné.

L'Ontario souhaite que les puits à moins de 1 km de la ZEL soient identifiés et cartographiés le long de la canalisation 9.

Demande : Veuillez répondre :

- a) Veuillez identifier le nombre de puits le long de la canalisation 9 à moins de 1 km de la ZEL et indiquer leur emplacement. Veuillez inclure ces renseignements dans le fichier de formes demandé à la DR 1.1 b de l'Ontario.

Réponse :

- a) Veuillez consulter l'Annexe 1 à la DR 1.38.a de l'Ontario pour connaître le nombre de puits à moins de 1 km de la zone d'évaluation locale. Puisqu'Enbridge n'est pas la propriétaire des données contenues dans le fichier de formes demandé, il n'a pas été fourni.

Les données sur les puits d'eau dans le fichier de formes ne sont pas disponibles pour les sites du Québec (Terrebonne et Montréal).

1.39 *Cours d'eau à proximité – terminal de Sarnia*

Source : Dépôt A3D7J8 : B1-19, Annexe 9 – EISE partie 1, (Adobe page 54, lignes 8 et 9).

Préambule : La source susmentionnée indique : « Les cours d'eau à proximité sont petits et ne font pas, à l'heure actuelle, l'objet d'une surveillance du débit ou du niveau. »

L'Ontario souhaite que des mesures particulières au site soient mises en œuvre afin d'assurer la protection des cours d'eau à proximité du terminal de Sarnia.

Demande : Veuillez répondre :

- a) Veuillez indiquer dans un tableau de données tous les cours d'eau à proximité du terminal de Sarnia et décrire les mesures particulières au site qu'Enbridge entreprendra afin d'assurer la protection de ces cours d'eau à proximité du terminal de Sarnia.

Réponse :

- a) Le seul cours d'eau situé dans la zone d'évaluation locale du terminal de Sarnia est le canal Cole. Veuillez consulter la rubrique 5.3.1 (Adobe page 83, lignes 13 à 16) de l'EIES pour voir les mesures d'atténuation en lien avec la construction, ainsi que la rubrique 5.3.2 (Adobe page 84, lignes 29 à 36) pour obtenir les mesures d'atténuation en lien avec l'exploitation qui ont été établies pour ce site.

1.40 *Répercussions des changements climatiques*

Source : Dépôt A3D7J9 : B1-20, Annexe 9 – EISE partie 2 (Adobe page 27, lignes 30 à 32).

Préambule : La source susmentionnée indique : « Les changements climatiques prévus, en l'occurrence les augmentations de températures, de précipitations, des niveaux des rivières et de vents violents, ainsi que les modifications dans la disponibilité des eaux souterraines et le débit d'eau, n'auront aucune incidence sur l'exploitation du Projet. »

L'Ontario souhaite obtenir des renseignements supplémentaires sur les méthodes utilisées pour déterminer les répercussions des changements climatiques sur l'exploitation du Projet.

Demande : En ce qui concerne les répercussions des changements climatiques :

- a) Veuillez décrire les méthodes utilisées pour déterminer les répercussions des changements climatiques sur l'exploitation du Projet et fournir des copies de cette analyse.
- b) Veuillez préciser le travail de collaboration d'Enbridge avec les municipalités, les organismes ou d'autres tiers sur les évaluations de la vulnérabilité des infrastructures communes ou connexes et fournir les résultats de cette collaboration.
- c) En ce qui concerne les franchissements de rivières, veuillez indiquer la façon dont Enbridge a évalué les changements au débit des rivières et le potentiel d'érosion pouvant survenir en raison des changements climatiques.

Réponse :

- a) Veuillez la rubrique 6.1.2 (Adobe page 98) de l'EIES pour la description et l'évaluation des répercussions à long terme sur le projet en raison des changements climatiques. Aucune analyse quantitative visant à déterminer les répercussions des changements climatiques sur l'exploitation du projet n'a été réalisée.
- b) En vertu de la *Loi sur l'aménagement du territoire de l'Ontario*, les demandes de développement et de changement de zonage sont transmises à Enbridge afin de recueillir ses commentaires. Enbridge reçoit les notifications diffusées dans toutes les municipalités, y compris les villes, les cantons et les comtés, que le pipeline traverse, peu importe la proximité de l'emprise du pipeline.

En vertu de la *Loi sur l'ONÉ*, la construction d'installations sur le

pipeline ou à proximité de celui-ci nécessite l'approbation d'Enbridge.

À l'aide de ces processus, Enbridge évalue les répercussions sur le pipeline et détermine les mesures de précaution nécessaires visant à préserver l'intégrité de la canalisation. Si l'installation proposée présente un danger potentiel pour le pipeline ou le public, Enbridge informera le demandeur quant à la nature de ses préoccupations et n'approuvera pas la demande. Si toutes les normes sur les pipelines sont respectées et que l'installation ne présente aucun risque pour le pipeline, l'approbation sera accordée par Enbridge.

- c) Prière de se reporter à la réponse de la DR 1.40.a de l'Ontario.

1.41 *Programme de protection de l'environnement*

Source : Dépôt A3D7J9 : B1-20, Annexe 9 – EIES partie 2 (Adobe page 30, lignes 26 à 30).

Préambule : La source susmentionnée indique que dans le cadre de la planification d'urgence, un programme de protection de l'environnement (PPE), décrivant les mesures de protection de l'environnement à utiliser durant la construction du Projet, sera élaboré.

L'Ontario souhaite obtenir une copie du PPE.

Demande : a) Veuillez fournir une copie du PPE et vérifier si le plan a été examiné par un tiers indépendant. Dans l'affirmative, veuillez fournir le nom de ce dernier, les résultats de l'examen, les écarts entre le PPE et l'examen par un tiers et expliquer la façon dont ces écarts ont été résolus par Enbridge.

Réponse : a) Une fois achevé, le programme de protection de l'environnement (« PPE ») sera déposé auprès de l'ONÉ. Le PPE ne sera pas examiné par un tiers indépendant avant son dépôt auprès de l'ONÉ.

1.42 *Dépenses en matière d'intervention d'urgence*

Source : Dépôt A3D7J1 : B1-12, annexe 4f – Lettre aux municipalités de l'Ontario et du Québec, Adobe page 3.

Préambule : Selon la source, Enbridge investira 50 M\$ supplémentaire entre 2012 et 2013 afin d'améliorer son équipement, la formation qu'elle offre et ses capacités générales d'intervention sur tout le réseau pipelinier, et de meilleurs outils et techniques sont en cours d'élaboration pour les pires scénarios de déversement en milieu hydrique.

Demande : Veuillez répondre à ce qui suit :

- a) Quelle proportion des dépenses mentionnées concerne les canalisations 9B et 9?
- b) Veuillez ventiler les 50 M\$ selon les trois catégories citées suivantes : équipement, formation et les « capacités générales d'intervention ».
- c) Veuillez identifier et décrire tout équipement en lien avec ces dépenses qui sera utilisé en cas d'incident sur la canalisation 9 et l'emplacement physique cet équipement.
- d) Veuillez définir le pire scénario de déversement en milieu hydrique et les « meilleurs outils et techniques » qu'Enbridge déploiera.

Réponse :

- a) Sur les 50 M\$ mentionnés dans la demande, 3 M\$ seront consacrés à l'exploitation de la région Est d'Enbridge, ainsi qu'à l'amélioration de l'équipement d'intervention initial, à la formation et aux exercices, de même qu'à l'élaboration d'un plan d'intervention tactique.
- b) Environ 40 \$ seront consacrés aux dépenses en équipement sur le réseau pipelinier, y compris : les caravanes servant de poste de commandement en cas d'incident, les caravanes de décontamination, les embarcations de service, les systèmes de barrage mobile, les réservoirs rapides, les différents types d'estacade et de récupérateur, les tapis de plateforme, les trousse de SGI, les trousse d'effarouchement, etc. Des sommes supplémentaires seront consacrées à la formation et au programme d'exercices qui comprend : les SGI 100/200/300, la conception des exercices, l'intervention tactique et la formation sur les logiciels du plan d'action en cas d'incident, ainsi que la planification et l'exécution des exercices. Le reste de l'argent sera

consacré à l'élaboration d'un plan détaillé d'intervention tactique particulier au site pour certaines zones sujettes à de graves conséquences sur tout le réseau pipelinier.

- c) Prière de se reporter à l'Annexe 1 de la DR 1.42.c de l'Ontario. L'emplacement de l'équipement a été masqué, car il s'agit d'un sujet sensible en matière de sécurité.
- d) Prière de se reporter à la DR 1.44.b.v de l'Ontario, page 22 de 177, pour obtenir la définition du pire scénario de déversement.

Prière de se reporter à la DR 1.44.a de l'Ontario pour obtenir la description des « meilleurs outils et techniques » qu'Enbridge déploiera.

1.43 *Préparation aux interventions d'urgence*

Source : Dépôt A3D7J1 : B1-12, Annexe 4f – Lettre aux municipalités de l'Ontario et du Québec, Adobe page 4.

Préambule : La source indique qu'en 2011, une équipe d'intervention d'urgence formée des unités interentreprises a été mise sur pied pour les événements de grande envergure. En outre, selon la source, Enbridge aurait considérablement augmenté son groupe d'intervention d'urgence spécialisé afin d'améliorer ses ressources, ses processus, la formation offerte et sa capacité d'intervenir le long du réseau pipelinier de manière rapide et efficace en cas d'incident.

Demande : Veuillez produire les renseignements suivants :

- a) Le nombre de membres et la composition de l'équipe d'intervention d'urgence formée des unités interentreprises, y compris les titres de fonction des membres.
- b) Une explication de la signification de « ... considérablement augmenté son groupe d'intervention d'urgence spécialisé... » en termes de personnel affecté au groupe et d'heures de formation.
- c) Une explication de la façon dont les processus ont été améliorés, y compris les normes qui ont été adoptées pour améliorer les processus.
- d) Une explication de la façon dont le groupe d'intervention d'urgence spécialisé considérablement augmenté sera profitable pour l'exploitation et la sécurité de la canalisation 9.

Réponse :

- a) L'équipe d'intervention d'urgence de la société Enbridge (« EIU ») est composée de représentants d'Enbridge Liquid Pipelines (« LP »), d'Enbridge Gas Distribution (« GD ») et d'Enbridge Gas Transportation (« GT »), d'Enbridge Green Power & Transmission (« GPT »), de Major Projects (« MP ») et Corporate Projects (« CORP ») d'Enbridge. Pour les sociétés LP, GD et GT, environ trois personnes de chaque unité fonctionnelle ont été recrutées. Pour les autres unités fonctionnelles, des personnes sont recrutées selon les besoins.

La sélection est effectuée en fonction de l'expérience et du poste qu'occupent les personnes dans les unités fonctionnelles. Les membres sont soit des membres de la haute direction, comme le vice-président, les administrateurs, les cadres supérieurs, soit des spécialistes et des coordonnateurs. L'accent est mis sur les

compétences internes en lien avec la structure du SGI et la capacité d'occuper un poste, mais pas nécessairement sur le titre au sein de l'entreprise.

- b) L'intervention d'urgence a toujours constitué une priorité pour Enbridge. Le groupe d'intervention d'urgence fait référence au personnel de soutien qui élabore et met en œuvre des programmes visant à s'assurer qu'Enbridge continue d'améliorer ses pratiques et d'adopter les meilleures pratiques, ainsi que de mettre en œuvre les leçons tirées dans l'ensemble des régions d'exploitation d'Enbridge. À ce jour, augmentation correspond à sept postes à temps plein et à huit coordonnateurs d'intervention d'urgence en poste dans les régions d'exploitation d'Enbridge.
- c) Les processus améliorés comprennent ce qui suit :
- Formation – Les normes de formation en matière de SGI proviennent du Système national de gestion des incidents (« SGNI »). Enbridge peut ainsi normaliser sa démarche au regard du commandement des incidents et de l'utilisation uniforme d'un SGI dans toutes unités fonctionnelles. Les normes minimales de la formation sur les principaux rôles de responsables du volet SGI correspondent aux cours SGI 100, 200 et 300 (3 jours de formation).
 - Logiciel de planification d'un plan d'action en cas d'incident – Enbridge s'est procuré un outil utilisé dans tout le secteur pour aider à l'élaboration d'un plan d'action en cas d'incident et qui contribue à l'élaboration rapide d'un plan d'action pour les périodes de fonctionnement pendant une intervention.
 - Normes en matière d'exercices – Enbridge a adopté les normes d'exercices de la Garde côtière américaine et les lignes directrices du National Preparedness for Réponse Exercise Program (PREP) [programme national d'exercices de préparation aux interventions] pour s'assurer que ses exercices soient exécutés et conçus efficacement.
 - Plans d'intervention tactique – Enbridge élabore des scénarios de plan d'intervention d'urgence propres à certaines zones sujettes à de graves conséquences sur tout son réseau pipelinier. Ce sont des plans non réglementés qui complètent la cartographie des points de contrôle qui existe déjà.

- d) Les améliorations apportées aux processus et l'expertise dédiée au programme de gestion des urgences d'Enbridge seront profitables pour tout le réseau pipelinier, y compris la canalisation 9. Les programmes et les initiatives sont mis en œuvre sur le réseau pipelinier afin d'améliorer la préparation de l'entreprise, ses capacités et ses interventions. Les attentes en matière d'exercices et les normes minimales de formation des responsables de section augmentent la capacité d'intervention et de gestion efficaces à l'égard des incidents.

1.44 *Déversements au Michigan et autres déversements*

Préambule : L'Ontario souhaite obtenir des renseignements supplémentaires sur les mesures prises par Enbridge pour s'assurer qu'aucun autre déversement semblable à celui survenu au Michigan en 2010 ne se produise sur la canalisation 9.

Demande : En ce qui concerne la prévention des déversements, veuillez produire les renseignements suivants :

- a) Veuillez indiquer les mesures prises par Enbridge pour s'assurer qu'aucun autre déversement semblable à celui survenu le 26 juillet 2010 au Michigan sur la canalisation 6B d'Enbridge (d'un âge comparable à la canalisation 9) ne se produise sur la canalisation 9 en Ontario.
- b) Veuillez fournir des copies des documents suivants :
 - i. L'enquête interne d'Enbridge sur la rupture du pipeline survenue au Michigan en 2010, les mesures correctives nécessaires et l'état de ces mesures correctives.
 - ii. Les améliorations apportées au programme d'inspection interne d'Enbridge depuis la rupture de la canalisation survenue au Michigan en 2010.
 - iii. La plus récente version du plan de gestion de la salle de contrôle d'Enbridge et les différences comparativement aux versions précédentes.
 - iv. Les procédures de détection des fuites révisées.
 - v. Les procédures d'intervention d'urgence révisées.
 - vi. Le matériel de formation interne, plus particulièrement les documents relatifs à la formation visant l'instauration d'une solide culture de sécurité.
- c) Veuillez indiquer si Enbridge examine les déversements de pipeline d'autres sociétés et, si oui, expliquer la façon dont les leçons tirées sont intégrées à l'exploitation d'Enbridge.

Réponse : a) Dans la foulée de l'incident de Marshall d'Enbridge, Enbridge a mis en place un grand nombre de modifications à son exploitation et à ses procédures, en s'inspirant de ses enquêtes internes détaillées et des

leçons tirées.

L'objectif premier d'Enbridge et sa priorité opérationnelle consistent à garantir la sécurité et la fiabilité des systèmes de livraison pour les personnes qui vivent et travaillent à proximité du réseau pipelinier en Amérique du Nord, pour les employés et pour les clients.

En réponse directe aux incidents susmentionnés et dans le cadre des initiatives et des activités d'amélioration continue, Enbridge a pris les mesures suivantes :

Intégrité des pipelines et des installations

- Un renforcement de l'importance du programme d'intégrité du pipeline et des installations, puisque nous nous efforçons d'atteindre l'objectif de zéro incident.
- La restructuration des secteurs fonctionnels responsables de l'intégrité des pipelines et des installations.
- Enbridge a toujours adopté une démarche énergique et proactive en matière de gestion de l'intégrité des pipelines et consacrait environ 150 M\$ par année en essais d'intégrité et en gestion des pipelines avant l'incident de Marshall. Enbridge a également été l'un des plus grands utilisateurs au monde d'outils d'inspection interne à la fine pointe de la technologie.
- Dans le cadre de l'amélioration continue visant à éviter les déversements, Enbridge a intégré des programmes d'apprentissage axés sur les incidents passés, y compris celui de Marshall, à son système de gestion de l'intégrité.
- À la suite de l'incident Marshall, Enbridge a augmenté encore de beaucoup les fonds consacrés à la gestion de l'intégrité, dépensant plus de 450 M\$ par année en 2011, en 2012 à ce jour en 2013, et elle a réalisé plus de 300 inspections internes et près de 5 000 excavations de pipeline au cours de cette même période.
- Enbridge a entrepris des centaines d'inspections internes et des milliers d'excavations de recherche.
- Enbridge a mis un accent renouvelé sur la sécurité générale de son système.

Détection des fuites

- Enbridge a mis en place des systèmes de contrôle du pipeline et un

service de détection des fuites, multipliant ainsi par deux le nombre d'employés et d'entrepreneurs chargés spécifiquement de la détection des fuites et du contrôle des pipelines.

- Enbridge a amélioré les procédures d'analyse de détection des fuites. La procédure de communication et d'analyse de détection des fuites a été mise en œuvre au cours du T4 de 2011. Des procédures supplémentaires d'analyse de détection des fuites ont été mises en œuvre au cours du T4 de 2012.
- Les améliorations apportées aux programmes de formation en cours d'emploi, à la structure du programme de formation, à l'évaluation de l'état de préparation et aux communications avec le personnel responsable de l'exploitation du centre de contrôle (ECC) ont été achevées et mises en œuvre au cours du T1 de 2012. En outre, Enbridge s'est engagée à dispenser la formation en équipe deux fois par année, en intégrant à la fois les membres de l'équipe du centre de contrôle et ceux de l'équipe de détection des fuites. Les premières séances de formation en équipe ont eu lieu tout au long du T1 et au début du T2.
- Enbridge a mis en œuvre un programme d'amélioration de l'instrumentation de détection des fuites pour augmenter et mettre à niveau l'instrumentation à l'échelle du réseau pipelinier d'Enbridge. Ce programme est en cours et s'achèvera d'ici la fin du T1 de 2014.
- Dans le cadre d'une initiative visant à améliorer les outils de soutien à la prise de décision du contrôleur, la phase 1 d'une application de gestion des séparations de colonne devrait se terminer au T1 de 2014.

Contrôle des pipelines et exploitation du centre de contrôle (« ECC »)

- Enbridge a élaboré et mis en œuvre un plan de gestion du centre de contrôle (« GCC ») en fonction du U.S. Code of Federal Regulations (code de réglementation fédérale des États-Unis).
- Enbridge a révisé et amélioré toutes les procédures relatives à la prise de décision, aux démarrages et arrêts de pipeline, aux alarmes du système de détection des fuites, aux protocoles de communication et aux séparations de colonne soupçonnées.
- Enbridge a amélioré les structures organisationnelles afin de mieux soutenir ses opérateurs et de gérer l'étendue du contrôle et les charges de travail.
- Enbridge a augmenté le personnel d'ECC en ajoutant des postes de

formation, de soutien technique, d'ingénierie et d'opérateur.

- Avant l'incident de Marshall, Enbridge avait entrepris la conception et la construction d'un nouveau centre de contrôle de classe mondiale, à Edmonton, en Alberta. Le nouveau centre inauguré en décembre 2011, améliore considérablement l'environnement de travail des opérateurs et permet une plus grande interaction et un meilleur soutien à l'exploitation en tout temps.
- Enbridge a mis en œuvre une formation pour l'équipe responsable de l'ECC et une qualification améliorée pour les opérateurs à l'intention du personnel administratif sur appel.
- Enbridge a réalisé une initiative visant à améliorer la culture de sécurité qui comportait la mise sur pied d'un comité directeur sur la sécurité responsable de promouvoir l'amélioration du rendement, de l'efficacité et de la sensibilisation en matière de sécurité au sein du centre de contrôle.
- Enbridge a mis en œuvre d'un outil de procédures permettant d'améliorer l'efficacité des procédures.

Sensibilisation du public

- Enbridge a examiné et renforcé les programmes de sensibilisation du public dans toutes les zones d'exploitation d'Enbridge aux États-Unis et au Canada.
- Enbridge a élaboré et déployé un outil de formation en ligne et en personne à la fine pointe afin de fournir des renseignements propres à Enbridge aux intervenants d'urgence.
- Aux États-Unis :
 - Enbridge a officialisé le comité américain de sensibilisation du public.
 - Enbridge a amélioré le processus d'évaluation de l'efficacité du programme.
 - Enbridge a dispensé une formation annuelle aux employés sur le terrain dans toutes les exploitations américaines de la société.
 - Enbridge a créé une ligne directe de sensibilisation du public.
- Au Canada :

- Enbridge a officialisé le comité canadien de sensibilisation du public.
- Enbridge a créé une base de données canadienne de sensibilisation du public.
- Enbridge a amélioré la base de données des propriétaires fonciers et des locataires.
- Enbridge a élaboré un projet de bulletin à l'intention des propriétaires fonciers.
- Enbridge a créé des postes de relations avec les collectivités dans chaque région.
- Enbridge a augmenté de manière significative les interactions officielles avec le public au sujet des projets et des exploitations au moyen de journées portes ouvertes supplémentaires dans les collectivités.

Intervention en cas d'urgence

- Enbridge a continué d'augmenter son stock d'équipement d'intervention d'urgence, notamment par l'acquisition d'embarcations, de barrages flottants et de caravanes d'intervention pour tout le réseau pipelinier.
- Enbridge a amélioré sa compétence en matière de système de commandement des incidents en offrant aux employés qui occuperont des postes de responsables en cas de situation d'urgence les cours SGI 100, 200 et 300.
- Les équipes régionales de gestion des incidents ont été établies dans l'ensemble du système. Ces équipes sont en mesure de se mobiliser et d'intervenir immédiatement en cas d'incident.
- Un grand nombre de nouveaux outils ont été élaborés en vue de fournir des ressources aux intervenants pour soutenir une intervention coordonnée et efficace, notamment :
 - le manuel de gestion des incidents
 - le logiciel sur le plan d'action en cas d'incident (« PAI »)
 - le guide de conception des exercices

- des plans d'intervention tactique
- Le logiciel du PAI a été acheté et prérempli avec les données sur le plan d'intervention d'Enbridge, y compris l'équipement des entrepreneurs et d'Enbridge, fournissant ainsi des renseignements instantanés pour localiser et mobiliser des ressources, le cas échéant.
- L'équipe d'intervention des unités interentreprises a été déployée en 2012 et continue à élaborer des événements de formation ou d'exercice qui ont lieu annuellement. Cette équipe se compose de membres de la direction et des unités fonctionnelles d'Enbridge ayant une expertise dans des domaines précis en matière d'intervention d'urgence (c.-à-d., sécurité, exploitation, environnement, logistique, relations avec les collectivités, etc.).
- Le groupe de gestion d'urgence spécialisé a continué de croître et d'ajouter du personnel supplémentaire en vue d'assurer l'uniformité de la planification et d'apporter des améliorations au programme.

Culture de sécurité

- Enbridge a renforcé le haut niveau de sécurité et d'intégrité opérationnelle à l'échelle de l'entreprise en ce qui concerne la gestion de l'intégrité, l'évitement et la détection des dommages causés par des tiers, la détection des fuites, les capacités d'intervention en cas d'incident, la sécurité professionnelle des travailleurs et des entrepreneurs, la sécurité publique et la protection de l'environnement.
- Enbridge a mis l'accent sur le système de gestion de la santé et de la sécurité par des activités visant à améliorer le leadership, la structure et les processus en lien à la fois avec la sécurité des processus et celle des employés.
- Enbridge a constitué des comités de gestion pour améliorer la gouvernance de la sécurité, ce qui nécessitait d'établir une structure organisationnelle permettant une gestion en temps opportun des renseignements et de l'engagement des employés. Les « principes de sécurité » mis en œuvre représentent les attentes fondamentales selon lesquelles la sécurité est la responsabilité de chacun, la direction est responsable du rendement en matière de sécurité, l'amélioration continue est nécessaire, les risques sont contrôlés et notre engagement va au-delà du quotidien professionnel. Ces principes ont été mis en œuvre à l'échelle de l'entreprise.
- Enbridge a établi des « règles vitales » et donné une formation à l'intention de tous ses employés et entrepreneurs. Les règles vitales

sont conçues pour souligner les règles et les processus clés qui, s'ils ne sont pas suivis, peuvent mettre des vies en danger. Elles ont été mises en œuvre à l'échelle de l'entreprise.

- Enbridge a mis en œuvre une formation en leadership à l'intention de tous les directeurs et les superviseurs, portant sur les compétences de base en matière de système de gestion et visant la compréhension de la responsabilisation en matière de sécurité.
- Enbridge a mis en œuvre des sondages sur la perception de la sécurité et des ateliers pour faire participer les employés et à les faire adhérer aux systèmes de sécurité et d'exploitation. Le premier sondage et les premières séances de formation ont été achevés en 2011 et le prochain sondage sera mené en 2013.
- Enbridge a mis en place de nouvelles séances de formation sur la culture de la sécurité à l'intention de tous les employés.
- Enbridge a mis un accent renouvelé sur l'évaluation des risques et la recherche et le développement.

b.i) Enbridge s'oppose au dépôt des renseignements demandés du fait qu'il s'agit de renseignements confidentiels et qu'Enbridge a toujours traités comme tels.

b.ii) Le Programme de gestion de l'intégrité, tel qu'il est présenté dans l'ET du pipeline, est le résultat actuel des initiatives d'amélioration continue d'Enbridge. Veuillez consulter la rubrique 4 de l'ET du pipeline pour des renseignements détaillés sur la gestion de l'intégrité de la canalisation 9B y compris la dimension des fissures, l'intégration de la menace et l'évaluation déterministe de la durée de vie restante.

Prière de se reporter à la DR 1.44.a de l'Ontario pour obtenir plus de renseignements sur les améliorations apportées par Enbridge et ses initiatives liées à l'intégrité, à la sécurité et à l'exploitation.

b.iii) Enbridge s'oppose au dépôt des renseignements demandés du fait qu'il s'agit de renseignements confidentiels qu'Enbridge a toujours traités comme tels.

b.iv) Enbridge s'est engagée à adopter les meilleures pratiques de l'industrie en matière de détection des fuites. Cet engagement sera réalisé grâce à l'utilisation de technologies à la fine pointe, aux processus élaborés et à un personnel qualifié. Enbridge s'est également engagé à assurer l'amélioration continue de sa stratégie de détection des fuites, qui est une démarche complète à paliers

multiples, pour son réseau pipelinier. La stratégie s'articule autour de cinq méthodes principales de détection, chacune axée sur un élément différent et assortie d'une technologie, de ressources et d'un échancier différents. Ensemble, elles s'imbriquent pour constituer une capacité complète de détection des fuites. Prière de se reporter à la réponse de la DR 3.10.c de l'ONÉ pour obtenir la description de ces méthodes.

Enbridge a apporté un certain nombre d'améliorations au système de détection des fuites depuis le déversement de Marshall. Ces améliorations portent sur un certain nombre de domaines, y compris des améliorations particulières aux procédures de détection des fuites :

- Après l'examen de l'incident, Enbridge a mis en œuvre des procédures d'analyse de détection des fuites supplémentaires. Ces procédures comprennent les améliorations au processus de passage au palier supérieur de détection des fuites, des transitions de quart, une procédure de détection des fuites supplémentaire et une procédure d'analyse et de communication.
- Enbridge a, depuis, officialisé les meilleures pratiques en matière de procédures d'exploitation normalisées et plus de 80 procédures de détection de fuite supplémentaires.

b.v) Prière de se reporter à l'Annexe 1 à la DR 1.44.b.v de l'Ontario. Le document ci-joint a été rédigé de façon à masquer les renseignements non pertinents, comme les renseignements relatifs aux exploitations américaines ou les renseignements non liés à la canalisation 9 (de Sarnia à Montréal), ainsi que les renseignements personnels et les renseignements qui, s'ils sont rendus publics, sans contexte ou en lien avec d'autres renseignements, pourraient constituer un risque pour la sécurité. Enbridge a ajouté de brèves notes dans la marge pour expliquer le motif pour lequel ces renseignements ont été supprimés. Les notes « renseignements sur la sécurité » ou « renseignements de sécurité » suivent le même raisonnement. Enfin, la plupart des pages du document ont un filigrane portant la mention « Copie non contrôlée ». Il s'agit d'une note automatique qui est générée lorsque lesdits documents, qu'Enbridge a toujours traités comme confidentiels, sont reproduits en ne tenant pas compte des procédures de distribution contrôlées et confidentielles d'Enbridge.

b.vi) Les formations et les ateliers suivants ont été fournis et visent à instaurer une solide culture de sécurité.

- Les « règles vitales » instaurées et une formation à ce propos à

l'intention de tous les employés et entrepreneurs d'Enbridge. Les règles vitales sont conçues pour souligner les règles et les processus clés qui, s'ils ne sont pas suivis, peuvent mettre des vies en danger. Elles ont été mises en œuvre à l'échelle de l'entreprise.

- Une formation en leadership de DuPont à l'intention des directeurs et des superviseurs, portant sur les compétences de base en matière de système de gestion et vise la compréhension de la responsabilisation en matière de sécurité. Les cours comprennent : Gestion de la sécurité – Systèmes qui conviennent aux directeurs des opérations et Notions de base de la gestion de la sécurité à l'intention des gestionnaires et des superviseurs.
- Une évaluation de la perception de la sécurité et des ateliers dispensés par DuPont. Les ateliers visent à assurer une meilleure compréhension des principes sous-jacents à une culture de sécurité, à faire participer les employés et à les faire adhérer aux systèmes de sécurité et d'exploitation.

Prière de consulter les annexes 1 à 3 de la DR 1.44.b.vi de l'Ontario.

En plus des ateliers et de la formation, une équipe de direction, des comités et des réseaux ont été constitués pour diriger et soutenir la mise en œuvre du système de gestion de la sécurité à Enbridge, dans le cadre des solutions durables présentées par DuPont. DuPont a fourni des conseillers qui ont pris part à des activités d'encadrement individuelles et en groupe et à des activités de soutien aux installations.

- c) Le cas échéant et dans la mesure du possible, Enbridge examine les données sur les incidents qui se produisent sur les systèmes des autres exploitants de pipeline. La méthode selon laquelle ces expériences et enseignements sont intégrés aux activités d'Enbridge est en fonction des éléments particuliers et peut comprendre les révisions des plans d'intervention d'urgence à Enbridge et des documents y afférant, un examen de l'incident par le personnel d'Enbridge ou l'intégration du scénario dans les exercices d'intervention d'urgence.

1.45 *Prévention des déversements, intervention, gestion, surveillance*

Préambule : L'Ontario a pris des mesures pour renforcer la protection des Grands Lacs. La province a publié la Stratégie ontarienne pour les Grands Lacs en décembre 2012 (disponible sur le site Web http://www.ene.gov.on.ca/stdprodconsume/groups/lr/@ene/@resources/documents/resource/stdprod_101835.pdf) et en février 2013, elle a déposé la Loi sur la protection des Grands Lacs devant l'Assemblée législative.

Pour veiller à la protection des Grands Lacs, l'Ontario souhaite obtenir des renseignements supplémentaires sur les méthodes de détection des fuites, la sécurité et la planification des mesures d'urgence, en lien avec la construction et l'exploitation du Projet, y compris la planification des interventions d'urgence et la prévention des dommages causés par un tiers.

Demande : Veuillez produire les renseignements suivants :

- a) Veuillez indiquer le nombre d'équipe d'intervenants « sur le terrain » à l'emploi d'Enbridge en Ontario, leur emplacement et le temps d'intervention moyen estimé pour chacune des équipes.
- b) Veuillez fournir une copie de la planification des interventions d'urgence d'Enbridge en Ontario et indiquer si ce document a été examiné par un tiers indépendant. Dans l'affirmative, veuillez fournir le nom de ce dernier, les résultats de l'examen et les écarts entre les deux rapports, puis expliquer la façon dont ces écarts ont été résolus par Enbridge.
- c) Veuillez déterminer si Enbridge a fait une modélisation des déversements pour la canalisation 9, en particulier autour des Grands Lacs, et dans l'affirmative, veuillez fournir la modélisation.
- d) Veuillez décrire les exercices d'intervention d'urgence qui ont été menés en Ontario entre 2008 et maintenant, les participants et le lieu, ainsi que les résultats de ces exercices.
- e) Dans le cadre des conditions d'autorisation de la mise en service, Enbridge accepterait-elle de mener des exercices pratiques annuels avec les organismes de réglementation (ONÉ, MEO, CNTS, etc.) et d'autres intervenants du milieu (par ex., la SIMEC, les municipalités), en vue d'améliorer les scénarios d'intervention en cas de déversement de pipeline (par exemple, les déversements dans le sol, les déversements qui pourront avoir une incidence sur les Grands Lacs)?
- f) Dans le cadre de la mise en service, Enbridge accepterait-elle de

donner une formation annuelle et de tenir des réunions de sensibilisation ciblées sur les questions soulevées relativement aux déversements et aux interventions d'urgence avec les intervenants du milieu et les organismes appropriés?

- g) Veuillez définir les contrôles en place pour empêcher le pétrole de s'écouler en cas de rupture du pipeline et déterminer la vitesse à laquelle le débit peut être interrompu. Veuillez préciser leur emplacement le long de la canalisation 9 dans le fichier de formes demandé à la DR 1.1.b de l'Ontario.
- h) Veuillez expliquer la façon dont Enbridge a ajusté sa planification d'urgence en cas de déversement à des déversements potentiels d'une plus grande envergure, afin de s'assurer que la surveillance en place pour le pipeline est adéquate, que le personnel est suffisamment formé et que l'équipement d'intervention en cas de déversement et les fournitures conviennent aux nouvelles conditions d'exploitation.
- i) Veuillez expliquer la façon dont les changements saisonniers auront une incidence sur le pétrole brut et les diluants, et la façon dont ces facteurs ont été pris en compte dans le cadre de la planification d'urgence d'Enbridge en cas de déversement, y compris la formation et l'intervention en cas de déversement.
- j) Veuillez décrire vos plans d'assainissement pour la protection des eaux souterraines, des milieux aquatiques et de leurs sources le long de la canalisation 9, de même qu'en fournir des copies.

Réponse :

- a) Le temps d'intervention dépend de l'emplacement de la fuite et des équipes d'intervention. Il est également tributaire des conditions météorologiques et de la circulation, ainsi que de l'heure de la journée. De manière générale, le temps d'intervention varie entre 1,5 et 4 heures.

Enbridge a des équipes d'intervention situées à Sarnia, à Westover, à Belleville et à Montréal.

Les principaux intervenants externes sont l'équipe Hazco/Newalta (Hamilton), la SIMEC (Sarnia) et la SIMEC (Montréal). L'ECRC/SIMEC dispose de ressources partout en Ontario et au Québec, y compris Quantum Murray (Stoney Creek) et Kings Dive (Kingston).

En plus des principaux intervenants, Enbridge a conclu des contrats avec de nombreux entrepreneurs dans toute la région pour l'obtention de services, dont la récupération du pétrole, l'excavation, le soudage

ainsi que la surveillance des gaz et de l'environnement.

- b) Prière de se reporter à l'Annexe 1 de la DR 1.44.b.v de l'Ontario pour la planification des interventions d'urgence d'Enbridge (« PIU »).

Enbridge revoit sa planification chaque année en vertu du système de gestion des documents. Un tiers a examiné la planification des interventions d'urgence d'Enbridge en 2012. Les modifications proposées ont été intégrées à la PIU.

- c) Enbridge a établi que les Grands Lacs constituent une Zone sujette à de grandes conséquences (« ZGC »). L'analyse de la ZGC a été effectuée afin de déterminer les tronçons de la canalisation qui pourraient avoir une incidence sur les Grands Lacs dans le cas d'un rejet terrestre ou hydrique; cependant, le temps nécessaire au produit pour atteindre les Grands Lacs ne fait pas partie de cette analyse.

Dans le cas peu probable d'un rejet, Enbridge mettrait immédiatement en œuvre les procédures d'intervention d'urgence qui comprennent les procédés visant à évaluer les ressources à risque, la dérive des déversements et l'utilisation des renseignements pertinents sur le débit au moment de l'incident pour contenir le produit rejeté et atténuer les répercussions.

- d) La liste des exercices menés entre 2011 et 2013 est présentée à l'Annexe 1 de la DR 1.45.d de l'Ontario.

Les intervenants d'urgence locaux sont invités à assister à la majorité des exercices d'intervention d'urgence proposés par Enbridge.

- e) Enbridge propose actuellement un certain nombre d'exercices chaque année et y participe, comme l'indique la réponse à la DR 1.45.d de l'Ontario.
- f) Enbridge dispose un vaste programme de sensibilisation du public et de formation en intervention d'urgence, qui aborde avec les intervenants du milieu les questions soulevées quant aux interventions d'urgence.
- g) Prière de se reporter à l'Annexe 1 de la DR 2.7 de l'ONÉ (révisée) pour connaître l'emplacement de toutes les vannes de la canalisation principale pouvant être utilisées pour arrêter l'écoulement de pétrole dans le pipeline. Les soupapes automatiques peuvent être fermées dans les 3 minutes suivant la réception d'un ordre d'arrêt. Les

soupapes manuelles nécessitent un technicien de maintenance pour les fermer.

- h) Prière de se reporter à la réponse de la DR 1.44.a de l'Ontario.

La planification tactique des interventions (« PTI ») a été élaborée pour intervenir en cas d'incident sur le réseau pipelinier à certains franchissements de cours d'eau. Le but de cette PTI est de fournir aux intervenants un plan élaboré au préalable des mesures à prendre en cas d'incident, afin d'améliorer la préparation. Les sites d'intervention sont identifiés d'avance et se distinguent les uns des autres par leur stratégie et les ressources d'intervention nécessaires.

Enbridge procède actuellement à l'achat d'équipement d'intervention supplémentaire en cas de déversement pour compléter son stock existant, notamment des caravanes servant de poste de commandement, des caravanes de décontamination, des embarcations d'intervention d'urgence, des estacades flottantes, des récupérateurs, des barrières d'eau mobiles, des réservoirs rapides et des caravanes d'intervention supplémentaires.

- i) Prière de se reporter à la réponse de la DR 1.44.b.v de l'Ontario en ce qui concerne la planification des interventions d'urgence d'Enbridge.

Enbridge a établi des stratégies d'intervention pour les incidents survenant l'été et l'hiver. En hiver, lorsque le pétrole brut se déverse, il se refroidit rapidement et n'a pas tendance à se disperser aussi rapidement que dans les conditions estivales. Enbridge a également des procédures visant à répondre aux déversements sur ou sous la glace en hiver. Veuillez consulter la rubrique 04 Confinement, récupération et nettoyage des PIU. Le personnel d'intervention d'Enbridge est formé pour effectuer les procédures d'intervention en cas de déversement hiver comme été. Aucun diluant ne serait pas transporté sur la canalisation 9.

- j) Prière de se reporter à la réponse de la DR 1.44.b.v de l'Ontario pour la planification des interventions d'urgence d'Enbridge.

Prière de se reporter également à la réponse de la DR 1.45.h du ministère de l'Ontario.

1.46 *Zones de protection des sources et planification des interventions d'urgence*

Préambule : La Loi sur l'eau saine de l'Ontario a créé 38 zones de protection des sources en Ontario, regroupées en 19 régions de protection des sources. Le transport de carburant par pipeline a été établi comme une « menace pour l'eau potable » locale dans cinq de ces régions (que la canalisation 9 traverse) :

- la région de protection des sources de la rivière Thames supérieure (Thames-Sydenham et région)
- la région de protection des sources du lac Érié
- la région de protection des sources de Hamilton-Halton
- la région de protection des sources de la CCTn
- la coalition pour la conservation de Trent (Ganaraka)

La menace est définie dans les rapports d'évaluation locale comme l'acheminement du pétrole par le biais d'un pipeline (soit souterrain ou franchissant une étendue d'eau libre), qui serait désigné comme la transmission ou la distribution d'« hydrocarbures liquides », y compris le « pétrole brut », le « condensat » ou les « produits liquides pétroliers », mais ne comprenant pas les « liquides du gaz naturel » ou les « gaz de pétrole liquéfiés », au sens du Règlement 210.01 de l'Ontario, en vertu de la Loi sur les normes techniques et la sécurité ou de la Loi sur l'Office national de l'énergie.

Le comité de protection des sources doit élaborer des politiques couvrant toutes les menaces importantes (et pourra choisir d'élaborer des politiques en matière de menace faible à modérée). Nous sommes conscients que les comités de ces régions ont fait la modélisation de déversements de pipelines autres que ceux d'Enbridge. Dans les zones vulnérables où un déversement provenant d'une canalisation souterraine peut contaminer les eaux souterraines à proximité d'un puits municipal, ou dans les zones où un déversement provenant d'un pipeline franchissant un cours d'eau peut contaminer l'eau à la prise d'eau de surface en aval, les comités ont proposé des politiques visant la protection de leurs sources pour couvrir ce risque. Certaines de ces politiques proposées demandent au propriétaire du pipeline de prendre des mesures telles que :

- la tenue d'exercices annuels sur la préparation des interventions d'urgence et l'invitation de la société d'aménagement locale à les observer;
- la mise à jour de la planification des interventions d'urgence, la conduite d'inspections et d'essais d'intégrité (tous les 3 ans) et la notification des conclusions des inspections et des essais d'intégrité auprès de la société d'aménagement locale;
- le signalement de toute construction de pipeline qui transporte des hydrocarbures et franchit une étendue d'eau libre, à moins de

deux kilomètres de la rive du lac Ontario.

Demande : Veuillez répondre aux questions suivantes :

- a) Si la canalisation 9 franchit des zones vulnérables identifiées dans les rapports d'évaluation, veuillez indiquer la méthode et le calendrier proposés par Enbridge pour la mise en œuvre de mesures similaires à celles proposées dans les politiques en matière de protection des sources, afin de réduire le risque de rupture d'une canalisation entraînant un déversement atteignant les sources d'eau potable locales.
- b) Veuillez indiquer la façon dont Enbridge appliquerait d'une manière plus étendue les politiques sont destinées à protéger les sources d'eau potable sur la canalisation 9. .
- c) Veuillez indiquer si Enbridge a inclus et cartographié les zones vulnérables de protection des sources dans les documents d'intervention et de formation en cas de déversement.
- d) Veuillez identifier l'emplacement des vannes d'arrêt près des franchissements de rivière importante, le long de la canalisation 9. Veuillez inclure ces renseignements dans le fichier de formes demandé à la DR 1.1 b de l'Ontario.
- e) Veuillez indiquer les mesures supplémentaires prises par Enbridge pour protéger les franchissements de rivière à proximité des sources d'eau potable

- Réponse :**
- a) et b) Enbridge s'oppose à cette demande, car les renseignements demandés ne sont pas pertinents par rapport aux enjeux de la présente instance. Toutefois, Enbridge aimerait avoir l'occasion de poursuivre les discussions avec le ministère de l'Énergie de l'Ontario concernant les politiques en matière de protection des sources.
 - c) Enbridge possède des cartes des zones sujettes à de grandes conséquences et des zones écologiquement sensibles. Bien qu'elles ne relèvent pas les zones vulnérables de protection des sources, elles documentent les zones sensibles sur le plan l'environnement et sur le plan humain.
 - d) Prière de se reporter à l'Annexe 1 de la DR 2.7 de l'ONÉ (révisée).
 - e) Conduite à paroi plus épaisse pour les franchissements de cours d'eau.

1.47 *Environnement atmosphérique et qualité de l'air*

- Source :**
- i. Dépôt A3D7J9 : B1-20, Annexe 9 – EISE partie 2 (Adobe page 7, lignes 18 à 20).
 - ii. Dépôt A3D7KO : B1-21, Annexe 9 – EISE partie 3 (Adobe page 20, Tableau C-1).

Préambule : La source i) mentionne : « Puisque les modifications à la puissance totale des pompes en lien avec le Projet et les modifications connexes aux émissions indirectes de GES devraient être inférieures à 1 %, on estime que le Projet ne contribuera pas de façon substantielle aux modifications d'émissions de GES à l'échelle provinciale ou nationale. »

La source ii) indique que l'incidence potentielle des activités du Projet comprend une diminution de la qualité de l'air local et une augmentation indirecte des émissions de GES. Dans les deux cas, l'incidence est décrite comme négligeable.

La description des gaz à effet de serre (« GES ») au cours de l'exploitation indique que cela se traduira par des émissions indirectes de GES minimales découlant de la consommation d'électricité.

Demande : En ce qui concerne les émissions de GES et de la qualité de l'air, veuillez fournir des réponses aux questions suivantes :

- a) Veuillez expliquer la relation entre le débit d'un pipeline et sa consommation en énergie.
- b) Veuillez estimer la consommation annuelle totale d'électricité en kilowattheures et le débit prévu de la canalisation 9, en supposant que le Projet est approuvé.
- c) Veuillez fournir le total des émissions de GES indirectes et d'oxydes d'azote découlant de la consommation d'électricité estimée en b) et le facteur d'émission indirecte y afférant qui est utilisé pour le calcul.
- d) Veuillez fournir la consommation annuelle totale d'électricité en kilowattheures de la canalisation 9 de 2008 à 2012 et les moyennes de débit correspondantes.
- e) Veuillez fournir le total des émissions de GES indirectes et d'oxydes d'azote provenant des données sur la consommation d'électricité fournies en d) et ainsi que le facteur d'émission indirecte y afférant utilisé pour le calcul.

- f) Veuillez fournir les données sur les émissions pour les années 2008 à 2012 et les estimations pour les cinq prochaines années (tous les contaminants rejetés et leur taux maximum d'émission) au cours des activités normales d'exploitation ainsi qu'une démonstration de la conformité avec les exigences en matière de rejet, selon les critères du Règlement 419.05 de l'Ontario en vertu de la Loi sur la protection de l'environnement.

Réponse :

- a) La consommation énergétique augmente à un facteur de puissance de 2,7 par rapport au débit (production).
- b) La production annuelle prévue sur la canalisation 9 dans l'hypothèse que le projet soit approuvé est de 300 000 bpj. La consommation annuelle totale d'électricité est estimée à 87 124 kWh.
- c) Enbridge n'a pas calculé le total des émissions de GES indirectes liées à la production de l'électricité ou les émissions d'oxydes d'azote provenant du Projet. L'incidence sur la qualité de l'air et les émissions de gaz à effet de serre provenant du projet est énoncée à la rubrique 5.1 de l'EISE.
- d) et e) Enbridge s'oppose à cette demande, car les renseignements demandés ne sont pas pertinents par rapport aux enjeux de la présente instance.
- f) Enbridge s'oppose à la demande qu'elle juge déraisonnable et trop onéreuse. Le temps, les efforts et les dépenses qu'exigerait la compilation de ces renseignements ne sont justifiés ni par la pertinence des renseignements demandés, s'il en est, ni par l'importance de ces renseignements dans le contexte de la présente instance, ni par la valeur probante des résultats.

1.48 *Respect des exigences environnementales de l'Ontario*

Préambule : L'Ontario souhaite obtenir des renseignements supplémentaires sur la conformité d'Enbridge à l'égard des exigences environnementales de l'Ontario.

Demande : En ce qui concerne l'incidence environnementale et socioéconomique du Projet, veuillez répondre aux questions suivantes :

- a) Veuillez identifier l'incidence environnementale et socioéconomique du Projet pour l'ensemble de la canalisation 9, non seulement pour les sept emplacements du Projet. Veuillez inclure ces renseignements dans le fichier de formes demandé à la DR 1.1.b de l'Ontario, notamment :
 - i. la liste de tous les principaux franchissements de cours d'eau, y compris les tributaires des Grands Lacs;
 - ii. la liste des endroits où la canalisation 9 franchit des zones vulnérables (c.-à-d., les zones de protection des têtes de puits et les zones de protection des prises d'eau) citées dans un rapport d'évaluation en vertu de la Loi sur l'eau saine;
 - iii. la liste de toutes les zones écologiquement importantes;
 - iv. la liste de tous les milieux humides d'importance provinciale;
 - v. la description de la proximité de la conduite par rapport aux rives des Grands Lacs eux-mêmes.
- b) Veuillez décrire les mesures qui seront mises en place pour assurer la protection de l'eau potable aux endroits où le pipeline franchit les zones vulnérables identifiées dans l'Évaluation des incidences socio-économiques et environnementales du Projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9 rédigée par Stantec.
- c) Veuillez comparer la planification des interventions d'urgence d'Enbridge aux lignes directrices sur la mise en œuvre de la planification des interventions d'urgence et de la prévention des déversements avec les exigences réglementaires de l'Ontario et présenter les écarts. Les lignes directrices de l'Ontario décrivent les grandes lignes relativement à la préparation et à la mise en œuvre des plans de prévention en cas de déversement que la province considère comme de bonnes pratiques dans le secteur, même celles qui ne sont pas soumises à des exigences réglementaires. Un exemplaire des

lignes directrices de l'Ontario est joint à la DR n° 1 de l'Ontario.

- d) Veuillez indiquer si le système de gestion environnementale d'Enbridge a été vérifié par un tiers indépendant et, dans l'affirmative, fournir les conclusions de la vérification.
- e) Veuillez indiquer si des essais sur les hydrocarbures pétroliers dans le sol à proximité de la canalisation 9 entre Sarnia et Montréal ont été effectués et dans l'affirmative, quand, où, à quelle fréquence, les conclusions, et si une restauration a été entreprise, à quel endroit.
- f) Veuillez préciser et fournir des copies de l'évaluation géotechnique effectuée par Enbridge pour déterminer l'incidence de la charge supplémentaire sur les matériaux géologiques sous-jacents et l'évaluation du potentiel de tassement préférentiel ou de stabilité le long du tracé du pipeline.
- g) Veuillez préciser et fournir des copies des études effectuées par Enbridge sur la géologie et l'hydrogéologie des formations le long de la canalisation 9.

Réponse : a)i. à a)v. Enbridge s'oppose à cette demande, car les renseignements demandés ne sont pas pertinents par rapport aux enjeux de la présente instance.

- b) La portée du Projet tel qu'il est défini dans l'ordonnance d'audience de l'ONÉ (OH-002-2013) ne nécessitera aucun franchissement de cours d'eau. La qualité et la quantité d'eau sont abordées à la rubrique 5.3 de l'EISE. Des mesures visant à assurer la protection de l'environnement sont décrites à la rubrique 7 de l'EISE, Accidents, défaillances et événements imprévus.
- c) Enbridge s'oppose à cette demande, car les renseignements demandés ne sont pas pertinents par rapport aux enjeux de la présente instance.
- d) Le Système de gestion de l'environnement d'Enbridge n'a pas été vérifié par un tiers indépendant.
- e) L'échantillonnage du sol pour déceler la présence des hydrocarbures pétroliers serait mené conjointement avec les activités d'intervention en cas de rejet ou si des répercussions sur le sol sont possibles. Les essais sur les hydrocarbures pétroliers seraient effectués en conformité avec le Guide sur le processus de réhabilitation de l'ONÉ pour évaluer la gravité et l'ampleur des impacts dans le sol.

- f) L'inversion du débit du pipeline n'entraînera aucun tassement ou aucune instabilité supplémentaire des pentes le long du pipeline, car il n'y a aucune modification aux conditions de chargement du pipeline. Il n'y aura aucun chargement vertical du poids propre du pipeline et sa construction datant de 1975 n'entraînera aucun tassement sous la profondeur du pipeline. C'est parce que le poids du pipeline rempli est, selon les évaluations, inférieur au poids de la terre déplacée, et toutes les charges de l'équipement de construction sont considérées comme mineures par rapport aux anciennes pressions géostatiques.

Les méthodologies d'Enbridge pour la gestion des risques géotechniques, telles que la stabilité et le tassement, sont décrites aux rubriques 3.4.6.1 et 3.4.6.3 de l'ET du pipeline.

- g) Prière de se reporter aux annexes 1 à 5 de la DR 1.48.g de l'Ontario pour les rapports géotechniques utilisés à ce jour pour la conception des modifications proposées aux installations de poste de pompage.

1.49 *État des approbations et des permis environnementaux de l'Ontario*

Préambule : L'Ontario souhaite obtenir des renseignements supplémentaires sur la conformité d'Enbridge à l'égard des exigences environnementales de l'Ontario.

Demande : En ce qui concerne les approbations et les permis environnementaux de l'Ontario :

- a) Veuillez indiquer si un ou plusieurs des approbations ou des permis existants du ministère de l'Environnement de l'Ontario d'Enbridge devront être modifiées dans le cadre du projet d'inversion de la canalisation 9.
- b) Veuillez indiquer si de nouvelles approbations ou de nouveaux permis du ministère de l'Environnement de l'Ontario seront nécessaires dans le cadre du projet d'inversion de la canalisation 9 d'Enbridge.

Réponse :

- a) Prière de consulter la rubrique 1.3.2 (Adobe page 20) de l'EISE. Si des révisions ou des modifications devaient être apportées aux approbations existantes, elles seraient demandées avant le début des travaux proposés.
- b) Prière de consulter le tableau 1-2 (Adobe page 19) de l'EISE pour obtenir la liste des autorisations et des permis provinciaux nécessaires au projet, y compris ceux du ministère de l'Environnement de l'Ontario.

CONSULTATION DES COMMUNAUTÉS AUTOCHTONES

1.50 *Consultation des communautés autochtones*

Préambule : L'Ontario souhaite obtenir des renseignements sur la démarche de consultation d'Enbridge et le cas échéant l'accommodement des communautés locales de Premières nations et de Métis dans le cadre du projet d'inversion de la canalisation 9.

Demande : En ce qui concerne la consultation des communautés locales de Premières nations et de Métis :

- a) Veuillez décrire la démarche de consultation d'Enbridge auprès des communautés locales de Premières nations et de Métis dans le cadre du projet de la canalisation 9 et la façon dont elle a répondu aux préoccupations de ces communautés.
- b) Veuillez indiquer si la démarche de consultation d'Enbridge inclut une participation d'un ministère, d'un organisme ou d'un comité fédéral qui serait responsable de la supervision et du suivi de la consultation sur le projet d'inversion de la canalisation 9, y compris les questions qui sont soulevées par les communautés locales de Premières nations et de Métis.
- c) Veuillez indiquer si la démarche de consultation d'Enbridge comprend une évaluation par un ministère, un organisme ou un comité fédéral quant à la pertinence de sa démarche.
- d) Veuillez indiquer s'il existe un point de contact fédéral à la disposition des communautés locales de Premières nations et de Métis qui souhaiteraient soulever leurs préoccupations au sujet du projet auprès de la Couronne fédérale.

Réponse :

- a) La démarche de consultation d'Enbridge auprès des communautés locales de Premières nations et de Métis en lien avec le projet est décrite dans la Demande. Plus précisément, la rubrique 5, pages 33 à 36 et l'Annexe 5 – Politique concernant les Amérindiens et les Autochtones.

Les activités de consultation du Projet sont énoncées dans l'Annexe 6 – Résumé des activités de participation des Autochtones.

- b) La démarche d'Enbridge suit les lignes directrices énoncées par l'ONÉ. Ce dernier est un organisme fédéral qui supervise la consultation d'Enbridge sur le Projet.

- c) L'Office rend une décision sur la pertinence de la démarche de consultation d'Enbridge.

- d) L'ONÉ est le point de contact fédéral à la disposition des communautés locales de Premières nations et de Métis qui souhaiteraient soulever leurs préoccupations au sujet du projet auprès de la Couronne fédérale.

CONSULTATION DES COMMUNAUTÉS LE LONG DE LA CANALISATION 9

1.51 *Consultation des communautés le long de la canalisation 9 en Ontario*

Préambule : L'Ontario souhaite obtenir des renseignements sur la démarche de consultation d'Enbridge et le cas échéant l'accommodement des communautés locales le long de canalisation 9 en Ontario, dans le cadre du projet d'inversion de la canalisation 9.

Demande : En ce qui concerne les communautés le long de la canalisation 9 :

- a) Veuillez décrire la démarche de consultation d'Enbridge auprès des communautés le long de la canalisation 9 et, le cas échéant, l'accommodement des préoccupations de ces communautés, dans le cadre du projet d'inversion de la canalisation 9.
- b) Veuillez décrire les autres consultations publiques d'Enbridge pour la canalisation 9.

Réponse :

- a) Le programme de consultation publique propre au projet a été conçu et mis en œuvre pour s'assurer que toutes les parties susceptibles d'être touchées puissent participer au processus dès le début et recevoir des renseignements détaillés et actualisés sur le projet. En outre, le programme de consultation en lien avec le Projet a été conçu pour faire en sorte que les parties intéressées aient suffisamment de temps pour répondre en formulant des questions, des commentaires ou des préoccupations et, le cas échéant, pour rencontrer en personne les représentants d'Enbridge, discuter de questions ou obtenir des renseignements supplémentaires.

Au cours de la conception du programme de consultation publique relativement au projet, Enbridge a d'abord évalué l'incidence potentielle du projet afin de déterminer le degré de consultation attendu et les domaines d'intérêt public. En outre, Enbridge a pris en considération le récent processus de consultation au sujet de la Première étape du projet d'inversion de la canalisation 9 et l'intérêt général qui a été exprimé par des intervenants du milieu et des personnes intéressées non directement touchées par ce projet.

Enbridge a également tenu compte de la portée du projet, de la nature et du type de travaux à entreprendre dans le cadre de la construction et de l'exploitation du Projet. Prière de consulter la rubrique 4.1.1.3 de la demande pour obtenir de plus amples renseignements.

Enbridge a obtenu la participation de plus de 2 600 intervenants du

milieu à la consultation en lien avec le Projet. Dans le cadre de la demande, Enbridge a déposé un rapport de consultation qui détaille la participation au Projet des intervenants du milieu (y compris les envois de lettres, les notifications, les dépliants et les rencontres en en personne), car le programme de consultation a été lancé le 17 mai 2012. En outre, l'Annexe 1 de la DR 1.15 de l'ONÉ, fournit une mise à jour de toutes les activités de consultation qui ont eu lieu entre le 6 novembre 2012 et le 19 mars 2013.

Ces rapports contiennent des renseignements sur la façon dont les préoccupations et les questions ont été abordées, dans la mesure possible. Enbridge travaille activement avec les intervenants du milieu pour résoudre les problèmes et répondre aux questions à mesure qu'elles sont soulevées.

Les représentants d'Enbridge parlent souvent aux particuliers aux organismes pour leur fournir des renseignements et répondre à leurs questions. Au cours des quatre derniers mois, Enbridge a répondu à plus de 220 questions posées par près de 40 différents intervenants du milieu. Les questions étaient principalement liées à l'intervention d'urgence et à l'intégrité du pipeline; aux améliorations apportées depuis l'incident de Marshall; à la conception et à l'exploitation du pipeline et au produit devant être acheminé. La communication continuera tout au long du Projet. Les intervenants du milieu peuvent communiquer avec Enbridge par une ligne sans frais ou d'une adresse de courriel réservée au Projet. Des rencontres entre les représentants d'Enbridge et les intervenants du milieu sont tenues sur demande.

En outre, au total, sept journées portes ouvertes ont été organisées dans les communautés le long de l'emprise de la canalisation 9 en juin 2012; cinq de ces journées portes ouvertes ont été en Ontario : à Port Hope, à Corbyville, à Gananoque, à Martintown et à Maitland et deux à Montréal (à Montréal-Est et à Mirabel) en octobre 2012.

Quelque 19 autres journées portes ouvertes ont eu lieu en avril et en juin 2013, et une vaste campagne de sensibilisation supplémentaire a été menée auprès des conseils municipaux, des groupes de conservation, des médias locaux, de groupes de citoyens et des particuliers.

Les journées portes ouvertes sont l'occasion pour les personnes intéressées d'examiner et de ramener à la maison du matériel de communication sur le Projet (c.-à-d., des fiches signalétiques), de parler directement avec des spécialistes du domaine d'Enbridge et pour Enbridge d'écouter et de se renseigner sur les intérêts des

intervenants du milieu. Pour s'assurer que les intervenants du milieu et la communauté en général puissent participer à la consultation sur le projet et avoir la possibilité d'assister aux journées portes ouvertes, Enbridge envoyé par la poste des invitations à tous ces derniers, y compris les propriétaires fonciers directement touchés, les communautés près de la de l'emprise, les élus et les groupes autochtones et des publicités ont paru dans les journaux communautaires.

b) Le processus de consultation ne s'arrêtera pas une fois le Projet approuvé. Enbridge s'est engagée à faire participer les intervenants du milieu tout au cours de la durée de vie du Projet. Le programme de consultation pour le projet a et continuera de tenir un certain nombre d'activités continues, notamment :

- la tenue de rencontres et de présentations, si nécessaires, ou sur demande;
- l'envoi de lettres de mise à jour sur le projet, au besoin. Le calendrier d'envoi des lettres de mise à jour reposera sur les modifications à la portée du projet, le cas échéant, la mise à jour du processus réglementaire et, si le projet est approuvé, l'évolution des activités de construction;
- la réponse aux courriels adressés à l'adresse de courriel réservée au Projet et aux appels téléphoniques sans frais, lesquels sont accessibles au public et communiqués dans tous les documents d'information sur le Projet;
- la mise à jour du site Web du Projet.

En outre, le programme de consultation pour le projet constituera un complément du programme de sensibilisation du public qui est en place pour l'exploitation de pipeline existant d'Enbridge dans la région. Le programme de sensibilisation du public existant comprend des discussions directes et personnelles au moins une fois tous les trois ans avec les propriétaires fonciers et les occupants le long de l'emprise existante du pipeline d'Enbridge. Au cours de ces discussions, Enbridge fournit des renseignements pertinents aux propriétaires ou aux résidents des terres sur lesquelles passe le pipeline, entre autres sur la sécurité et l'intégrité du pipeline, les procédures d'urgence, les pratiques de protection de l'environnement d'Enbridge, et des renseignements généraux sur l'incidence juridique liée à la présence d'un pipeline sur sa propriété. À leur tour, les propriétaires, les locataires et le public touché peuvent profiter de l'occasion pour soulever des questions ou des préoccupations qu'ils pourraient avoir à l'égard

de l'exploitation du pipeline. À la suite de ce programme continu de communication, Enbridge est connu de la plupart de ceux qui vivent et travaillent le long de l'emprise existante du pipeline d'Enbridge.

RAPPORT PUBLIC ET AMÉLIORATION

1.52 *Rapport public et amélioration continue*

Préambule : L'Ontario souhaite obtenir des renseignements sur la façon dont Enbridge compte adopter une démarche d'amélioration continue pour la canalisation 9 et la façon dont elle présentera sous de forme de rapport les renseignements sur l'exploitation du pipeline au public.

Demande : En ce qui concerne les exigences supplémentaires en matière de présentation de rapport :

- a) Si l'Office national de l'énergie devait émettre une ordonnance approuvant le projet, Enbridge respecterait-elle la condition précisée dans l'ordonnance de l'Office, exigeant qu'elle présente un rapport annuel public sur toute l'exploitation de la canalisation 9, notamment sur ce qui suit :
 - i. l'incidence du pipeline sur l'environnement;
 - ii. les données sur les déversements et l'intervention (y compris le temps d'intervention);
 - iii. les renseignements sur l'intégrité du pipeline;
 - iv. les travaux de réparation;
 - v. les calendriers de maintenance;
 - vi. les émissions atmosphériques.

Réponse : a)i. à a)vi. Une telle condition serait trop onéreuse et ne fournirait aucune amélioration à la sécurité de l'exploitation du pipeline.

INCIDENCE COMMERCIALE, NÉCESSITÉ DU PROJET ET TARIFICATION

1.53 *Impôts fonciers et provinciaux*

Source : Dépôt A3D7I1 : B1-2, Projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9 (Adobe page 26, lignes 7 à 9).

Préambule : La demande stipule que la canalisation 9B, si elle n'est pas inversée, sera inexploitée. L'Ontario s'intéresse à l'impact sur les impôts fonciers et provinciaux si la canalisation 9B est inexploitée.

Demande : Veuillez produire les renseignements suivants :

- a) Les impôts fonciers payés par Enbridge pour les années 2010, 2011, et 2012 le long du tracé de la canalisation 9B. Si les données de 2012 ne sont pas encore disponibles, veuillez fournir celles des années 2009, 2010 et 2011. Veuillez agréger les données entre les municipalités du Québec et de l'Ontario.
- b) Si la canalisation 9B est inexploitée, quel sera l'impact sur les impôts fonciers payés par Enbridge aux municipalités le long du tracé de la canalisation 9B? Veuillez préciser. Tenir compte de l'incidence à court terme (1 an à 5 ans) et à long terme (5 ans +).
- c) Veuillez confirmer l'incidence fiscale d'un pipeline inexploité par rapport à un pipeline en exploitation en termes d'impôts fonciers et provinciaux à payer.

Réponse :

- a) Prière de se rapporter à l'Annexe 1 de la DR 1.53.a de l'Ontario.
- b) En Ontario, il n'y aurait aucune réduction aux impôts fonciers payés pour un pipeline inexploité (désactivé), car il est considéré comme un pipeline en service en vertu de la Loi sur l'évaluation foncière de l'Ontario. Les impôts fonciers payés sur la canalisation 9B montrent des augmentations inflationnistes, à la fois à court terme (1 an à 5 ans) et à long terme (5 ans +), similaires à ceux de la dernière décennie, qui ont augmenté généralement de l'ordre de 1 à 3 % par an.

Si le pipeline devait être abandonné, il serait retiré de l'évaluation foncière conformément au paragraphe 25 (8) de la Loi sur l'évaluation foncière de l'Ontario et aucun impôt foncier ne serait payé.

- c) Prière de se reporter à la réponse de la DR 1.53.b de l'Ontario. En ce qui concerne les impôts fonciers, le revenu imposable est réparti entre toutes les provinces où le pipeline est situé en fonction de deux éléments : les salaires et traitements versés aux employés dans une province et le nombre de kilomètres de pipeline situé dans chaque province. Si la canalisation 9 devait être désactivée, les kilomètres de pipelines qui constituent la canalisation 9 seraient retirés de la formule de répartition du revenu, avec le résultat que le revenu imposable réparti à l'Ontario serait réduit et inférieur à l'impôt sur le revenu versé à l'Ontario.

1.54 *Offre de pétrole brut léger par rapport à la conversion des raffineries américaines*

Source : Dépôt A3D7I1 : B1-2, Projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9 (Adobe page 50, lignes 21 à 25)

Préambule : La source mentionne : « Les retombées de la croissance en approvisionnement de pétrole brut léger seront exacerbées par l'achèvement au cours des deux prochaines années de projets de conversion de grandes raffineries, ce qui permettra la prise en charge de types de brut plus lourd dans les raffineries suivantes : BP à Whiting; Marathon à Detroit; et ConocoPhillips à Wood River. On estime que ces conversions de raffinerie produiront plus de 430 00 bpj de pétrole brut léger à mettre en marché. »

Demande : Veuillez répondre :

- a) Veuillez fournir une mise à jour, pour chaque projet de conversion de raffinerie susmentionné, soit BP à Whiting, Marathon à Detroit et ConocoPhillips à Wood River, de la date de mise en service prévue (ou effective) et du volume de pétrole brut léger que le projet de conversion mettra sur le marché ou a remis sur le marché.

Réponse :

- a) Des renseignements spécifiques concernant le choix des paniers de pétrole brut pour chacune des raffineries ne sont pas généralement disponibles dans un forum public. En conséquence, la quantité de pétrole brut léger mis sur le marché en raison des projets de conversion qui ont été parachevés est difficile à mesurer. En ce qui concerne l'estimation de l'offre en pétrole brut léger potentielle qui serait progressivement disponible en raison des projets de conversion, les renseignements fournis figurant dans la demande restent les mêmes. Selon les renseignements recueillis sur les sites Web des sociétés et autre article de presse, en supposant que l'augmentation d'un baril de lourd est égale à un baril de léger perdu, les renseignements ci-dessous illustrent les volumes.

Marathon à Detroit
Date de mise en service : novembre 2012
Pétrole brut léger déplacé : 80 000 bpj

Phillips 66 à Wood River
Date de mise en service : novembre 2011
Pétrole brut léger déplacé : 85 000 bpj

BP à Whiting
Date de mise en service : 2014

Pétrole brut léger déplacé : 263 000 bpj

Il a été annoncé au début de cette année (pendant la conférence téléphonique du T4 de BP) que le projet de conversion de pétrole lourd à Whiting n'atteindrait pas un taux de production maximale avant 2014.

1.55 *Offre en pétrole brut – production de Bakken*

Source : Dépôt A3D7I1 : B1-2, Projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9 (Adobe page 50, lignes 19 à 21).

Préambule : La demande indique que la production de Bakken au Dakota du Nord sera maintenue à plus de 1 000 000 barils par jour pour les années 2015 à 2025.

Demande : En ce qui concerne la production de Bakken :

- a) Veuillez fournir une estimation de la production de Bakken au Dakota du Nord pour les années 2011, 2012, 2013 et 2014.
- b) Veuillez décrire la qualité (léger, moyen ou lourd) et la teneur en soufre du pétrole brut de Bakken et confirmer la projection selon laquelle la production demeurera constante jusqu'en 2025.

Réponse :

- a) La production de Bakken englobe celle du Dakota du Nord et du Montana. Pour les années 2011 et 2012, veuillez consulter l'Annexe 1 de la DR 1.55.a de l'Ontario (données fournies par l'État du Dakota du Nord et l'État du Montana). Pour les années 2013 et 2014, les prévisions d'Enbridge sont mentionnées ci-dessous. Veuillez noter que de nombreuses prévisions existent en termes de production à Bakken et qu'elles pourront être comparables à celles d'Enbridge ou diverger.

2013 : environ 880 000 bpj

2014 : environ 1 million bpj

- b) Le brut de Bakken est considéré comme un brut de qualité « léger ». Les spécifications sur la teneur soufre qu'Enbridge acceptera sur le réseau pipelinier du Dakota du Nord peuvent être consultées dans le tableau de tarification ci-joint (annexes 1 et 2 de la DR 1.55.b de l'Ontario). Enbridge n'envisage aucune modification importante à la spécification sur la teneur en soufre.

1.56 *Projet de remplacement à la rivière Don – Incidence sur la tarification*

- Source :**
- i. Dépôt du A3D7J4 : B1-15, Annexe 7 – Évaluation technique de l'intégrité des pipelines (Adobe page 92, lignes 24 à 26).
 - ii. Dépôt A51664 : Enbridge Pipelines Inc. – Projet de remplacement de la canalisation 9 de la rivière Don.

Préambule : Dans la source i) Enbridge affirme : « Compte tenu de la vitesse de déplacement de la pente de la rivière Don Est, Enbridge prévoit de délocaliser un pipeline de ce site en 2013. La planification et la préparation pour le processus d'autorisation requis sont en cours. »

La source ii) est une demande d'Enbridge aux termes de l'article 58 déposée auprès de l'ONÉ et datée du 29 avril 2013, intitulée « Projet de remplacement de la canalisation 9 de la rivière Don ». La demande présente un projet estimé à 15 millions de dollars avec une date de début de construction en août 2013 et une date d'achèvement prévue pour novembre 2013.

Demande : En ce qui concerne le Projet de remplacement à la rivière Don :

- a) Veuillez expliquer la façon dont Enbridge propose de recouvrir le coût du projet estimé à 15 millions de dollars pour le projet de remplacement de la canalisation 9 si la demande d'inversion de la canalisation 9B devait être refusée ou ne pas aller de l'avant pour d'autres motifs.
- b) Veuillez expliquer la façon dont Enbridge propose de recouvrir le coût du projet estimé à 15 millions de dollars pour le projet de remplacement de la canalisation 9 de la rivière Don si la demande d'inversion de la canalisation 9B devait être approuvée.

Réponse a) et b) Enbridge s'oppose à cette demande, car les renseignements demandés ne sont pas pertinents par rapport aux enjeux de la présente instance.

1.57 *Tarifs pour la canalisation 9A*

Source : Dépôt A3G4R9 : B8-3, Annexe 1 de la DR 1.1 de l'ONÉ – EST *pro forma* (Adobe page 34, Annexe B).).

Préambule : La source est l'Annexe B « Droits engagés au 1er janvier 2013 » de l'entente de service de transport (EST) *pro forma* pour la canalisation 9B. Elle fournit les droits engagés pour la canalisation 9, en supposant que le projet d'inversion de la canalisation 9B aille de l'avant, pour le service d'Edmonton (et d'autres points d'origine au Canada) vers des points de livraison à Nanticoke, à West Seneca et à Montréal.

L'Ontario aimerait comparer le tarif aux points de livraison de l'Ontario, une fois que la canalisation 9A sera en exploitation vers l'est, aux droits engagés aux points de livraison de l'Ontario avec la mise en service de la canalisation ligne 9B.

Demande : À titre indicatif, veuillez présumer que la demande d'inversion de la canalisation 9B d'Enbridge sera refusée ou n'ira pas de l'avant.

- a) Compte tenu de cette hypothèse, veuillez fournir sous forme de tableau similaire à celui utilisé dans la source une estimation du tarif à partir d'Edmonton (et d'autres points d'origine au Canada, comme il est indiqué dans la source) jusqu'à Nanticoke pour le pétrole brut léger et moyen, une fois que le projet d'inversion de la canalisation 9A (permettant de livrer du pétrole brut vers l'est de Sarnia au terminal de Westover) sera en service.

Réponse :

- a) Tel qu'il est indiqué à l'article 14.2 de l'Entente de tarif concurrentiel, le TCI en vigueur aux points de livraison sur le réseau principal d'Enbridge est le même, quels que soient les installations ou les tracés utilisés pour effectuer ces livraisons. Parce que Nanticoke est un point de livraison sur le réseau principal d'Enbridge, les livraisons à Nanticoke provenant des points de l'Ouest canadien et transportées sur la canalisation 9A seront payées le même tarif correspondant au TCI en vertu de l'ETC alors en vigueur.