

**Projet d'inversion de la canalisation 9 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 (la demande) de la
Loi sur l'Office national de l'énergie
OH-002-2013**

**Office national de l'énergie (l'ONÉ ou l'Office)
Demande de renseignements n° 1 adressée à Enbridge**

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

Droits et tarifs

1.1 Questions de tarification

Source Dépôt A3D7K2 : Annexe 10, Tarif des règles et règlements (ébauche).

Préambule La source comprend l'ébauche des règles et règlements pour le service sur la canalisation 9 de Sarnia, en Ontario, jusqu'à Montréal, au Québec en passant par Westover, en Ontario (le Tarif).

Dans les règles 1, 14 et 15 de la source, le Tarif renvoie à une entente de service de transport débutant le 17 mai 2012 conclue avec Enbridge lors de l'appel de soumissions par des expéditeurs engagés relativement au pipeline allant de Sarnia, en Ontario, jusqu'à Montréal, au Québec, en passant par Westover, en Ontario.

Demande Veuillez fournir une entente de service de transport *pro forma* incluant une annexe A *pro forma* et toute autre annexe pertinente.

Réponse Veuillez consulter l'Annexe 1 de la DR 1.1 de l'ONÉ, qui comprend une annexe A *pro forma* et d'autres annexes pertinentes.

1.2 Questions de droits

- Source**
- i) Dépôt A3D7K2 : Annexe 10, Tarif des règles et règlements (ébauche).
 - ii) Dépôt A1Z9I1 : Canalisation 9, Tarif n° 297, en vigueur au 1^{er} août 2011 (Adobe page 92 de 137).

Préambule Le tarif mentionné à la source i) renvoie à l'ébauche des règles et règlements pour le service sur la canalisation 9 de Sarnia, en Ontario, jusqu'à Montréal, au Québec, en passant par Westover, en Ontario.

Tarif n° 297 dans la source ii) énonce les règles et règlements actuels régissant la canalisation 9 assurant le transport d'est en ouest de Montréal, au Québec, à Sarnia, en Ontario. Le Tarif n° 297 a été approuvé par une lettre de l'ONÉ et l'ordonnance TO-004-2011 en date du 15 septembre 2011.

Les deux tarifs mentionnés dans les sources i) et ii) précisent qu'Enbridge perçoit un droit pour le transport de pétrole brut.

Demande Expliquez tout changement à la méthode de tarification dû au projet envisagé, et décrivez la méthode de tarification actuelle pour les volumes non engagés.

Réponse Dans le cadre de la Partie IV de la demande dans la présente procédure, Enbridge ne demande pas l'approbation de la tarification révisée pour la canalisation 9. Enbridge a l'intention de déposer les tarifs pertinents auprès de l'Office à une date ultérieure, avant la mise en service du Projet.

La méthode actuelle de tarification pour la canalisation 9 est définie par l'entente conclue depuis 2011 entre Enbridge et Imperial Oil, qui a été approuvée par la suite dans la lettre et l'ordonnance de l'Office datées du 15 septembre 2011. Les tarifs étaient fondés sur les besoins en revenus annuels prévus qui ont été sujets à des rajustements d'égalisation et autres. Les paramètres de fixation des tarifs comprennent :

- Les tarifs initiaux calculés en fonction du besoin en revenu annuel et d'un volume de 7 949 m³/j vers Westover;
- Chaque expéditeur dans la canalisation 9 paierait sa part proportionnelle du besoin en revenue annuel;
- Les anciens tarifs du réseau d'Enbridge seraient ajoutés au tarif de la canalisation 9;
- Les tarifs vers chaque point de livraison seraient établis en fonction de la distance;
- Le pétrole brut moyen entraînerait des frais supplémentaires de huit pour cent sur le tarif de pétrole brut léger.

La méthodologie de tarification proposée pour la canalisation 9 découlant du Projet est le résultat de négociations commerciales. Les paramètres de fixation des tarifs

comprennent :

- Le service garanti pour les expéditeurs qui ont signé des ententes de service de transport en vue de fournir un volume assuré à ces expéditeurs;
- Les tarifs initiaux (engagés et non engagés) ajustés annuellement le 1^{er} juillet de 75 % de l'indice des prix du PIB;
- Les tarifs non engagés sont établis de manière à ce que le tarif à tout point de réception canadien ne dépasse pas de plus de 22 % le tarif international conjoint vers Montréal;
- La méthodologie est bien harmonisée avec les principes et la méthodologie sous-jacents à l'entente de tarif concurrentiel applicable au réseau principal d'Enbridge;
- Le tarif assuré pour les expéditeurs par l'indexation des tarifs et le volume assuré pour Enbridge et les expéditeurs engagés par une offre de service garanti.

Questions financières

1.3 Coûts estimatifs

- Source**
- i) Dépôt A3D7I1 : Demande visant l'inversion de la canalisation 9B et l'accroissement de la capacité de la canalisation 9 (Adobe page 23 de 54).
 - ii) Dépôt A3D7I14 : Annexe 7, évaluation technique du pipeline (Adobe page 94 de 96).
 - ii) Guide de dépôt de l'ONÉ, 4.1 Projets concrets – Description du projet.

Préambule D'après la source i), les coûts d'immobilisations pour réaliser le projet atteindraient environ 129 millions de dollars et les coûts d'exploitation seront déterminés annuellement.

La source ii) comprend une liste des activités d'ingénierie prévues sur la canalisation 9 de North Westover à Montréal avant l'inversion du sens d'écoulement et l'accroissement de la capacité.

La source iii) explique que l'Office a besoin du total estimatif des coûts d'immobilisations et des coûts d'exploitation différentiels, s'il y a lieu, et comprend une liste des catégories de dépenses.

- Demande**
- a) Donnez une ventilation des coûts d'immobilisations mentionnés à la source i), y compris le moment prévu où les coûts seront engagés. Utilisez les catégories indiquées à la source iii) s'il y a lieu.
 - b) Exposez comment les coûts associés aux activités d'ingénierie énumérées dans la source ii) seront récupérés si le projet est approuvé. Dans votre réponse, précisez si certains coûts ont déjà été engagés et, dans l'affirmative, indiquez quels sont ces coûts par année.

- Réponse**
- a) L'Annexe 1 de la DR 1.3(a) de l'ONÉ comprend une ventilation du coût d'immobilisation estimatif pour le Projet, y compris le moment approximatif auquel les dépenses devraient être engagées.
 - b) Les coûts figurant dans la source ii) sont compris dans les coûts totaux d'immobilisation utilisés pour établir les tarifs initiaux, et, ainsi, seront récupérés par l'intermédiaire des tarifs de service garanti et non engagés.

Dans le but de maintenir l'intégrité de la canalisation 9B, certains de ces coûts ont été engagés aux dates suivantes :

- En date du 31 décembre 2012 : environ 4,1 millions de dollars
- Entre le 1^{er} janvier et le 28 février 2013 : environ 5,5 millions de dollars

Le total de ces dépenses est d'environ 9,6 millions de dollars pour les activités d'intégrité en question.

Tierces parties commerciales

1.4 Répartition de la capacité non engagée

- Source**
- i) Dépôt A3D7K2 : Annexe 10, Tarif des règles et règlements (ébauche)
 - ii) Dépôt A3D7I1 : Demande visant l'inversion de la canalisation 9B et l'accroissement de la capacité de la canalisation 9 (Adobe page 51 de 54).
 - iii) Loi sur l'ONÉ, paragraphe 71(1) – Pétrole.

Préambule À la page 3 de 15 (Adobe) de la source i), le Tarif définit la « capacité engagée non utilisée » comme suit :

Au cours d'un mois donné, s'il y a lieu, l'excédent du total des volumes engagés par rapport au total des soumissions de volumes engagés (à l'exclusion des soumissions de volumes de rattrapage, de volumes initiaux dans les cas de force majeure du transporteur ou de volumes accrus dans les cas de force majeure du transporteur) présentées par les expéditeurs engagés.

La règle 14 dans la source i) explique comment l'espace est réparti quand les soumissions excèdent la capacité disponible. La règle 14 prévoit qu'Enbridge attribue à chaque expéditeur engagé une part de la capacité disponible qui est proportionnelle au rapport entre la demande de volumes engagés de l'expéditeur et le total des soumissions de volumes engagés.

La règle 15.b dans la source i) établit qu'un expéditeur peut être autorisé à transférer à un autre expéditeur, d'une manière pouvant être précisée par Enbridge, ses droits et obligations prévus dans ce tarif relativement à son pétrole brut.

La source ii) précise qu'Enbridge maintient un espace minimum de 25 000 barils par jour (bpj) pour les volumes ponctuels, ou non engagés. La capacité annuelle de la canalisation 9 sera de 300 000 bpj.

La source iii) comprend l'exigence selon laquelle les oléoducs réglementés par l'Office doivent remplir les obligations des transporteurs communs.

- Demande**
- a) La capacité engagée non utilisée sera-t-elle mise à la disposition des expéditeurs non engagés? Si oui, expliquez dans quelles circonstances et comment elle sera répartie entre les expéditeurs non engagés. Si non, expliquez pourquoi.
 - b) Est-ce que 25 000 bpj de la capacité du pipeline seront réservés pour les expéditeurs non engagés dans tous les cas? Si non, décrivez dans quelles circonstances les 25 000 bpj ne seraient pas mis à la disposition des expéditeurs non engagés, et expliquez comment ce volume inférieur de capacité non engagée serait réparti entre les expéditeurs non engagés.

- c) Exposez le processus par lequel Enbridge peut permettre à un expéditeur de transférer ses droits et obligations à un autre expéditeur, y compris comment elle détermine alors quel expéditeur bénéficie de ces droits et obligations.

Réponse a) Oui, la capacité engagée non utilisée peut être mise à la disposition des expéditeurs qui acheminent des volumes non engagés. La règle 14(d) règles tarifaires établit la liste de priorité d'attribution (qui est présentée ci-dessous afin de faciliter la consultation). Les volumes non engagés figurent au cinquième rang dans l'ordre de priorité d'attribution. Par conséquent, si les soumissions des expéditeurs engagés, en vertu des paragraphes (i), (ii), (iii) et (iv) de la règle 14(d) (événements 1 à 4 ci-dessous), faisaient en sorte qu'une capacité engagée non utilisée soit encore disponible, les volumes non engagés auraient en effet accès à la capacité engagée non utilisée.

Dans l'éventualité où ces soumissions non engagées seraient plus importantes que la capacité non engagée et la capacité engagée non utilisée, les volumes non engagés seraient répartis au prorata.

La règle 14(d) établit que la capacité mensuelle disponible pour le transport du pétrole brut est allouée selon l'ordre de priorité suivant :

1. Volumes engagés, à l'exception des volumes de rattrapage, jusqu'au niveau des volumes engagés totaux
 2. Volumes de rattrapage des expéditeurs engagés, dans la mesure où il y a une capacité engagée non utilisée
 3. Volumes initiaux dans les cas de force majeure du transporteur, dans la mesure où il y a une capacité engagée non utilisée
 4. Volumes accrus dans les cas de force majeure du transporteur, dans la mesure où il y a une capacité engagée non utilisée
 5. Volumes non engagés
 6. Volumes de rattrapage excédant la capacité engagée non utilisée
 7. Volumes initiaux dans les cas de force majeure du transporteur excédant la capacité engagée non utilisée
 8. Volumes accrus dans les cas de force majeure du transporteur excédant la capacité engagée non utilisée
- b) Non, 25 000 bpj de la capacité du pipeline ne seront pas réservés aux expéditeurs non engagés dans tous les cas. Si, au cours d'un mois donné, la canalisation 9 ne fonctionnait pas à sa capacité annuelle moyenne pour toute autre raison qu'un cas de force majeure du transporteur, la capacité de celle-ci serait répartie. Dans ce cas, si les volumes non engagés soumis excèdent la capacité non engagée disponible dans la canalisation, on attribuera à chaque expéditeur engagé une part au prorata de la capacité non engagée qui est proportionnelle au rapport entre la demande de volumes non engagés et le total des soumissions de volumes non engagés. En d'autres mots, si le total des volumes engagés, que l'on définit dans

le règles tarifaires comme le volume total d'engagements (mesuré en bpj) par tous les expéditeurs engagés, plus 25 000 bpj est plus élevé que la capacité d'exploitation du pipeline dans un mois donné, les expéditeurs non engagés recevraient alors moins de 25 000 bpj de la capacité disponible au cours du mois en question.

- c) La section 19.01 de l'entente de service de transport, un exemplaire *pro forma* qui constitue l'Annexe 1 de la DR 1.1 de l'ONÉ, explique la notion de « cession de l'expéditeur », selon laquelle un expéditeur peut transférer ses droits et obligations relatifs à son volume engagé, en tout ou en partie, dans le cadre de l'entente de service de transport.

En vertu de cette disposition, un expéditeur peut céder ses droits et obligations à une autre société, qu'elle lui soit affiliée ou non, si certaines exigences sont respectées. Pour une cession de l'expéditeur à une société affiliée, dans l'éventualité où l'expéditeur initial n'a failli à aucune de ses obligations découlant de l'entente de service de transport, celui-ci peut céder ses droits et obligations si la société affiliée satisfait aux dispositions de l'article 14 (Assurances financières) de l'entente de service de transport. Si l'expéditeur initial a failli à ses obligations en vertu de l'entente de service de transport (telles qu'elles sont établies à la section 9.01), celui-ci ne peut céder ses droits et obligations qu'à une société affiliée avec le consentement écrit préalable d'Enbridge, qui ne peut lui être refusé sans motif raisonnable.

En ce qui concerne la cession d'un expéditeur à une société qui n'est pas affiliée à l'expéditeur en question, le consentement écrit d'Enbridge est nécessaire et ne peut lui être refusé sans motif raisonnable.

Le même processus d'assurance financière (article 14 de l'entente de service de transport) qui constituait le critère pour les signataires initiaux de l'entente de service de transport sera employé pour toute entité qui se voit céder les droits et les obligations de l'expéditeur initial. À l'aide de ce processus, Enbridge déterminera si elle autorise un expéditeur à transférer ses droits et obligations à un autre expéditeur.

Questions de marchés et de transport

1.5 Approvisionnement en pétrole brut

Source i) Dépôt A3D7I1 : Demande visant l'inversion de la canalisation 9B et l'accroissement de la capacité de la canalisation 9 (Adobe page 24 de 54).

ii) Guide de dépôt de l'ONÉ, A.3.1 Approvisionnement.

iii) Guide de dépôt de l'ONÉ, A.3.2 Transport – Débit.

Préambule Dans la source i) Enbridge mentionne que l'inversion de la canalisation 9B vers Montréal permettrait aux producteurs de l'Ouest canadien et de la formation de Bakken aux États-Unis d'avoir accès aux raffineries du Québec. Toutefois, il n'y a pas d'information sur les volumes ou la proportion du débit total de pétrole brut de l'Ouest canadien et de la formation de Bakken aux États-Unis qui seraient transportés par la canalisation 9B.

Les sources ii) et iii) indiquent les exigences du Guide de dépôt de l'ONÉ.

Demande Veuillez fournir les renseignements suivants :

a) Le débit total prévu de pétrole qui serait livré au terminal du pipeline à Montréal;

b) De ce débit, les proportions prévues de pétrole brut de l'Ouest canadien et de la formation de Bakken aux États-Unis qui serait transporté vers Montréal.

Réponse a) Si la canalisation 9B est inversée, il n'y aura que deux points de livraison depuis la canalisation 9 (Westover et Montréal), et seulement trois installations recevront du brut par l'intermédiaire du pipeline. Par conséquent, Enbridge est dans l'impossibilité de divulguer le débit prévu exact qui sera transporté vers Montréal, puisque cela révélerait des renseignements contractuels confidentiels concernant les expéditeurs. Cependant, Enbridge prévoit que la vaste majorité du débit de 300 000 bpj dans la canalisation sera livrée au terminal du pipeline à Montréal.

b) Les expéditeurs sur la canalisation 9 détermineront en fin de compte les types et les proportions du pétrole brut qui sera transporté vers Montréal. Cependant, pour répondre à la question, la production de brut dans la région de Bakken continue de connaître une croissance considérable, et Enbridge prévoit qu'une proportion importante du brut léger transporté dans la canalisation 9 proviendra de la formation de Bakken, et la quantité restante sera constituée dans une moindre mesure de brut léger produit dans l'Ouest canadien. Pour ce qui est du brut lourd transporté dans la canalisation 9, nous envisageons que la majorité de ce brut, si ce n'est la totalité, proviendrait de l'Ouest canadien.

1.6 Volumes d'approvisionnement

- Source**
- i) Dépôt A3D7I1 : Demande visant l'inversion de la canalisation 9B et l'accroissement de la capacité de la canalisation 9 (Adobe page 50 de 54).
 - ii) Guide de dépôt de l'ONÉ, A.3.2 Transport – Débit.

Préambule Dans la source i) Enbridge mentionne que le projet devrait permettre d'acheminer du pétrole brut de différentes sources de l'Ouest canadien et de la région de Bakken aux États-Unis. Enbridge ajoute que, vu la configuration des raffineries dans le marché du Québec, cet approvisionnement se composerait principalement d'une gamme de bruts légers; cependant, une certaine quantité de brut lourd serait probablement transportée par la canalisation 9. Aucun renseignement sur le débit de pétrole lourd prévu sur la canalisation B n'a été fourni.

La source ii) précise les exigences du Guide de dépôt de l'ONÉ.

Demande Exposez les facteurs clés qui influenceront sur le mélange de brut léger et lourd, et la fourchette plausible de pourcentages de ce mélange, pendant la durée du projet.

Réponse Les expéditeurs, en fin de compte, détermineront le mélange de brut léger et lourd transporté sur la canalisation 9. Selon Statistique Canada, depuis 2011 (la première année après la fermeture de la raffinerie Shell de Montréal), les raffineries du Québec ont fonctionné à 6 000 m³/j (37 700 bpj) de pétrole brut classique. Enbridge estime que ce point de données serait une bonne estimation à adopter concernant la quantité de brut lourd qui peut être transporté sur la canalisation 9, le reste correspondant à du brut léger.

1.7 *Marchés*

- Source**
- i) Dépôt A3D7I1 : Demande visant l'inversion de la canalisation 9B et l'accroissement de la capacité de la canalisation 9 (Adobe page 51 de 54).
 - ii) Guide de dépôt de l'ONÉ, A.3.3 Marchés – Capacité des installations en aval et en amont de recevoir les volumes additionnels.

Préambule Dans la source i) Enbridge affirme que le projet permettrait de recevoir des volumes du réseau principal d'Enbridge à Sarnia et de les livrer à des expéditeurs au terminal de la canalisation 9B à Montréal. Toutefois, Enbridge n'a pas donné d'information sur la capacité actuelle ou future de son réseau pipelinier en amont de Sarnia de livrer les volumes de pétrole acheminé par la canalisation 9B inversée.

En outre, Enbridge précise qu'elle s'attend à ce que la canalisation 9B inversée soit utilisée pour desservir les deux raffineries situées dans la province de Québec, qui sont exploitées par Suncor Energy Products Partnership Inc. (à Montréal) et Ultramar Ltd. (à Québec). Aucune information n'a été fournie sur le mode de transport du pétrole depuis le terminal de Montréal jusqu'à la raffinerie d'Ultramar.

Demande Prière de fournir les renseignements suivants :

- a) Confirmer que le réseau pipelinier d'Enbridge en amont de Sarnia a actuellement la capacité de livrer les 300 000 bpj de pétrole brut additionnel qui serait acheminé par la canalisation 9 inversée.
- b) Si le réseau pipelinier d'Enbridge n'a pas actuellement la capacité de livrer les 300 000 bpj de pétrole brut qui serait transporté par la canalisation 9 inversée, expliquez comment Enbridge prévoit livrer les 300 000 bpj de pétrole brut additionnel à la canalisation 9 inversée.
- c) Décrivez comment le pétrole brut sera acheminé depuis le terminal de la canalisation 9B jusqu'à la raffinerie d'Ultramar située à Québec.

Réponse

- a) À la date prévue de mise en service du Projet, Enbridge s'attend à disposer de la capacité en amont nécessaire pour livrer 300 000 bpj supplémentaires vers Sarnia.
- b) Deux pipelines sur le réseau principal d'Enbridge alimentent Sarnia : la canalisation 5 et la canalisation 6B. Enbridge prévoit accroître la capacité de ces dernières dans un proche avenir. La capacité de la canalisation 5 passera d'environ 490 000 bpj à environ 540 000 bpj au deuxième trimestre de 2013. La capacité de la canalisation 6B passera (par étapes) d'environ 240 000 bpj à une capacité d'environ 500 000 bpj au premier trimestre de 2014. La capacité additionnelle associée à l'accroissement de la canalisation 5 et de la canalisation 6B est d'environ 310 000 bpj, ce qui est supérieur aux 300 000 bpj de la canalisation 9 vers Montréal. De plus, il est important de mentionner que la

capacité actuelle de la canalisation 6B vers Sarnia est sous-utilisée. Par conséquent, la capacité de croissance réelle dépasse les 310 000 bpj décrits ci-dessus.

- c) Le transport du pétrole brut du terminal de Montréal d'Enbridge vers la raffinerie d'Ultramar près de la ville de Québec, au Québec, ne fait pas partie de la portée du Projet. La portée du Projet ne s'étend pas au-delà du terminal de Montréal d'Enbridge. Toutefois, Enbridge est entré en communication avec Ultramar et comprend que l'intention d'Ultramar est de transporter le pétrole brut par pipeline du terminal de Montréal d'Enbridge vers le Port de Montréal, où le pétrole brut pourrait être chargé à bord de navires et transporté vers la raffinerie d'Ultramar près de la ville de Québec.

Questions environnementales

1.8 *Loi sur les espèces en péril*

- Source**
- i) Dépôt A3D7J8 : Annexe 9 – Évaluation environnementale et socioéconomique, partie 1, section 4.1.7 – Espèces en péril (Adobe page 43 de 72).
 - ii) Dépôt A3D7J8 : Annexe 9 – Évaluation environnementale et socioéconomique, partie 1, tableau 4-1 (Adobe page 44 de 72).

Préambule Dans la source i) Enbridge a indiqué que certaines espèces inscrites à la liste de la Loi sur les espèces en péril se retrouvent à moins d'un kilomètre de l'emplacement du projet, et elle a fourni une liste des espèces en question dans la source ii). Toutefois, dans la source i) Enbridge ajoute que, vu qu'il n'y a pas d'habitat approprié à l'intérieur du tracé de l'emplacement du projet, il est peu probable que des espèces inscrites à la liste de la Loi sur les espèces en péril soient présentes à l'emplacement du projet.

Le tableau 4-1 (source ii) a été dressé à partir d'une recherche effectuée dans la base de données du Centre d'information sur le patrimoine naturel, pour repérer les espèces ou régions naturelles à moins d'un kilomètre de l'emplacement du projet.

L'Office exige des renseignements supplémentaires sur la possibilité que des espèces inscrites à la liste de la Loi sur les espèces en péril qui se retrouvent près de l'emplacement du projet soient déplacées ou perturbées par les travaux de construction.

Demande Prière de fournir les renseignements suivants :

- a) Les distances de retrait applicables à chaque espèce figurant dans le tableau 4-1 de l'évaluation environnementale et socioéconomique;
- b) L'identification et l'évaluation de l'habitat d'espèces inscrites à la liste de la Loi sur les espèces en péril qui se trouve à l'intérieur des distances de retrait applicables;
- c) Les résultats d'études menées sur le terrain, notamment d'habitats à l'intérieur des distances applicables à chaque aire d'emplacement du projet;
- d) Toutes les mesures d'atténuation proposées, y compris les périodes de protection déterminantes applicables, en fonction des résultats études sur le terrain;
- e) Une preuve qu'il y a eu consultation avec Environnement Canada sur les distances de retrait susmentionnées, la méthodologie et les résultats de l'étude, et les mesures d'atténuation proposées découlant de ces résultats.

Réponse a) Veuillez vous reporter à l'Annexe 1 de la DR 1.8(a) de l'ONÉ.

- b) Les distances de retrait applicables ont été déterminées pour chaque espèce inscrite à la liste de la Loi sur les espèces en péril [tableau 4-1 révisé, Annexe 1 de la DR 1.8(a)]. Pour chaque espèce susceptible de se retrouver à moins d'un kilomètre de la ZDP d'un site du Projet et qui a été observée au cours des 30 dernières années, la distance de retrait la plus conservatrice relevée dans le tableau 4-1 est 100 m. Un examen documentaire de l'habitat à moins de 100 m de chaque ZDP a été mené par un biologiste qualifié de Stantec. À l'exception de la chélydre serpentine (espèce préoccupante) au poste de Cardinal et au poste de Hilton et de la couleuvre tachetée (espèce préoccupante) au poste de Terrebonne et au terminal de Montréal, aucun habitat convenable pour les espèces inscrites à la liste de la Loi sur les espèces en péril observées au cours des 30 dernières années n'a été relevé à moins de 100 m des ZDP.

Aux endroits où la ZDP peut recouper les zones de retrait de la chélydre serpentine et de la couleuvre tachetée, les mesures d'atténuation décrites précédemment dans l'évaluation environnementale et socioéconomique et le tableau 4-1 révisé limiteraient la possibilité d'effet négatif sur les espèces découlant du Projet. Ces mesures d'atténuation peuvent comprendre l'installation de clôtures pour tenir à l'écart ces espèces, au besoin, en plus des clôtures existantes près des conduites. Conformément aux mesures d'atténuation détaillées énoncées au tableau C-1 de l'évaluation environnementale et socioéconomique, tout le personnel du projet sera avisé des espèces inscrites à la liste de la Loi sur les espèces en péril qui pourraient se retrouver aux abords des ZDP. Si on trouve des espèces inscrites à la liste de la Loi sur les espèces en péril, le travail cessera et un biologiste qualifié sera contacté au sujet de la mise en œuvre de mesures d'atténuation et de protection supplémentaires.

- c) Les travaux proposés au terminal de Sarnia, au site du densitomètre au poteau kilométrique (PK) 2993,3, au poste de North Westover, au poste de Hilton, au poste de Cardinal, au poste de Terrebonne et au terminal de Montréal auront lieu à des sites déjà perturbés gravelés et clôturés. Selon un examen documentaire des espèces inscrites à la liste de la Loi sur les espèces en péril susceptibles de se retrouver à moins d'un kilomètre des ZDP et de l'habitat disponible dans chaque ZDP, aucun habitat approprié pour les espèces inscrites à la liste de la Loi sur les espèces en péril n'a été identifié à l'intérieur du tracé des emplacements du Projet (c.-à-d. les ZDP). De plus, la majorité des espèces inscrites à la liste de la Loi sur les espèces en péril identifiées au moyen de l'examen documentaire ont été observées il y a plus de 30 ans et ces observations sont donc considérées comme des données historiques.

En raison de la nature historique des données, de l'emplacement de tous les travaux à des sites du Projet déjà perturbés et clôturés et de l'absence d'habitat approprié dans les ZDP du Projet, aucune inspection de site n'a été réalisée pour les sites du Projet.

Comme l'indique la réponse 1.8(b), basée sur les examens documentaires, deux espèces inscrites à la liste de la Loi sur les espèces en péril présentent des distances de retrait applicables pouvant recouper une ZDP de site du Projet. Toutefois, aucun habitat acceptable pour des espèces inscrites à la liste de la Loi

sur les espèces en péril n'a été relevé dans les ZDP des sites du Projet et l'évaluation environnementale et socioéconomique indiquait que la mise en œuvre de mesures d'atténuation, le cas échéant, permettrait au Projet de n'avoir aucune répercussion hors site.

Dans la mesure où aucun habitat acceptable pour des espèces inscrites à la liste de la Loi sur les espèces en péril n'a été relevé dans les ZDP des sites du Projet, et qu'aucune répercussion hors site n'est prévue à la suite du Projet, aucune interaction n'est prévue entre le Projet et l'habitat potentiel d'espèces inscrites à la liste de la Loi sur les espèces en péril à l'intérieur des distances de retrait applicables et à l'extérieur des ZDP des sites du Projet.

Une visite du site a été effectuée au PK 2989,30 (le nouveau densitomètre) afin de documenter les conditions existantes puisque la ZDP proposée serait située à l'extérieur d'un emplacement gravelé et clôturé déjà perturbé. Le site du Projet est dans un champ de maïs en production sur l'emprise existante d'Enbridge. Selon l'inspection du site et un examen documentaire des espèces inscrites à la liste de la Loi sur les espèces en péril susceptibles d'être présentes à moins d'un kilomètre de la ZDP, aucun habitat acceptable n'a été relevé dans la ZDP ou la distance de retrait acceptable pour le carex faux-lupulina (la seule espèce inscrite à la liste de la Loi sur les espèces en péril identifiée à moins d'un kilomètre de la ZDP). Aucune autres espèce inscrite à la liste de la Loi sur les espèces en péril n'a été identifiée dans la ZDP ou dans la zone d'évaluation locale (« ZEL ») pendant l'inspection du site. Par conséquent, aucune interaction potentielle entre le Projet et les espèces inscrites à la liste de la Loi sur les espèces en péril n'a été relevée pour ce site du Projet.

- d) Comme il est mentionné à la réponse 1.8(c) ci-dessus, il n'y a pas eu d'études sur le terrain pour la majorité des sites du Projet en raison de la nature historique des données et de l'emplacement des ZDP de sites du Projet dans les lieux gravelés et clôturés déjà perturbés qui n'offrent pas d'habitat acceptable pour les espèces inscrites à la liste de la Loi sur les espèces en péril.

Une visite au site du PK 2989,30 n'a permis de relever aucune espèce inscrite à la liste de la Loi sur les espèces en péril ni aucun habitat d'une telle espèce. Aucune mesure d'atténuation n'est nécessaire au-delà de celles déjà déterminées dans l'évaluation environnementale et socioéconomique.

Veillez vous reporter à l'Annexe 1 de la DR 1.8(a) de l'ONÉ pour plus de détails sur les mesures d'atténuation et les périodes particulières.

- e) Conformément aux réponses 1.8(a) à 1.8(c) ci-dessus, il n'y a pas eu d'études sur le terrain pour la majorité des sites du Projet en raison de la nature historique des données et de l'emplacement des ZDP de sites du Projet dans des lieux gravelés et clôturés déjà perturbés qui n'offrent pas d'habitat acceptable pour les espèces inscrites à la liste de la Loi sur les espèces en péril. Une visite du site au PK 2989,30 n'a permis de révéler aucune espèce inscrite à la liste de la Loi sur les espèces en péril ni aucun habitat critique à ce site du Projet.

En fonction des résultats de l'examen de la documentation de Ressources naturelles Canada, des emplacements de site situés dans des zones clôturées et déjà perturbées et de la nature historique des observations des espèces inscrites à la liste de la Loi sur les espèces en péril, un biologiste qualifié a déterminé qu'une consultation avec Environnement Canada n'était pas nécessaire.

1.9 Géographie physique (Est) – Figure 4-10)

- Source** Dépôt A3D7J8 : Annexe 9 – Évaluation environnementale et socioéconomique, partie 1, section 4.2.1 – Géographie physique (Adobe page 50 de 72).
- Préambule** L'Office note que la figure 4-10 portant sur la géographie physique (Est) ne faisait pas partie de l'évaluation environnementale et socioéconomique. Par contre, deux copies de la figure 4-9 illustrant la géographie physique (Ouest) ont été fournies.
- Demande** Prière de fournir une copie de la figure 4-10 portant sur la géographie physique (Est).
- Réponse** La Figure 4-10, Géographie physique (Est), est jointe à l'Annexe 1 de la DR 1.9 de l'ONÉ.

1.10 Programme actuel de protection de l'environnement

Source Dépôt A3D7J9 : Annexe 9 – Évaluation environnementale et socioéconomique, partie 2, section 7 – Accidents, défaillances et imprévus (Adobe pages 29-32 de 37).

Préambule La portée de l'évaluation environnementale et socioéconomique a été limitée aux activités concrètes prévues aux sept aires d'emplacement du projet. La source i) porte sur la gestion des accidents, défaillances et imprévus reliés à la construction et à l'exploitation des pompes, des vannes, etc. aux sept aires d'emplacement.

La canalisation 9 étant actuellement en service, l'Office croit comprendre que les données sur la gestion des effets possibles des accidents, défaillances et imprévus soient comprises dans le programme actuel de protection environnementale d'Enbridge, tel que l'exige l'article 48 du *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres* (RPT-99).

L'article 48 du RPT-1999 prévoit ce qui suit :

La compagnie doit établir et mettre en œuvre un programme de protection environnementale afin de prévoir, de prévenir, de gérer et d'atténuer les conditions qui pourraient nuire à l'environnement.

Demande Expliquez comment Enbridge modifiera et actualisera son programme de protection environnementale pour continuer à observer l'article 48 du RPT-99, en tenant compte de ce qui suit :

- a) Les changements au cadre environnemental survenus depuis que la canalisation a été construite, notamment les suivants :
 - a.1) Les changements à la couverture terrestre le long du pipeline;
 - b.1) Les changements à l'épaisseur de la couverture sous les plans d'eau et les zones riveraines;
 - c.1) Les changements à l'utilisation des terres et aux établissements agricoles contigus à l'emprise existante.
- b) Le changement proposé à la capacité du pipeline;
- c) Le changement proposé au produit transporté par le pipeline;
- d) L'ajout proposé d'agent réducteur de frottement au pipeline;
- e) Les échéanciers établis pour la gestion, la révision et la mise en œuvre des documents.

Réponse a)
a.a.1) Le programme de protection de l'environnement d'Enbridge se

compose d'une gamme de procédures et de plans qui visent à prévoir, prévenir, gérer et atténuer les conditions qui pourraient nuire à l'environnement. Le programme comprend des cartes et des processus pour faire en sorte que les zones environnementales vulnérables soient définies et protégées pendant les activités de l'entreprise. Enbridge maintient et met à jour périodiquement les cartes environnementales de l'emprise du pipeline. Le contenu des cartes comprend, entre autres, les emplacements des milieux humides, des plantes et des animaux rares, des plans d'eau et des cours d'eau. De plus, dans le cadre de son programme de protection environnementale, Enbridge procède à des évaluations environnementales avant tous les projets d'emprise. Les cartes environnementales sont utilisées pendant les évaluations et, au besoin, les données publiées servent à passer en revue et à transmettre les facteurs environnementaux aux équipes du projet par le biais d'un plan de protection environnementale ou d'un document semblable. Le cas échéant, en fonction de la portée et de l'emplacement du projet, Enbridge validera les facteurs environnementaux documentés pour confirmer l'exactitude du cadre environnemental documenté.

De plus, grâce au programme de surveillance d'emprises d'Enbridge, des études de l'épaisseur de la couverture du pipeline sont entreprises périodiquement. Les sites dont les épaisseurs de couverture sont réduites sont évalués et réhabilités au besoin. En outre, l'emprise est surveillée sur une base régulière par le biais d'une surveillance aérienne et terrestre. Enbridge établit également des liens avec les gouvernements locaux dans le cadre de son programme de sensibilisation du grand public et reçoit donc, aux fins d'examen, les avis de zonage qui peuvent indiquer des changements dans l'utilisation des terres et la couverture. De plus, Enbridge reçoit des demandes de franchissement de ses pipelines de ceux qui cherchent à aménager des terres, ce qui est un autre indicateur de changements possibles de l'utilisation des terres et de la couverture.

- a.b.1) La canalisation 9B traverse de nombreux cours d'eau sur sa longueur. Dans le cadre du programme de protection environnementale d'Enbridge, ces franchissements sont gérés au moyen d'une combinaison de programmes de surveillance et d'évaluations, et, s'il y a lieu, de réhabilitation. Grâce à une patrouille aérienne qui surveille régulièrement le pipeline, les changements visibles aux conditions de la surface et à l'emprise adjacente peuvent être observés et évalués.

Pour compléter cette surveillance aérienne, tous les cinq ans, Enbridge exécute des levés bathymétriques et des études d'épaisseur de couverture sur tous les cours d'eau navigables le long de l'emprise, afin de mesurer l'eau, le lit de la rivière et les élévations du pipeline. Ces études supplémentaires permettent l'identification et l'évaluation des emplacements comportant une augmentation de la vulnérabilité à

l'exposition pendant les inondations possibles. Tout changement relevé à l'emprise est évalué par un spécialiste en ingénierie. Tout site le long des ouvrages de franchissement de cours d'eau de la canalisation 9B qui serait désigné comme exposé, qui aurait subi un effondrement des berges susceptible de nuire au pipeline ou qui monterait d'autres déficiences de l'emprise évaluées comme inacceptables serait réhabilité. Ces renseignements sont examinés plus en détail à la section 4.4.6.2, Gestion des franchissements de cours d'eau de l'évaluation technique de l'intégrité des pipelines, à la page 93 de 96 du document Adobe de l'Annexe 7 de la demande du Projet.

- a.c.1) Dans le cadre de son programme de protection environnementale, Enbridge met à jour les limites territoriales de densité de la population tous les deux ou trois ans. Ces limites territoriales sont utilisées dans le cadre des programmes de gestion des risques liés au pipeline d'Enbridge.

En outre, l'état de l'emprise, y compris l'empiètement par des tiers, fait l'objet d'une surveillance aérienne et terrestre régulière. Enbridge établit également des liens avec les gouvernements locaux dans le cadre de son programme de sensibilisation du grand public et reçoit donc, aux fins d'examen, les avis de zonage qui peuvent indiquer des changements dans l'utilisation des terres et la couverture. De plus, Enbridge reçoit des demandes de franchissement de ses pipelines de ceux qui cherchent à aménager des terres, ce qui est un autre indicateur de changements possibles de l'utilisation des terres et de la couverture.

- b) L'augmentation de la capacité de 240 000 bpj à 300 000 bpj sera atteinte grâce aux ajouts et aux modifications faites aux installations, ainsi que grâce à l'utilisation d'agents réducteurs de frottement. Les agents réducteurs de frottement permettent à un volume plus élevé de fluides d'être transportés sous les mêmes contraintes de pression d'exploitation. Donc, les profils de pression d'exploitation sont relativement semblables entre les deux cas, et le pipeline est simplement exploité à une vitesse supérieure. Dans l'ensemble, étant donné qu'il n'y a pas de changements d'ordre opérationnel significatifs découlant de la capacité accrue du pipeline, aucun changement n'est nécessaire en ce qui a trait au programme de protection environnementale d'Enbridge.
- c) Enbridge exploite ses pipelines et se sert de son programme de protection environnementale en partie en fonction des produits transportés dans son réseau de pipelines. Les produits qu'Enbridge transporte doivent respecter les limites admissibles établies dans les tarifs de pipeline d'Enbridge. Les produits qui seront transportés par la canalisation 9 à la suite du Projet devront, de même, respecter les spécifications de produit des règles tarifaires de la canalisation 9, qui sont les mêmes que celles utilisées dans le réseau principal d'Enbridge. Par conséquent, aucun changement au programme de protection environnementale n'est nécessaire à la suite du changement proposé au produit du pipeline.

- d) L'augmentation de la capacité de 240 000 bpj à 300 000 bpj sera atteinte grâce à l'utilisation d'agents réducteurs de frottement. Les agents réducteurs de frottement seront injectés pour réduire la pression par friction et permettront une augmentation de la capacité, sans augmentation de la pression d'exploitation du pipeline. Les agents réducteurs de frottement qui seraient utilisés pour la canalisation 9 ont déjà été utilisés par Enbridge dans son réseau. Donc, aucune modification aux pratiques environnementales ou d'entretien n'est jugée nécessaire à la suite de l'ajout proposé d'agents réducteurs de frottement au pipeline.
- e) Enbridge met à jour des éléments des documents de son programme de protection environnementale sur une base régulière. Enbridge se sert d'un système d'assurance de gestion du changement pour gérer les changements à ses processus et politiques.

Le système d'assurance de gestion du changement procure un processus pour gérer les changements à l'équipement d'exploitation, aux procédures, aux processus, à la formation et aux normes. Le processus de gestion du changement facilite les changements dans la documentation et la communication dans les services touchés prédéterminés de l'organisation, de façon à assurer une communication efficace et la réussite opérationnelle. Le processus de gestion du changement aide à garantir que les changements pertinents sont intégrés aux programmes d'Enbridge.

Enbridge met en pratique une méthodologie de vérification visant à quantifier l'efficacité de son système de gestion du changement.

1.11 Gestion proactive des ouvrages de franchissements de cours d'eau

Source Dépôt A3D7J9 : Annexe 9 – Évaluation environnementale et socioéconomique, partie 2, section 6 – Effets de l'environnement sur le projet (Adobe pages 26-28 de 37).

Préambule Dans la source ci-dessus, Enbridge souligne que l'ampleur et la fréquence des conditions météorologiques extrêmes, notamment les inondations, augmentent dans la région traversée par le pipeline.

Enbridge conclut que les changements prévus à l'ampleur et à la fréquence des conditions n'auraient pas de conséquence sur le projet. Cependant, Enbridge n'explique pas comment elle surveille et gère les nombreux ouvrages de franchissements de cours d'eau de la canalisation existante, ni quelles mesures elle prend pour faire en sorte que les inondations futures ne perturbent pas le pipeline.

L'Office fait remarquer que l'article 48 du RPT-99 précise qu'il faut prévoir, prévenir, atténuer et gérer les conditions susceptibles d'avoir un effet négatif sur l'environnement. De même, l'Office aimerait savoir comment Enbridge gère ses conditions d'exploitation en fonction des conditions météorologiques qui risquent de perturber le pipeline.

Demande Expliquez pourquoi le pipeline ne serait pas perturbé par des inondations dont l'ampleur et la fréquence pourraient augmenter, compte tenu du fait qu'il traverse plusieurs cours d'eau.

Réponse Enbridge souhaite d'abord clarifier que l'évaluation environnementale et socioéconomique dans le cadre de la demande du Projet n'indique pas précisément que l'ampleur des inondations devrait être plus importante et fréquente à l'avenir dans la région. L'évaluation souligne plutôt que la fréquence des conditions météorologiques extrêmes, notamment les inondations, les vagues de chaleur et les sécheresses, devrait augmenter, et que l'intensité de ces événements devrait également augmenter (bien que la confiance envers cette dernière prévision soit relativement faible).

La canalisation 9B traverse de nombreux cours d'eau sur sa longueur. Ces franchissements sont gérés au moyen d'une combinaison programmes de surveillance et d'évaluation, et, s'il y a lieu, de réhabilitation. Grâce à une patrouille aérienne qui surveille régulièrement le pipeline, les changements visibles aux conditions de la surface et à l'emprise adjacente, entre autres, peuvent être observés pendant les inondations. Si de tels changements étaient observés, Enbridge mènerait des évaluations de suivi.

Pour compléter cette surveillance aérienne, tous les cinq ans, Enbridge exécute des levés bathymétriques et des études d'épaisseur de couverture sur tous les cours d'eau navigables le long de l'emprise, afin de mesurer l'eau, le lit de la rivière et les élévations du pipeline. Ces études supplémentaires permettent l'identification et l'évaluation des emplacements comportant une augmentation de la vulnérabilité à l'exposition pendant les inondations possibles. Tout changement relevé à l'emprise

est évalué par un spécialiste en ingénierie. Tout site le long des ouvrages de franchissement de cours d'eau de la canalisation 9B qui serait désigné comme exposé, qui aurait subi un effondrement des berges susceptible de nuire au pipeline ou qui montrerait d'autres déficiences de l'emprise évaluées comme inacceptables serait réhabilité. Ces renseignements sont examinés plus en détail à la section 4.4.6.2, Gestion des franchissements de cours d'eau de l'évaluation technique de l'intégrité du pipeline, à la page 93 de 96 du document Adobe de l'Annexe 7 de la demande du Projet.

Les activités opérationnelles décrites ci-dessus sont menées pour maintenir l'exploitation sécuritaire du pipeline et sont indépendantes de la direction du débit ou de la capacité du pipeline.

1.12 Zone importante et sensible sur le plan environnemental Cold Creek

- Source**
- i) Dépôt A3D7J8 : Annexe 9 – Évaluation environnementale et socioéconomique, partie 1, section 4.2.3.4 – Qualité de l'eau et quantité (Adobe pages 55 de 72).
 - ii) Dépôt A3D7J8 : Annexe 9 – Évaluation environnementale et socioéconomique, partie 1, section 4.1.2.2 – Zones importantes et sensibles sur le plan environnemental (Adobe pages 39-40 de 72).
 - iii) Dépôt A3D7J8 : Annexe 9 – Évaluation environnementale et socioéconomique, partie 1, section 4.1.6 – Poisson et habitat du poisson (Adobe pages 41-43 de 72).

Préambule Dans la source i), Enbridge mentionne que l'emplacement du projet de la station Hilton se draine dans la Zone importante et sensible sur le plan environnemental Cold Creek, qui se situe à environ 100 m au sud-est.

Dans la source ii), Enbridge signale que la Zone importante et sensible sur le plan environnemental Cold Creek se trouve à 300 m à l'ouest de la station Hilton, commençant en aval du point de rencontre entre le drainage naturel de l'emplacement du projet et Cold Creek [comme il est expliqué dans la source i)]. La source ii) précise aussi que la Zone importante et sensible sur le plan environnemental Cold Creek englobe un milieu humide provincial important, même si ce dernier ne se trouve pas à l'intérieur d'une zone d'évaluation locale de la station Hilton.

La source iii) mentionne une particularité importante du bassin hydrographique renfermant la station Hilton, la moraine d'Oak Ridges, qui alimente le milieu humide provincial et Cold Creek en eau souterraine, et représente une source importante d'eau souterraine dans la région.

Demande Décrivez en détail ce qui suit :

- a) Les plans d'intervention actuels d'Enbridge en cas de déversement à la station Hilton, y compris le pire des scénarios et une définition de ces scénarios;
- b) Tous les ajouts ou changements nécessaires à ces plans d'intervention par suite des modifications proposées au pipeline et aux installations en place à la station Hilton et aux alentours;
- c) Les mesures propres au site qu'Enbridge entend prendre pour assurer la protection d'une source importante d'eau souterraine.

Réponse a) Enbridge définit une rupture de pipeline comme étant le scénario du pire cas. L'analyse des conséquences contenues dans l'évaluation des risques associés au pipeline déposée avec la demande du Projet (Appendice B de l'Annexe 7) reposait sur une rupture du pipeline et tenait compte des conséquences d'une rupture sur les zones, y compris les zones écologiquement sensibles, les ressources en eau potable et les cours d'eau commercialement navigables le long

de l'emprise.

Enbridge est déterminée à protéger l'environnement et les collectivités le long de la canalisation 9. En plus de revoir régulièrement le modèle d'évaluation des risques de la canalisation 9, Enbridge maintient des plans d'intervention détaillés, élaborés en consultation avec les organismes de réglementation et les parties prenantes concernées, qui se penchent sur les priorités régionales et les emplacements à haut risque, notamment les principaux franchissements de cours d'eau et les communautés résidentielles.

Le plan d'intervention d'urgence à l'échelle du réseau d'Enbridge, qui s'appliquerait au poste de Hilton, définit le scénario du pire cas comme « le plus gros déversement d'hydrocarbures prévisible, y compris un déversement à la suite d'un incendie ou d'une explosion, dans des conditions météorologiques défavorables ». Le plan d'intervention d'urgence tient compte de tous les types de produits transportés sur le réseau d'Enbridge et comprend des dispositions pour traiter les petits et les gros déversements, y compris le scénario du pire cas. Le plan d'intervention d'urgence a été déposé auprès de l'ONÉ lors de la Première étape du projet d'inversion de la canalisation 9 (OH-005-2011) comme Annexe 1 de la DR 1.7(a) de l'OPLA ([ID A2S4G1](#)). Le document avait été caviardé pour supprimer des renseignements non pertinents, comme des renseignements concernant l'exploitation aux États-Unis, des renseignements personnels et des renseignements de nature critique pour la sûreté et la sécurité.

- b) Aucun changement au plan d'intervention d'urgence à l'échelle du réseau dont il est question dans la réponse 1.12 a) n'est nécessaire en raison du Projet.
- c) Enbridge dispose d'un programme de surveillance des eaux souterraines à ses installations pour s'assurer que les problèmes d'eau souterraine sont réglés de façon proactive. Le poste de Hilton dispose d'un réseau de surveillance de l'eau souterraine qui est composé de quatre puits de surveillance. Conformément aux pratiques standards de l'industrie, Enbridge surveille annuellement les puits, et les résultats de laboratoire sont comparés aux lignes directrices publiées. Si une contamination devait être signalée, des travaux supplémentaires seraient exécutés pour délimiter les impacts sur le site et prendre les mesures correctives requises.

De plus, Enbridge dispose à ses installations d'un programme de confinement du site et de drainage complet. Le système de confinement du poste de Hilton est conçu et construit pour la collecte et l'élimination de l'eau pluviale ainsi que pour le confinement d'hydrocarbures. Le système de confinement est composé d'argile à faible perméabilité, de géotextile et de gravier pour l'aménagement de talus. Le fonctionnement normal du système implique le déversement de l'eau pluviale non contaminée à la suite d'essais analytiques périodiques d'effluents d'eau pluviale retenue, des inspections régulières et la surveillance de tout déversement de pétrole brut possible, ainsi que la surveillance d'accumulation de sédiments dans le bassin de retenue, les fossés d'assèchement et les ponceaux. Le système de confinement du poste de Hilton est conçu pour retenir un volume allant jusqu'à 6 000 barils de pétrole brut d'un déversement de pipeline potentiel, en plus d'un ruissellement à récurrence de 10 ans d'un orage de 48 heures avec

une hauteur de revanche de 300 mm.

Dans l'éventualité d'un déversement important, les eaux souterraines seront protégées par une récupération rapide du produit à l'état libre et du matériel contaminé, ainsi que par l'installation de puits de surveillance de l'eau souterraine pour confirmer et, au besoin, surveiller les répercussions sur l'eau souterraine. Si l'eau souterraine devait être touchée, les mesures correctives appropriées pourront être déterminées au moyen du processus de réhabilitation de l'ONÉ. Toutes les mesures refléteront l'envergure et la gravité du déversement, seront conformes à toutes les exigences réglementaires et seront exécutées en consultation avec les propriétaires fonciers touchés et les organismes de réglementation appropriés.

Les plans propres aux sites en réponse à un déversement reposent sur de nombreux facteurs, notamment le type de produit déversé, le volume, l'emplacement et le moment de l'année.

1.13 *Complexe Sheffield-Rockton (milieu humide provincial important)*

- Source**
- i) Dépôt A3D7J8 : Annexe 9 – Évaluation environnementale et socioéconomique, partie 1, section 4.1.4 – Milieux humides (Adobe page 40-41 de 72).
 - ii) Dépôt A3D7J8 : Annexe 9 – Évaluation environnementale et socioéconomique, partie 1, section 4.2.3 – Qualité de l'eau et quantité (Adobe pages 54-58 de 72).

Préambule La source i) mentionne que le complexe Sheffield-Rockton se trouve à l'intérieur de la zone d'évaluation locale des aires d'emplacement de deux densitomètres et de la station de North Westover.

La source ii) précise que les aires d'emplacement des densitomètres se situent dans des zones de réservoirs aquifères extrêmement vulnérables.

L'Office constate que la source ii) ne mentionne pas la vulnérabilité du réservoir aquifère à la station de North Westover.

Demande Clarifiez ce qui suit :

- a) Les plans d'intervention actuels d'Enbridge en cas de déversement à l'emplacement du densitomètre et à la station de North Westover, y compris le pire des scénarios et la définition de ces scénarios;
- b) Tous les ajouts ou changements nécessaires à ces plans d'intervention par suite des modifications proposées au pipeline et aux installations en place aux environs des aires d'emplacement des deux densitomètres et de la station de North Westover;
- c) Les mesures propres au site qu'Enbridge entend prendre pour assurer la protection d'un complexe de milieu humide provincial important.

Réponse a) Enbridge définit une rupture de pipeline comme étant le scénario du pire cas. L'analyse des conséquences contenues dans l'évaluation des risques associés au pipeline déposée avec la demande du Projet (Appendice B de l'Annexe 7) reposait sur une rupture du pipeline et tenait compte des conséquences d'une rupture sur les zones, y compris les zones écologiquement sensibles, les ressources en eau potable et les cours d'eau commercialement navigables le long de l'emprise.

Enbridge est déterminée à protéger l'environnement et les collectivités le long de la canalisation 9. En plus de revoir régulièrement le modèle d'évaluation des risques de la canalisation 9, Enbridge maintient des plans d'intervention détaillés, élaborés en consultation avec les organismes de réglementation et les parties prenantes concernées, qui se penchent sur les priorités régionales et les emplacements à haut risque, notamment les principaux franchissements de cours

d'eau et les communautés résidentielles.

Le plan d'intervention d'urgence à l'échelle du réseau d'Enbridge, qui s'appliquerait aux sites de densitomètre et au poste de North Westover, définit le scénario du pire cas comme « le plus gros déversement d'hydrocarbures prévisible, y compris un déversement à la suite d'un incendie ou d'une explosion, dans des conditions météorologiques défavorables ». Le plan d'intervention d'urgence tient compte de tous les types de produits transportés sur le réseau d'Enbridge et comprend des dispositions pour traiter les petits et les gros déversements, y compris le scénario du pire cas. Le plan d'intervention d'urgence a été déposé auprès l'ONÉ lors de la Première étape du projet d'inversion de la canalisation 9 (OH-005-2011) comme Annexe 1 de la DR 1.7(a) de l'OPLA ([ID A2S4G1](#)). Le document avait été caviardé pour retirer des renseignements non pertinents, comme des renseignements concernant l'exploitation aux États-Unis, des renseignements personnels et des renseignements de nature critique pour la sûreté et la sécurité.

- b) Aucun changement au plan d'intervention d'urgence à l'échelle du réseau dont il est question dans la réponse 1.13(a) n'est nécessaire en raison du Projet.
- c) Enbridge dispose à ses installations d'un programme de confinement du site et de drainage complet. Le système de confinement de North Westover est conçu et construit pour la collecte et l'élimination de l'eau pluviale ainsi que le confinement d'hydrocarbures. Le système de confinement est composé d'argile à faible perméabilité, de géomembrane, de gravier et de murs de contention en acier. Deux rigoles de drainage d'eau pluvial situées au nord et à l'est des périmètres du site transmettent l'eau pluviale vers les ponceaux de décharge au nord à l'est, où l'eau pluviale est retenue pendant 12 heures avant d'être déversée par des ponceaux de tuyau en acier d'un diamètre de 300 mm. Le système de confinement de North Westover est conçu pour contenir un volume jusqu'à 8 982 barils (1 428 m³) de pétrole brut en plus d'eau de ruissellement à récurrence de 25 ans d'un orage de 24 heures avec une hauteur de revanche de 300 mm.

En plus, Enbridge dispose d'un programme de surveillance des eaux souterraines à ses installations pour s'assurer que les problèmes d'eau souterraine sont réglés de façon proactive. Le poste de North Westover dispose d'un réseau de surveillance de l'eau souterraine qui est composé de cinq puits de surveillance. Conformément aux pratiques standards de l'industrie, Enbridge surveille annuellement les puits et les résultats de laboratoire sont comparés aux lignes directrices publiées. Si une contamination devait être signalée, des travaux supplémentaires seraient exécutés pour délimiter les impacts sur le site et prendre les mesures correctives requises.

Dans l'éventualité d'un déversement, le complexe de zones humides d'importance provinciale sera protégé par une récupération rapide du produit à l'état libre et du matériel contaminé. S'il y avait un risque pour le complexe de zones humides, les mesures correctives appropriées seront déterminées au moyen du processus de réhabilitation de l'ONÉ. Toutes les mesures refléteront

l'envergure et la gravité du déversement, seront conformes à toutes les exigences réglementaires et seront exécutées en consultation avec les propriétaires fonciers touchés et les organismes de réglementation appropriés.

Les plans propres aux sites en réponse à un déversement reposent sur de nombreux facteurs, notamment le type de produit déversé, le volume, l'emplacement et le moment de l'année.

1.14 Lignes directrices environnementales relatives à la construction

Source Dépôt A3D7J8 : Annexe 9 – Évaluation environnementale et socioéconomique, partie 1, section 2.4 – Gestion environnementale (Adobe page 26 de 72).

Préambule Dans la source ci-dessus, Enbridge souligne que les mesures de gestion environnementale sont fondées sur la version mise à jour récemment du manuel des lignes directrices environnementales relatives à la construction (Enbridge, 2012).

L'Office remarque que ce manuel représente un fondement important pour la compréhension des mesures de protection proposées.

Demande Veuillez fournir une version électronique du manuel 2012 des lignes directrices environnementales relatives à la construction d'Enbridge.

Réponse Veuillez vous reporter à l'Annexe 1 de la DR 1.14 de l'ONÉ : Lignes directrices environnementales pour la construction (2012). Veuillez prendre note que ce document est protégé par les droits d'auteur et est la propriété exclusive d'Enbridge Pipelines Inc.

Consultation et questions socioéconomiques

1.15 Le point sur la consultation relative au projet

Source

- i) Dépôt A3D7I1 : Demande visant l'inversion de la canalisation 9B et l'accroissement de la capacité de la canalisation 9 (Adobe pages 27-32 de 54).
- ii) Dépôt A3D7I5 : Rapport de consultation des parties prenantes (Adobe pages 1-43).

Préambule Dans la source i), Enbridge affirme qu'au 6 novembre 2012, les parties susceptibles d'être touchées dont la liste suit avaient été consultées au sujet du projet :

- propriétaires fonciers ou locataires;
- résidents;
- utilisateurs des terres;
- associations de propriétaires fonciers;
- organismes responsables de la conservation de l'environnement;
- municipalités;

- ministères provinciaux et fédéraux.

La source i) indique de plus que des réunions étaient prévues après le 6 novembre 2012 et que le programme de consultation se poursuivra pendant toute la durée du projet.

La source ii) fait état de nombreuses parties prenantes ayant soulevé des questions et des préoccupations sur les possibilités économiques, la circulation accrue sur les routes locales, la sécurité et l'intégrité des pipelines, la corrosivité du bitume dilué, les mesures d'intervention en cas d'urgence et les questions foncières non reliées au projet.

Demande Donnez une mise à jour du rapport de consultation des parties prenantes pour toutes les activités de consultation survenues depuis le 6 novembre 2012; précisez comment les questions et préoccupations susmentionnées ont été abordées, et comment Enbridge planifie de faire face aux préoccupations restantes.

Réponse L'Annexe 1 de la DR 1.15 de l'ONÉ fait le point sur toutes les activités de consultation survenues entre le 6 novembre 2012 et le 19 mars 2013. Ce rapport présente des renseignements sur la façon dont les préoccupations et les questions soulevées avant et pendant cette période ont été abordées, dans la mesure du possible. Enbridge collabore activement avec les parties prenantes à résoudre les problèmes et répondre aux questions au fur et à mesure qu'elles se présentent.

1.16. Conception du programme de consultation

- Source**
- i) Dépôt A3D7I1 : Demande visant l'inversion de la canalisation 9B et l'accroissement de la capacité de la canalisation 9 (Adobe pages 28-29 de 54).
 - ii) Dépôt A3F8G1 : Lettre à l'ONÉ relativement à la consultation publique de la demande.
 - iii) Guide de dépôt de l'ONÉ, 3.3.2 Conception du programme de consultation.

Préambule Dans la source i), Enbridge affirme que le programme de consultation publique, conçu spécifiquement pour ce projet, a été mis en œuvre afin que toutes les parties susceptibles d'être touchées soient mises à contribution dès le début et obtiennent de l'information détaillée et opportune sur le projet.

La source i) indique de plus que des réunions étaient prévues avec des parties prenantes en français après le 6 novembre 2012 et que le programme de consultation est en cours et qu'il se poursuivra pendant toute la durée du projet.

Dans la source ii), Enbridge mentionne qu'elle enverra une copie de la version française de la demande à Bibliothèque et Archives nationales du Québec, à Montréal (Québec).

Le Guide de dépôt de l'ONÉ exige une description de la conception du programme de consultation ainsi qu'un exposé des facteurs qui ont influé sur la conception. Les besoins particuliers ou distincts de personnes ou groupes pouvant être touchés par le projet font partie de ces facteurs.

Demande Prière de fournir les renseignements suivants :

- a) Des copies de tous les documents reliés à la demande qui ont été traduits en français aux fins de la consultation;
- b) Si les documents reliés à la demande n'ont pas tous été traduits, une explication à cet égard et une description de la façon dont Enbridge tient des séances de consultation efficaces en français sans les documents traduits.

Réponse a) En règle générale, Enbridge ne fournit pas sa demande réglementaire aux fins des activités de consultation de parties prenantes. Les activités de consultation sont amorcées bien avant de rédiger et de déposer la demande. La demande et les documents y afférents sont des documents spécialisés, préparés en prévision des instances de l'ONÉ plutôt qu'en prévision des activités de consultation de parties prenantes. Par conséquent, Enbridge n'a pas traduit en français sa demande en vue de la consultation. Enbridge a traduit les documents de consultation de la canalisation 9 avant de les distribuer. Dans le cadre de la demande d'Enbridge, les traductions françaises de ces documents ont été déposées auprès de l'Office

(consulter les annexes 4a, 4c et 4d de la demande d'Enbridge).

Comme l'a indiqué Enbridge dans une lettre datée du 13 mars 2013 déposée auprès de l'Office, Enbridge a entrepris la traduction en français des documents relatifs à sa demande afin de favoriser la participation d'intervenants s'exprimant en français au processus de l'ONÉ. Cette version non officielle de la demande est disponible sur le site Web d'Enbridge à l'adresse

http://www.enbridge.com/ECRAI_FR/Line9BReversalProject_FR/RegulatoryInformation.aspx.

Enbridge est en voie de faire traduire les évaluations techniques et l'évaluation des effets environnementaux et socioéconomiques déposées dans le cadre de la demande relative au Projet. Une fois traduits, ces documents et d'autres documents concernant la demande seront également disponibles sur le site Web d'Enbridge. En outre, une version française de la demande sera disponible à la Bibliothèque et Archives nationales du Québec, à Montréal.

Enbridge n'a pas déposé les documents traduits de sa demande au dépôt central de documents électroniques de l'ONÉ parce que les traductions françaises seraient alors considérées comme des preuves à l'audience et versées au dossier officiel. Enbridge reconnaît que des documents traduits dans une autre langue peuvent comporter des écarts quant à la signification d'une formulation utilisée, et c'est particulièrement vrai dans le cas de documents de nature technique. Comme le sait l'Office, des divergences entre les versions anglaises et françaises des textes de loi ont suscité des litiges au Canada. Enbridge est d'avis qu'un tel problème pourrait également survenir en cas de divergence entre les versions anglaises et françaises d'éléments de preuve dans une instance réglementaire, particulièrement concernant de tels documents de nature hautement technique et, où la qualité de révision fournie pour les traductions de textes de loi n'est pas possible. Afin d'éviter les litiges concernant de telles divergences, Enbridge est d'avis que seuls les documents en anglais doivent être versés au dossier officiel.

- b) Comme il est indiqué dans la réponse 1.16(a), Enbridge n'a généralement pas recours à sa demande auprès de l'ONÉ aux fins des activités de consultation. Enbridge a traduit ses documents de consultation pour le Projet en français et a tenu bon nombre de réunions de consultation en français avec les parties intéressées.

La méthode de consultation d'Enbridge est élaborée de façon à fournir des renseignements aux parties prenantes d'une manière accessible et appropriée leur permettant de bien comprendre la nature et la portée du Projet envisagé et de fournir une rétroaction. Nous nous efforçons de préparer du matériel de communication convivial et respectueux des parties prenantes, ne créant pas un fardeau indu sur leur participation et ne faisant pas appel à une certaine expertise en la matière. Nous rédigeons des fiches de renseignements, des graphiques et des cartes dans l'intention de promouvoir la compréhension des projets proposés par les intervenants, et de communiquer les principaux détails se trouvant également dans la demande, mais d'une manière qui favorise davantage la participation des parties prenantes.

Cette méthode est analogue à celle élaborée par l'Office pour *La réglementation*

des pipelines au Canada, Guide à l'intention des propriétaires fonciers et du grand public. Ce guide simple et convivial a été conçu pour aider le propriétaire foncier à mieux connaître le processus de réglementation auquel tout pipeline est assujéti. Bien que l'on puisse retrouver tous les renseignements contenus dans ce guide dans les lois et règlements, ces documents ne sont pas rédigés de façon à permettre à un Canadien moyen d'en comprendre la signification et l'application rapidement et aisément. C'est pourquoi le *Guide à l'intention des propriétaires fonciers* est un outil de communication efficace.

Afin de favoriser la participation au processus de l'ONÉ dans le cadre du Projet, Enbridge fera traduire la demande et les documents y afférents. Une fois traduits, ces documents seront disponibles sur le site Web d'Enbridge spécifié à la réponse 1.16(a).

1.17 *Ressources patrimoniales*

- Source**
- i) Dépôt A3D7J8 : Annexe 9 – Évaluation technique du pipeline (Adobe pages 2-3 de 72).
 - ii) Guide de dépôt de l'ONÉ, Tableau A-3 : Information exigée à l'égard des éléments socioéconomiques.

Préambule Dans la source i), Enbridge soutient que le projet requiert des ouvrages aux deux terminaux, aux quatre stations de pompage et aux deux stations de densitomètre, et que les travaux de construction à ces endroits incluront le décapage du sol, l'épandage de gravier de même que l'installation de clôture et d'équipement neuf ou déménagé.

Le Guide de dépôt énonce les attentes de l'ONÉ en ce qui a trait aux ressources patrimoniales.

Demande Prière de fournir les renseignements suivants :

- a) Une description du rôle des autorités provinciales responsables des ressources patrimoniales, pour les travaux de construction aux endroits susmentionnés;
- b) Une description du plan d'urgence et des mesures d'intervention sur le terrain qui seraient appliqués si des ressources patrimoniales étaient découvertes durant la construction.

Réponse a) Le ministère du Tourisme, de la Culture et du Sport de l'Ontario, ainsi que le ministère de la Culture, des Communications et de la Condition féminine du Québec constituent les autorités provinciales responsables des ressources patrimoniales dans le cadre des travaux de construction proposés.

Tous les travaux nécessaires au Projet seront situés à l'intérieur d'installations clôturées déjà perturbées ou de l'emprise d'Enbridge. Par conséquent, aucun nouveau droit foncier permanent n'est nécessaire dans le cadre du Projet. Donc, aucune évaluation archéologique n'a été effectuée dans le cadre du Projet, selon les lignes directrices énoncées au tableau A-3 du Guide de dépôt de l'ONÉ. Le rôle des autorités provinciales de l'Ontario et du Québec pour les travaux de construction envisagés se limiterait donc à l'identification d'une ressource patrimoniale non documentée précédemment durant la construction. Dans l'éventualité où une ressource patrimoniale était découverte durant la construction, un plan d'urgence, comprenant notamment la consultation de l'autorité provinciale compétente, serait mis en œuvre.

- b) Le plan d'urgence pour le Projet sera énoncé dans le plan de protection de l'environnement propre au projet (PPE). Le PPE sera élaboré avant d'entreprendre la construction et sera disponible à tous les sites du Projet (incluant une copie des permis applicables) pour la durée de la construction. Le

PPE sera examiné par l'équipe de gestion de la construction avant d'entreprendre les activités de construction; cet examen comprendra une discussion quant aux plans d'urgence.

Le plan d'urgence axé sur les ressources archéologiques inclus dans le PPE comprendra des procédures et des lignes directrices concernant les mesures à mettre en œuvre en cas de découverte d'une ressource, incluant la notification des principaux spécialistes, l'isolation et la protection de la ressource dans la mesure du possible, et la documentation des découvertes. Au cas où des artefacts ou d'autres éléments culturels seraient découverts durant la construction, les procédures suivantes seront respectées :

- Les travaux en cours dans le secteur du site ou de l'artefact doivent être immédiatement interrompus et l'inspecteur en environnement doit être informé de la découverte;
- Le secteur de la découverte ainsi qu'une zone tampon de 5 m à 10 m (selon la disponibilité) seront interdits d'accès au moyen d'une barrière, de piquets ou de rubans de signalisation.

Les travaux à cet emplacement ne reprendront qu'après avoir entrepris les mesures ci-dessous :

- L'inspecteur en environnement informe le directeur des travaux, l'entrepreneur et un spécialiste en ressources archéologiques;
- Le spécialiste en ressources archéologiques élabore un plan d'atténuation en consultation avec le directeur des travaux, l'inspecteur en environnement, l'entrepreneur et le ministère du Tourisme, de la Culture et du Sport de l'Ontario (concernant les sites de projets en Ontario) ou le ministère de la Culture, des Communications et de la Condition féminine du Québec (concernant les sites de projets au Québec). Les mesures d'atténuation possibles comprennent : éviter le site en modifiant l'empreinte des activités ou en couvrant temporairement les lieux au moyen d'un revêtement géotextile, d'un chemin de branchages ou de rampes souterraines; ou récupérer systématiquement les données, qui vont de la collecte d'artefacts à la documentation du site, aux fins de fouilles de sauvegarde;
- Le contrôle et la surveillance du site sont effectués et doivent comprendre l'affectation d'un archéologue ou d'un paléontologue compétent pour surveiller les activités de récupération restantes soit le décapage et le nivellement du sol.

1.18 Préoccupations liées au bruit aux stations de Hilton et Cardinal

- Source**
- i) Dépôt A3D7I1 : Demande visant l'inversion de la canalisation 9B et l'accroissement de la capacité de la canalisation 9 (Adobe page 49 de 54).
 - ii) Dépôt A3D7K1 : Évaluation acoustique (Adobe pages 13-18 de 49).

Préambule Dans la source i), Enbridge souligne que d'après la modélisation du bruit pour le projet, les niveaux sonores aux stations de Hilton et de Cardinal excèdent légèrement les lignes directrices applicables en Ontario.

La source ii) recommande des mesures d'atténuation pour le niveau de bruit excessif.

La source i) indique aussi qu'Enbridge s'engage à appliquer les mesures d'atténuation recommandées à la source ii) avant la mise en service, et à surveiller le niveau de bruit après la construction à ces endroits afin d'assurer l'observation des lignes directrices applicables.

Demande Prière de fournir les renseignements suivants :

- a) Confirmer qu'Enbridge vérifiera le niveau de bruit après la construction dans les six mois suivant la mise en service;
- b) Confirmer qu'Enbridge se conformera aux lignes directrices de l'Ontario relatives au bruit.

- Réponse**
- a) Enbridge confirme qu'elle vérifiera le niveau de bruit après la construction, dans les six mois suivant la mise en service.
 - b) Enbridge se conformera aux lignes directrices de l'Ontario relatives au bruit.

Questions relatives à la consultation des Autochtones

1.19 Repérage des groupes autochtones

- Source**
- i) Dépôt A3D7I1 : Demande visant l'inversion de la canalisation 9B et l'accroissement de la capacité de la canalisation 9 (Adobe page 35 de 54).
 - ii) Dépôt A3D7J2 : Politique autochtone (Adobe page 1 de 2).

Préambule La source i) précise qu'Enbridge a repéré et consulté 14 groupes autochtones en se fondant sur la proximité de leur réserve par rapport à l'emplacement du projet, et sur son expérience d'exploitation de pipelines et d'installations depuis plus de 30 ans dans la région.

La source ii) ajoute qu'Enbridge s'engage à établir des rapports mutuellement avantageux avec les peuples autochtones vivant à proximité de l'emplacement de ses projets et de ses activités.

L'Office constate que les cinq groupes autochtones suivants, non mentionnés dans la source i), ont revendiqué un territoire traditionnel dans la zone du projet :

Première Nation de Caldwell
Première Nation Moravian of the Thames
Métis Nation of Ontario
Métis Nation of Ontario, conseil de Métis de Credit River
Métis Nation of Ontario, conseil de Métis de Grand River

Demande Prière de fournir les renseignements suivants :

- a) Une description des activités de consultation tenues avec les groupes autochtones susmentionnés; ou
- b) Un énoncé expliquant pourquoi la consultation de ces groupes autochtones n'a pas eu lieu.

Réponse

- a) Enbridge a engagé la participation des cinq groupes autochtones mentionnés par l'ONÉ ayant revendiqué un territoire traditionnel dans la zone du Projet. Prière de vous reporter à l'Annexe 1 de la DR 1.19(a) de l'ONÉ pour un exposé sur les activités de participation menées auprès des cinq groupes à ce jour. En date du 19 mars 2013, aucun de ces groupes de Premières nations ou de Métis n'a exprimé d'inquiétudes générales ou particulières au site.
- b) b) Prière de vous reporter à la réponse 1.19(a).

1.20 Compte rendu sur la consultation des groupes autochtones

- Source**
- i) Dépôt A3D7I1 : Demande visant l'inversion de la canalisation 9B et l'accroissement de la capacité de la canalisation 9 (Adobe page 36 de 54).
 - ii) Dépôt A3D7J3 : Résumé des activités de participation autochtone (Adobe pages 1-16).

Préambule Dans la source i), Enbridge affirme qu'elle a mené un programme de consultation des Autochtones et qu'aucune préoccupation n'avait été soulevée relativement au projet au 6 novembre 2012. La source i) précise que la participation se poursuit et qu'elle continuera pendant toute la durée du projet.

La source ii) fait ressortir que plusieurs groupes autochtones ont soulevé des questions ou des préoccupations concernant l'intégrité du pipeline, les possibilités d'emploi, la destruction possible de plantes médicinales en cas de rejet, les ressources patrimoniales et le risque de contamination des voies d'eau.

Demande Donnez une mise à jour du résumé des activités de participation autochtone pour les activités de consultation survenues depuis le 6 novembre 2012; précisez comment les questions et préoccupations susmentionnées ont été abordées, et comment Enbridge planifie de faire face aux préoccupations restantes.

Réponse La participation d'Enbridge avec les collectivités autochtones, encadrée par la Politique autochtone, se poursuit depuis la soumission de la demande de projet, le 29 novembre 2012. Des copies de la demande déposée à l'ONÉ et les documents y afférents ont été envoyés aux organisations des Premières nations et Métis en décembre 2012, et des activités de suivi ont été effectuées au début de 2013 avec les organisations contactées, y compris les cinq groupes de Premières nations et Métis supplémentaires identifiés par l'ONÉ. Depuis le 19 mars 2013, aucune préoccupation propre au Projet n'a été présentée à Enbridge.

Enbridge continue de prendre en compte les préoccupations plus générales soulevées par les collectivités autochtones portant sur l'exploitation et l'industrie, notamment la sécurité et l'intégrité des pipelines et les interventions d'urgence, des questions sur lesquelles nous nous engageons à poursuivre les discussions. En outre, Enbridge travaille à créer des occasions de participation économique au Projet.

Veillez vous reporter à l'Annexe 1 de la DR 1.20 de l'ONÉ.

Questions techniques

1.21 *Travaux d'excavation et de réparation*

Source Dépôt A3D7J4 : Annexe 7 – Évaluation technique de l'intégrité du pipeline, tableaux 3-4 à 3-6 (Adobe page 20 de 96).

Préambule Dans la source, Enbridge indique le nombre, le type et les méthodes de réparation découlant de l'utilisation des plus récents outils d'inspection interne, de Montréal à North Westover. Ces tableaux semblent toutefois comporter des disparités.

Par exemple, la rangée sur les bosselures au tableau 3-4 comprend 9 réparations de manchon, 5 nouveaux revêtements et 2 découpes, mais affiche un nombre total de 14.

Demande Confirmez l'exactitude des données des tableaux 3-4 à 3-6 et expliquez l'incohérence dans l'exemple ci-dessus.

Réponse La colonne Total des tableaux 3-4, 3-5 et 3-6 contient la somme des colonnes Réparation de manchons et Revêtement. Les découpes indiquées ont été effectuées après les réparations à la conduite principale et n'ont donc pas été ajoutées une seconde fois à la colonne Total de ces tableaux.

À la suite des résultats du programme de remise en état, une enquête de suivi a révélé qu'une découpe a été ajoutée par erreur au tableau du PC au CH (Tableau 3-5), alors que la découpe s'est produite au tronçon du TM au PC et aurait dû être ajoutée au Tableau 3-4. Les tableaux 3-4 et 3-5 ont été révisés afin de consigner correctement ces données. Prière de vous reporter à l'Annexe 1 de la DR 1.21 de l'ONÉ.

1.22 Inspection interne

- Source**
- i) Dépôt A3D7J4 : Annexe 7 – Évaluation technique de l'intégrité du pipeline, tableau 3-3 (Adobe page 17 de 96).
 - ii) Dépôt A3D7J4 : Annexe 7 – Évaluation technique de l'intégrité du pipeline, tableau 4-1 (Adobe page 26 de 96).

Préambule Dans la source i), Enbridge a fourni un dossier sommaire des inspections internes à partir de la station de North Westover jusqu'à Montréal.

Dans la source ii), Enbridge a fourni un dossier sommaire de la dégradation du métal (inspections internes) de North Westover à Montréal.

Il semble y avoir des disparités entre les tableaux 3-3 et 4-1. Par exemple, certaines données (l'année ou la description, ou les deux) changent d'un tableau à l'autre.

Demande Confirmez que les données présentées dans les tableaux 3-3 et 4-1 sont exactes.

Réponse Les données des tableaux 3-3 et 4-1 ont été revues, et plusieurs modifications ont été apportées. Veuillez vous reporter à l'Annexe 1 de la DR 1.22 de l'ONÉ.

Les changements suivants ont été apportés au tableau 3-3 :

- 1986 : ajout de Tubescope PFM (comme l'indique le Tableau 4-1)
- 1988 : du PC au PH remplacé par du PC au TM (erreur de référence de la station)
- 2003 : année corrigée pour 2003 (le tableau indiquait précédemment 2004)
- 2007 : outil MPUS remplacé PFM (un contrôle de la PMF a été effectué et les résultats ont été utilisés pour compléter les données de la MPUS de 2005 comme l'indique le Tableau 4-1)

Les changements suivants ont été apportés au tableau 4-1 :

- 2000 : ajout du passage de l'outil MPUS GE-P11 au tronçon du TM au PC (comme l'indique le Tableau 3-3)
- 2002 : ajout du passage de l'outil MPUS GE-P11 au tronçon du PC au PH (comme l'indique le Tableau 3-3)
- 2003 : année corrigée pour 2003 (le tableau indiquait précédemment 2004)

1.23 *Évaluation déterministe de la durée de vie restante*

Source Dépôt A3D7J4 : Annexe 7 – Évaluation technique de l'intégrité du pipeline (Adobe page 81 de 96).

Préambule Dans la source susmentionnée, la figure 4.46 présente l'évaluation déterministe de la durée de vie restante pour les anomalies décelées par détection ultrasonique de fissures qui ont été signalées relativement à la canalisation 9 de North Westover à Montréal. Enbridge a affirmé que ses programmes d'excavation précédents ont réussi à atténuer 127 des 155 anomalies (82 %) qui pourraient atteindre des dimensions critiques, selon la pression maximale d'exploitation sur les lieux, au cours des 10 prochaines années.

Cette atténuation de 127 des 155 anomalies n'est pas clairement représentée à la figure 4.46. De plus, Enbridge a employé l'expression « pression maximale d'exploitation sur les lieux ». Le sens contextuel de cette expression doit être clarifié pour indiquer s'il s'agit de la pression maximale d'exploitation réduite volontairement par Enbridge ou de la pression maximale d'exploitation approuvée par l'Office, ou encore d'une autre valeur de pression.

Demande Prière de fournir les renseignements suivants :

- a) Une démarche étape par étape montrant comment Enbridge a obtenu les chiffres 127 et 155.
- b) Une clarification du sens de l'expression « pression maximale d'exploitation sur les lieux » employée par Enbridge.

Réponse a) a) Les chiffres 127 et 155 ont été inclus par inadvertance dans le rapport. Les chiffres corrects sont 107 et 135 respectivement. Le chiffre 135 se rapporte au nombre total d'éléments relevés entre North Westover et Montréal pouvant atteindre des dimensions critiques au cours des 10 prochaines années. Le chiffre 107 se rapporte au nombre total d'éléments ayant été atténués sur les 135 relevés précédemment. Les chiffres ont été calculés selon la procédure présentée à la section 4.3.8 de l'évaluation technique de l'intégrité du pipeline.

Le paragraphe sous la figure 4.46 à la page 81 de 96 (Adobe) doit se lire comme suit :

« Comme le montre la figure 4.46, les programmes d'excavation d'Enbridge précédents ont réussi à atténuer 107 des 135 éléments censés atteindre des dimensions critiques, selon la pression maximum d'exploitation au site, au cours des 10 prochaines années. »

Les barres bleues de la figure 4.46 montrent le nombre total d'anomalies pour la durée de vie restante de chaque intervalle. Dans ce cas, le chiffre 135 est obtenu en additionnant les chiffres représentés par les deux barres bleues à l'extrême

gauche du graphique, c'est-à-dire, 131 (représente tous les éléments qui atteindront des dimensions critiques avant l'inversion) plus 4 (représente les éléments qui ont une durée de vie restante de 5 à 10 ans), pour un total de 135 éléments. Les barres rouges représentent le nombre d'éléments non excavés comme un sous-ensemble du total. Le chiffre 107 est obtenu en additionnant le chiffre 25 (les éléments non excavés qui atteindront des dimensions critiques avant l'inversion) et le chiffre 3 (les éléments non excavés qui ont une durée de vie restante de 5 à 10 ans), et en soustrayant ce total de 28 éléments non excavés du nombre total d'éléments, soit 135, on obtient un total de 107 éléments atténués.

Veillez vous reporter à l'Annexe 1 de la DR 1.23(a) de l'ONÉ pour une copie de la figure 4.46 qui présente les parties pertinentes du graphique dans le calcul des chiffres 107 et 135.

- b) La « pression maximale d'exploitation au site » représente l'ensemble de données des cycles de pression du trimestre d'exploitation le plus grave (en matière de cycles de pression) depuis la dernière inspection pour chaque tronçon de la canalisation 9B. Pour chaque emplacement de défaillance, le calcul de la pression maximale d'exploitation au site tient compte de l'élévation et du gradient hydraulique. Ces données de cycles de pression sont utilisées pour prévoir les effets des cycles de pression sur les défauts pendant diverses périodes.

1.24 Gestion de la corrosion

- Source**
- i) Dépôt A3D7J7 : Annexe 8 – Évaluation technique de l'intégrité des installations, section 3.5 (Adobe page 18 de 23).
 - ii) Dépôt A3D7J4 : Annexe 7 – Évaluation technique de l'intégrité du pipeline, section 4.2 (Adobe pages 22-51 de 96).
 - iii) CSA Z662-11 – Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz, section 10.10.2 – Imperfections de corrosion dans les tuyaux, page 208.

Préambule Dans la source i), Enbridge a mentionné qu'à chaque endroit inspecté de North Westover à Montréal, l'épaisseur de la corrosion interne se situait entre 0 % et 30 % de l'épaisseur de la paroi, ce qui ne requiert pas de remplacement ni de réparation d'après la norme CSA Z662-11, section 10.10.2. À chaque point d'inspection externe des installations, l'épaisseur de la corrosion externe variait entre 0 % et 15 % de l'épaisseur de la paroi, ce qui ne nécessite pas non plus de remplacement ni de réparation d'après la norme CSA Z662-11, section 10.10.2.

Dans la source ii), Enbridge a fait part de ses programmes de prévention, de surveillance et d'atténuation de la dégradation du métal. Enbridge a fourni certaines évaluations relatives à la corrosion interne et externe de la canalisation 9B, aux critères d'excavation, au rapport de pressions de rupture, à la pression de défaillance prévue de la dégradation du métal, à la répartition de l'épaisseur de la dégradation du métal, à la gravité prévue de l'épaisseur, aux intervalles de réévaluation du pressions de rupture et de l'épaisseur, etc.

La section 10.10.2 de la norme CSA Z662-11 – Imperfections de corrosion dans les tuyaux, renferme les exigences pour la gestion de la corrosion interne et externe des pipelines. Enbridge a fait référence de façon générale à cette section sans préciser dans quelle mesure les clauses et conditions de la section 10.10.2 de la norme CSA Z662-11 s'appliquent aux installations de la canalisation 9B. De plus, Enbridge n'a pas fourni de résultats détaillés correspondant à l'évaluation des imperfections de corrosion interne et externe.

Demande Prière de fournir les renseignements suivants :

- a) Une description des exigences de la section 10.10.2 de la norme CSA Z662-11 qui s'appliquent à la gestion de la corrosion interne et externe, effectuée par Enbridge, pour le pipeline et les installations de la canalisation 9, ainsi qu'une explication de la façon dont Enbridge répondra à chacune de ces exigences;
- b) Une évaluation correspondante des imperfections de corrosion interne et externe pour le pipeline et les installations de la canalisation 9, tel que l'exige la norme CSA Z662-11. Prière d'inclure à cette évaluation un exposé sur les pressions de rupture, la pression de défaillance prévue de la dégradation du métal, la répartition de l'épaisseur de la dégradation du métal, la gravité prévue de

l'épaisseur ainsi que les intervalles de réévaluation des pressions de rupture et de l'épaisseur.

- Réponse** a) Les inspections du pipeline sont effectuées régulièrement à l'aide de technologies d'inspection interne pour détecter les imperfections. En ce qui concerne les installations, l'inspection interne n'est pas possible en général, donc les inspections d'évaluation directe sont effectuées en fonction de l'évaluation des menaces.

Là où des imperfections ont été relevées au moyen des inspections du pipeline et des installations de la canalisation 9B, Enbridge a effectué des évaluations de la corrosion interne et externe, conformément à la section 10.10.2. de la norme CSA Z662-11.

Enbridge répond à toutes les exigences des clauses d'examen non destructif sur le terrain de la section 10.10.2 de la norme CSA Z662-11 comme suit :

- 10.10.2.1 : La conduite mise à nu est nettoyée au jet de sable conformément à la norme SSPC-SP5 (Society for Protective Coatings – White Metal Blast Cleaning) avant l'inspection. L'Annexe 1 de la DR 1.24(a) de l'ONÉ, où T représente l'épaisseur de la paroi de la conduite, illustre de quelle façon la longueur axiale et la profondeur maximale de la zone corrodée est déterminée.
- 10.10.2.2 : Toutes les zones de corrosion interne et externe présentant une profondeur de > 10 % sont évalués conformément aux clauses 10.10.2.4, 10.10.2.5, 10.10.2.6 et 10.10.2.7.
- 10.10.2.3 : Enbridge n'a pas recours à la corrosion admissible pour déterminer si une imperfection est acceptable. Enbridge a recours aux méthodes décrites dans les clauses 10.10.2.2, 10.10.2.4 et 10.10.2.5 pour évaluer la corrosion.
- 10.10.2.4 : Toutes les zones attaquées par la corrosion présentant des fissures sont traitées comme des défauts et réparées. Toutes les zones, attaquées par la corrosion liée à une soudure ou à une zone affectée par la chaleur et présentant une épaisseur de la perte de métal de ≥ 50 % de l'épaisseur nominale de la paroi sont réparées.
- 10.10.2.5 : Les profondeurs maximales de perte de métal de toutes les zones corrodées sont comparées aux tableaux des limites tolérables de longueur déterminée, comme le précise la norme ASME B31G (Pipeline Defect Assessment Calculation). Les éléments dépassant les limites fixées dans ces tableaux sont évalués selon la méthode de surface utile RSTRENG pour déterminer la pression de rupture.
- 10.10.2.6 : La pression de rupture pour un tuyau contenant une zone corrodée est déterminée en utilisant la méthode de surface utile RSTRENG ou la méthode 0,85-dL énoncée dans la présente clause.

- 10.10.2.7 : Les zones corrodées nécessitant des réparations selon les critères énoncés aux clauses 10.10.2.2, 10.10.2.4 ou 10.10.2.5 sont réparées. Lorsque cela est possible, les éléments déterminés comme n'exigeant pas de réparation sont nettoyés et recouverts afin d'arrêter la croissance de la corrosion. Il est attendu, de manière prudente, que les défauts de corrosion interne continueront à connaître une croissance de corrosion, et un critère de réparation de profondeur plus conservateur est utilisé (reportez-vous au Tableau 4-2 de l'évaluation technique de l'intégrité des pipelines).

b) **Pipeline**

Aux endroits où des imperfections ont été trouvées, Enbridge a évalué les éléments de corrosion internes et externes pour la canalisation 9 conformément à la procédure établie à la réponse 1.24(a), et tous les éléments considérés comme nécessitant une réparation ont été réparés en conséquence. Le processus d'Enbridge satisfait ou dépasse les exigences de la section 10.10.2 de la norme CSA Z662-11. Les résultats de l'évaluation de la corrosion interne et externe de la canalisation 9B ont été intégrés à l'évaluation technique de l'intégrité des pipelines (l'ET du pipeline).

L'ET du pipeline a pris en compte des facteurs tels que le rapport de pression de rupture (voir la section 4.2.2.2), la pression de rupture des pertes de métal prévue (voir la section 4.2.3.3), la répartition de profondeur des pertes de métal (voir la section 4.2.3), ainsi que la gravité prévue des profondeurs futures et les intervalles de réévaluation (voir la section 4.2.8).

Installations

Aux endroits où des imperfections ont été trouvées, Enbridge a évalué les éléments de corrosion internes et externes pour les installations de la canalisation 9 conformément à la procédure établie à la réponse 1.24(a). Le processus d'Enbridge satisfait ou dépasse les exigences de la section 10.10.2 de la norme CSA Z662-11. Les résultats de l'évaluation de la corrosion interne et externe de la canalisation 9B ont été intégrés à l'évaluation technique de l'intégrité des installations des pipelines (l'ET des installations).

Aucun des éléments de corrosion dont il est question aux sections 3.5.1 et 3.5.2 de l'ET des installations n'a été jugée comme nécessitant des réparations selon les exigences de la section 10.10.2 de la norme CSA Z662-11. La tuyauterie des installations est évaluée de la même manière que la canalisation principale, selon la méthode décrite à la réponse 1.24(a).

Le taux de la pression de rupture a été calculé en utilisant la pression de rupture déterminée en suivant la méthode de la surface utile présentée à la section 10.10.2.6(b) de la norme CSA Z662-11. Les taux de la pression de rupture pour tous les éléments de corrosion externes et internes identifiés étaient au-dessus du critère de réparation 1.0 et n'avaient donc pas besoin d'être réparés.

La pression de rupture prévue des pertes de métal a été calculée conformément à la section 10.10.2.6(b) de la norme CSA Z662-11 en utilisant la méthode de la surface utile RSTRENG.

Les pressions de rupture prévues pour les éléments de corrosion abordés dans l'ET des installations (sections 3.5.1 et 3.5.2) correspondent à plus du double la pression de service maximale de la canalisation 9B.

Toutes les pertes de métal trouvées étaient moins graves que les critères de réparation de la section 10.10.2 de la norme CSA Z662-11. Des tronçons de tuyauterie des installations identifiés comportant 10 % ou plus de perte de paroi due à la corrosion se trouvent aux postes de Hilton et de North Westover. Le retrait de cette canalisation est prévu dans le cadre du Projet.

Enbridge procède à des inspections des installations et détermine les intervalles de réinspection en utilisant une hiérarchisation fondée sur la menace et une analyse opérationnelle. Les mesures d'atténuation pour la corrosion interne et externe continueront comme il est indiqué dans le Tableau 3-15 de l'ET des installations.

1.25 *Changement de classe d'emplacement*

- Source**
- i) CSA Z662-11 – Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz, section 10.7 – Changement de classe d'emplacement, page 203.
 - ii) Dépôt A3D7J7 : Annexe 8 – Évaluation technique de l'intégrité des installations (Adobe page 9 de 23).
 - iii) Dépôt A3D7J4 : Annexe 7 – Évaluation technique de l'intégrité du pipeline (Adobe page 83 de 96).

Préambule Dans la norme CSA Z662-11, la classe d'emplacement est définie comme une région géographique classée selon la densité de population approximative et d'autres caractéristiques qui sont prises en considération dans la conception et l'essai de pression des tuyaux à installer.

La classe d'emplacement d'un pipeline influence les coefficients de sécurité et les exigences nominales d'un pipeline. Dans la source i), la norme CSA Z662-11 porte précisément sur les modifications causées par des changements dans la densité de la population et le développement de l'emplacement.

Les installations et pipelines de la canalisation 9 ont été construits dans les années 1970. Depuis, les villes et autres zones vulnérables (terrains de jeux, aires de loisirs, théâtres en plein air, installations industrielles, etc.) se sont développées le long de l'emprise pipelinière. Un changement dans l'utilisation des terres entourant le pipeline pourrait avoir un effet sur la classe d'emplacement du pipeline existant.

Dans la source ii), Enbridge a défini, dans ses calculs de pression nominale, un facteur d'emplacement unique égal à 1, comme si toutes les installations du projet se situaient à des emplacements de classe 1, d'après la classification de la norme CSA Z662-11. Cela impliquerait qu'il n'y a eu aucun changement de classe d'emplacement le long du pipeline depuis les années 1970.

Dans la source iii), Enbridge mentionne qu'elle a réussi à réduire au minimum les dommages causés par des tiers sur son réseau pipelinier grâce à sa méthode de prévention des dommages. Lorsque la densité de la population et l'utilisation des terres le long des pipelines augmentent, le risque de dommages aux pipelines causés par des tiers augmente aussi.

Demande Prière de fournir les renseignements suivants :

- a) Une mise à jour des classes d'emplacement pour toutes les installations et sections de pipeline comprises dans ce projet de Sarnia à Montréal.
- b) Si la classe d'emplacement de certaines sections a augmenté, veuillez fournir un résumé des évaluations techniques menées par Enbridge pour démontrer que ces sections de pipeline ou d'installations satisfont à la nouvelle classe d'emplacement.

- c) Enbridge a-t-elle des statistiques disponibles pour montrer qu'elle a réussi à réduire au minimum les dommages causés par des tiers grâce à sa méthode de prévention des dommages? Si oui, donnez des cas précis s'appliquant à la canalisation 9B.

Réponse a) Le réseau de la canalisation 9 transporte du pétrole brut et est donc considéré un réseau de canalisation à faible pression de vapeur. La norme CSA Z662-11 (CSA) définit un réseau de canalisation à faible pression (FPV) comme suit :

« un pipeline transportant :

- a) des hydrocarbures ou des mélanges d'hydrocarbures à l'état liquide ou quasi liquide à pression de vapeur absolue de 110 kPa ou moins à 38 degrés Celsius, selon la méthode Reid (voir ASTM D323);
- b) des fluides polyphasiques;
- c) de l'eau d'exploitation pétrolière. »

Le tableau 4.2 de la norme CSA, facteur d'emplacement de canalisations en acier, présente un facteur (L) pour un réseau FPV de 1, quelle que soit la classe d'emplacement. Veuillez vous reporter à l'Annexe 1 de la DR 1.25(a) de l'ONÉ. La désignation d'une classe d'emplacement a pour objectif d'établir le coefficient de sécurité nécessaire à la détermination de la pression nominale de tuyaux d'acier. Pour le Projet, aucune mesure de protection supplémentaire n'est requise en raison de l'emplacement, conformément à la norme CSA. Enbridge a toujours exploité et entretenu la canalisation 9 comme un pipeline de pétrole brut (réseau FPV) et n'envisage pas de convertir la canalisation à un autre service. Enbridge exploite et entretient tous les réseaux FPV de la même façon, quelle que soit la classe d'emplacement, et donc une mise à jour des classes d'emplacements actuels pour toutes les installations et tronçons de la canalisation n'est pas nécessaire.

Enbridge s'investit dans la protection de l'environnement et des collectivités le long de la canalisation 9. Nous maintenons des plans d'intervention d'urgence, élaborés en consultation avec les organismes de réglementation et les parties prenantes concernées, qui tiennent compte des priorités régionales et des emplacements à risque élevé, notamment les principaux franchissements de cours d'eau et les zones résidentielles. Le plan d'intervention d'urgence d'Enbridge tient compte de tous les types de produits transportés sur le réseau d'Enbridge.

Enbridge a également établi des mesures préventives pour la surveillance régulière de l'emprise pipelinière pour s'assurer que les empiètements dus à la construction ou aux activités humaines en cours n'auront aucune conséquence sur l'exploitation sécuritaire du pipeline. Enbridge poursuit les activités de communication et de consultation visant à informer les municipalités et les propriétaires fonciers sur les mesures de sécurité des pipelines et à en discuter.

- b) Veuillez vous reporter à la réponse 1.25(a).
- c) En 2012, Enbridge a reçu environ 6 000 notifications par la voie du système

« One Call » concernant des activités sur l'emprise de la canalisation 9 ou à moins de 30 mètres de celle-ci. Au cours de cette même période, il y a eu zéro contact avec une canalisation, six activités non autorisées à l'intérieur de l'emprise, et cinq activités non autorisées à moins de 30 mètres de l'emprise. Enbridge est d'avis que ces chiffres démontrent le succès d'Enbridge à réduire au minimum les dommages causés par de tiers au moyen de sa méthode de prévention des dommages.

1.26 *Système d'arrêt d'urgence*

- Source**
- i) *Règlement de 1999 sur les pipelines terrestres (RPT-99)*, article 12 – Source d'énergie auxiliaire.
 - ii) CSA Z662-11 – Réseaux de canalisations de pétrole et de gaz, section 4.14.3.3, page 72.
 - iii) Dépôt A3D7I1 : Inversion de la canalisation 9B – Demande, section 7 – Ingénierie (Adobe page 38 de 54).
 - iv) Dépôt A3D7I1 : Inversion de la canalisation 9B – Demande, section 2.1.1 – Installations (Adobe page 20 de 54).

Préambule La source i) mentionne l'exigence d'une source d'énergie auxiliaire pour les stations de compression et de pompage.

La source ii) comprend les exigences de base relatives au système d'arrêt d'urgence. Cela inclut les exigences suivantes pour tout système d'arrêt d'urgence :

- doit permettre de contourner et d'isoler la station, mais l'alimentation en combustible vers le matériel auxiliaire des stations peut être maintenue;
- doit pouvoir être actionné à l'aide d'au moins un bouton-poussoir manuel.

Dans la source iii) Enbridge s'engage à respecter le RPT-99 et la norme CSA Z662-11. Cependant, des parties des stations de pompage visées par le projet ont été construites avant l'élaboration du RPT-99 et de la norme CSA Z662-11; il se peut donc que l'équipement en place ne suffise plus pour les nouvelles tâches proposées.

Dans la source iv) Enbridge énumère l'équipement qui doit être installé, remplacé et modifié pour le projet. Enbridge ne semble pas mentionner de source d'énergie auxiliaire existante ou proposée, comme l'exige l'article 12 du RPT-99; elle n'inclut pas non plus l'équipement qui serait requis pour avoir un système d'arrêt d'urgence conforme à la section 4.14.3.3 de la norme CSA Z662-11.

Demande Prière de fournir les renseignements suivants :

- a) Une confirmation du fait que toutes les stations visées par ce projet, de Sarnia à Montréal, ont 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 la section 4.14.3.3 de la norme CSA Z662-11;
- b) Une description des sources d'énergie auxiliaire de secours pour chaque station;
- c) Une description des moyens utilisés pour contourner et isoler chaque station.

Réponse a) Toutes les stations et tous les terminaux visés par le Projet ont un système d'arrêt d'urgence conforme à la section 4.14.3.3 de la norme CSA Z662-11. 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.

Enbridge s'assurera, avant la date de mise en service du Projet, d'équiper ses installations de la canalisation 9 de Sarnia à Montréal d'une source d'énergie auxiliaire permettant d'isoler les stations et de commander les vannes de contournement en cas d'urgence conformément à l'article 12 du RPT-99 et à la section 4.14.3.3 de la norme CSA Z662-11. Enbridge est actuellement en voie d'installer des boutons-poussoirs d'arrêt d'urgence à ces installations. Il est prévu que ces boutons-poussoirs seront mis en service avant la date de mise en service du Projet. Ces travaux seront effectués en conformité avec la *Réglementation des activités d'exploitation et d'entretien des pipelines* de l'Office.

- b) Les systèmes de contrôle et le SCADA qui font partie intégrante des systèmes d'arrêt d'urgence aux terminaux et aux stations de pompage, de Sarnia à Montréal, disposeront de systèmes industriels de source d'énergie auxiliaire ininterrompue exclusifs. Une alimentation auxiliaire triphasée est requise pour l'isolation de la station et la fonction d'urgence de la vanne de contournement en cas de panne de l'alimentation principale. La source d'énergie auxiliaire sera un ASI ou un groupe électrogène de secours, selon ce qui répond le mieux aux besoins des installations respectives.

La taille du groupe électrogène sera confirmée au cours des semaines à venir. L'unité sera contenue dans un caisson acoustique qui convient à une installation extérieure.

Ces travaux seront réalisés conformément à la *Réglementation des activités d'exploitation et d'entretien des pipelines* de l'Office.

- c) Afin d'isoler une station en cas d'urgence, il faut d'abord fermer la vanne d'aspiration de la station (VAS) et la vanne de refoulement de la station (VRS), puis ouvrir la vanne de contournement. Ces trois vannes sont motorisées et contrôlées par des démarreurs réversibles à pleine tension situés au centre de commande des moteurs dans le bâtiment du matériel électrique. Aux terminaux, seul la VAS doit être fermée.

Aux fins de conformité avec l'article 12 du RPT-99, les moteurs de la VAS, de la VRS et de la vanne de contournement et les démarreurs correspondants de toutes les installations du Projet disposeront d'une source d'énergie auxiliaire comme il est mentionné à la réponse 1.26(b). La configuration de système proposée est présentée à l'Annexe 1 de la DR 1.26(c) de l'ONÉ.

Ces travaux seront réalisés conformément à la *Réglementation des activités d'exploitation et d'entretien des pipelines* de l'Office.

1.27 *Système de gestion de l'intégrité*

Source Dépôt A3D7J4 : Annexe 7 – Évaluation technique de l'intégrité du pipeline, section 3.4.2 – Fuites et ruptures (Adobe page 16 de 96).

Préambule Dans la source, Enbridge affirme que la canalisation 9 de Montréal à North Westover a subi au total 12 fuites et une rupture de la canalisation principale depuis la construction initiale, qui a eu lieu entre 1978 et 2005. Le tableau 3-2 renferme la liste de ces incidents et de leurs causes respectives. Toutefois, Enbridge n'a pas donné d'information sur l'existence de toute corrélation entre les causes profondes de ces défaillances et le système de gestion de l'intégrité des pipelines d'Enbridge.

Demande Prière de fournir les renseignements suivants :

- a) Un exposé sur la possibilité que ces fuites et ruptures soient attribuables à des anomalies ou problèmes d'intégrité connus. Si oui, dressez une liste de ces défaillances de même que l'historique.
- b) Un exposé sur les événements connus entourant les causes de dommages mécaniques, bosselures et dommages causés par des tiers.

Réponse a) Certaines fuites du pipeline indiquées au Tableau 3.2 de l'évaluation technique de l'intégrité du pipeline se sont produites à des emplacements où un élément de bosselure avait été relevé auparavant au moyen d'une inspection interne, plus précisément au moyen des technologies de compas, de géométrie et de détection des déformations. Ces fuites du pipeline ont précédé l'inspection au moyen d'outils de détection interne des fissures.

Un résumé et une explication de ces éléments sont fournis à l'Annexe 1 de la DR 1.27(a) de l'ONÉ.

Prière de vous reporter à l'Annexe 1 de la DR 1.27(a) de l'ONÉ pour un résumé et une description des fuites attribuables à des anomalies ou à des problèmes d'intégrité connus. Prière de vous reporter à l'Annexe 1 de la DR 1.27(b) de l'ONÉ pour un résumé et une description des événements connus entourant les causes des fuites non relevées au préalable par les inspections d'intégrité.