

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

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

Réponse d'Enbridge à la demande de renseignements n° 1 de Les Citoyens au Courant

PROLOGUE :

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

2. Les retombées commerciales possibles du projet proposé :

Demande : 2.1 Précisez les avantages économiques et commerciaux directs de ce projet (c'est-à-dire les retombées commerciales en dollars/année et le nombre d'emplois fixes à temps plein) dans la région entre Sainte-Justine de Newton et Pointe-Fortune (Vaudreuil-Soulanges).

Réponse : 2.1 [Traduction] Prière de consulter la pièce jointe 1 à la DR 1.4a de Stratégies Énergétiques. L'analyse des retombées socioéconomiques du Projet n'a pas été effectuée de manière aussi détaillée.

Demande : 2.2 Les travaux d'entretien et de réparations (excavation) ainsi que les travaux de supervision sont-ils effectués par une entreprise locale pour notre région? Si oui, de quelle entreprise s'agit-il?

Réponse : 2.2 [Traduction] Les travaux de fouilles d'intégrité sont effectués par les entreprises Robert B. Somerville Co. Limited et Construction SIMDEV.

3. Le caractère approprié du tarif des règles et règlements ainsi que de la méthode de tarification proposée :

Demande : 3.1 [Traduction] Si le pipeline transporte un cocktail chimique qui dilue le bitume pour le transport, alors pourquoi la méthode de tarification continue-t-elle de définir le produit comme du pétrole brut lourd?

Réponse : 3.1 [Traduction] Toutes les substances qui seront transportées par le pipeline seront considérées comme du « pétrole », selon la définition de la *Loi sur l'office national de l'énergie*.

Demande : 3.2 [Traduction] Le passage du pétrole brut au bitume dilué influence-t-il la dépréciation réclamée par Enbridge sur ses actifs matériels (le pipeline de la canalisation 9B)?

Réponse : 3.2 [Traduction] Non.

Préambule : 3.3 [Traduction] La section 16 du projet de tarif et des règlements énonce qu'Enbridge ne transportera pas de pétrole qui fait l'objet d'un litige.

Demande : 3.3 [Traduction] Cet énoncé vise-t-il aussi la contestation constitutionnelle (Traité 6) sur les effets cumulatifs de l'exploitation des sables bitumineux intentée par la Nation crie de Beaver Lake contre la province de l'Alberta? (Lameman c. Alberta, 2013 ABCA 148)

4. Les effets environnementaux et socioéconomiques potentiels du projet proposé, y compris ceux causés par les accidents ou défaillances pouvant survenir, et les effets environnementaux cumulatifs éventuels que sa (9B) réalisation est susceptible de causer :

Demande : 4.1 [Traduction] Existe-t-il des ententes écrites concernant le coût et le paiement du nettoyage en cas de déversement, peu importe l'endroit entre Sainte-Justine-de-Newton et Pointe-Fortune ainsi que sous la rivière des Outaouais?

Réponse : 4.1 [Traduction] Non. Prière de se reporter à la réponse de la DR 1.j.1.1 de l'Office de protection de la nature de Toronto et de la région.

Demande : 4.2 [Traduction] Sont-elles suffisantes et garanties?

Réponse : 4.2 [Traduction] Sans objet.

Demande : 4.3 [Traduction] Comportent-elles des dispositions pour la réhabilitation de la faune et le nettoyage?

Réponse : 4.3 [Traduction] Sans objet.

Demande : 4.4 [Traduction] Veuillez fournir des copies de toutes les ententes.

Réponse : 4.4 [Traduction] Sans objet.

Demande : 4.5 Est-ce que vous partagez les résultats de vos études de l'état de la canalisation 9B de 2012-2013 avec nos municipalités?

Réponse : 4.5 [Traduction] Enbridge transmettra les résultats des passages de l'outil d'inspection interne aux propriétaires de terres et aux municipalités touchés.

Préambule : Sur le site du gouvernement du Québec : « Peu importe la quantité, les hydrocarbures perturbent l'équilibre écologique et sont très nocifs pour nos écosystèmes (faune et flore). »

Référence :

http://www.mddep.gouv.qc.ca/jeunesse/sais_tu_que/2012/0312-petrole.htm

Demande : 4.6 Quelle quantité de pétrole votre oléoduc peut-il perdre sans que

vous le sachiez (fuite lente)?

Réponse : 4.6 [Traduction] La quantité de pétrole que l'on perd avant la détection dépend des conditions de la fuite, comme la vitesse d'écoulement, la méthode de détection et l'emplacement de la fuite. Veuillez consulter la réponse à la DR 3.10.c. de l'ONÉ pour obtenir une description de la sensibilité du système de surveillance computationnelle du pipeline.

Demande : 4.7 Combien de temps peuvent durer ces fuites sans que vous vous en rendiez compte (exemple dans votre historique)?

Réponse : 4.7 [Traduction] Bien qu'il ne soit pas toujours possible de détecter immédiatement la présence de très petites fuites en raison de facteurs comme la précision et la fidélité des instruments, les fuites de plus grand volume sont détectées par les systèmes de détection des fuites en temps réel qui assurent en tout temps la surveillance du pipeline. Les très petites fuites sont censées être détectées par l'inspection interne à haute résolution par ultrasons avant une défaillance ou à l'aide d'un outil d'inspection interne acoustique.

Les opérateurs de notre centre de contrôle d'Edmonton surveillent le réseau de pipelines d'Enbridge, y compris la canalisation 9, 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7. S'il constate un indice quelconque laissant soupçonner une fuite, y compris une odeur d'hydrocarbure signalée par le public, l'opérateur fermera la canalisation et l'isolera à l'aide des vannes contrôlées à distance situées à proximité de la fuite potentielle.

Demande : 4.8 Ces fuites peuvent-elles contaminer des puits, des nappes phréatiques et des aquifères sur une longue période?

Réponse : 4.8 [Traduction] La probabilité de contamination des eaux souterraines dépendrait de plusieurs variables propres à l'incident et au site, entre autres le volume et le type de produit déversé, le lieu de l'incident, la période de l'année, les conditions climatiques au moment de l'incident et les conditions hydrogéologiques propres au site (par ex. la profondeur de la nappe phréatique, le débit des eaux souterraines). Dans certaines circonstances, une fuite de pétrole brut pourrait entraîner la contamination de la partie supérieure des zones où coulent des eaux souterraines.

Si une contamination des eaux souterraines survenait, Enbridge

suivrait le Guide sur le processus de réhabilitation de l'ONÉ et collaborerait avec l'ONÉ, le propriétaire foncier et les intervenants compétents pour mettre sur pied un plan d'assainissement.

Demande : 4.9 Même dans le cas d'un incident mineur, prenez-vous des mesures pour remettre les lieux à l'état dans lequel ils étaient avant l'incident?

Réponse : 4.9 [Traduction] Oui, toutes les fuites sont nettoyées afin de satisfaire aux exigences réglementaires ou de les dépasser. Les terres sont remises à l'état dans lequel elles étaient avant l'incident.

Préambule : Sur le site de Santé Canada, on peut apprendre davantage sur la toxicité du benzène et sur ses effets sur l'environnement. L'exposition à long terme, chez les espèces les plus sensibles (grenouilles, poissons) aura des effets de toxicité aiguë. On ne dispose pas de données sur les effets dus à l'exposition chronique. Le seuil sécuritaire est assez bas, on parle d'un seuil d'effet estimé de 185 µg/L pour les espèces les plus sensibles.

Référence :

http://www.hc-sc.gc.ca/ewh-semt/pubs/contaminants/psl1-lsp1/benzene/benzene_3-fra.php

Demande : 4.10 Est-ce que le benzène, s'il y a fuite, voyage sur une longue distance dans le sol s'il se mélange avec les eaux souterraines? Est-ce que le benzène peut se retrouver dans une nappe phréatique suite à une fuite?

Réponse : 4.10 [Traduction] Le benzène est un composant mineur du pétrole brut et des produits raffinés (y compris l'essence et le diesel). Il est possible de le détecter dans les eaux souterraines lorsque celles-ci sont contaminées par une fuite. Habituellement, le benzène n'est pas transporté sur de longues distances dans le sous-sol, car il est sensible à la volatilisation et à la biodégradation, ce qui limite les distances potentielles de déplacement dans les eaux souterraines.

Dans l'éventualité peu probable d'une fuite, les premières mesures d'urgence et d'assainissement d'Enbridge consisteront à confiner et à récupérer rapidement le produit déversé et à atténuer les répercussions sur la santé humaine et l'environnement.

Préambule : Plus de 60 % des ménages de la zone du Bassin Versant de Vaudreuil-Soulanges sont approvisionnés en eau souterraine et peu de données sont

actuellement disponibles sur cette ressource.

Référence : <http://www.cobaver-vs.org/dossiers-et-projets> <https://docs.google.com/file/d/0B40Exncdu-iWUGN0ZGFJsk1NdzQ/edit>

Un déversement ou une fuite lente du pipeline 9B aura un impact majeur sur l'approvisionnement en eau de la population et de nos industries et de nos commerces.

Demande : 4.11 Avez-vous des données sur les eaux souterraines des bassins versants de la région de Vaudreuil-Soulanges (composition de l'eau, cheminements des eaux souterraines, zones de recharges de l'aquifère à nappe captive, etc.)?

Réponse : 4.11 [Traduction] Dans l'éventualité peu probable d'une fuite, Enbridge déploiera rapidement les ressources spécialisées et prêtes à intervenir, qui auront tous les outils à leur disposition pour recueillir rapidement des renseignements précis sur les eaux souterraines dans la zone où la fuite s'est produite.

Prière de se reporter à la réponse de la DR 1.f.iii de l'Office de protection de la nature de Toronto et de la région.

Demande : 4.12 Avez-vous des moyens de tester les eaux souterraines pour éventuellement détecter la présence d'hydrocarbures et autres produits pouvant émerger du pipeline?

Réponse : 4.12 [Traduction] Des puits de surveillance des eaux souterraines sont utilisés pour surveiller les niveaux des eaux souterraines et la qualité de celles-ci.

Demande : 4.13 Avez-vous envisagé ce type d'échantillonnage dans vos mesures « préventives »?

Réponse : 4.13 [Traduction] Enbridge procédera à une surveillance constante et préventive des eaux souterraines aux postes et terminaux. Les programmes de surveillance des eaux souterraines sont une pratique courante de l'industrie aux emplacements où se trouve une concentration d'équipements et d'activités.

Demande : 4.14 Seriez-vous intéressés à intégrer la méthode d'un échantillonnage à

fréquence régulière des eaux souterraines des régions « critiques » (où le pipeline traverse des zones de recharge et/ou les puits et/ou les rivières)?

Réponse : 4.14 [Traduction] La surveillance proactive des eaux souterraines le long de l'emprise d'Enbridge n'est pas une méthode efficace pour détecter les problèmes d'eaux souterraines découlant de l'exploitation des pipelines. La surveillance des eaux souterraines ne permettrait pas, en pratique, de déceler les problèmes potentiels dans des délais raisonnables. Le temps écoulé entre le suivi des événements (généralement quelques mois) et la faible vitesse d'écoulement des eaux souterraines (moins d'un mètre par année en général) pourrait causer un important délai entre la survenance de l'incident ou de la fuite et la détection potentielle par l'entremise d'un programme préventif de surveillance des eaux souterraines.

Pour surveiller le pipeline, Enbridge utilise une technologie de détection des fuites de pointe, qui est mieux adaptée à la surveillance des régions « critiques ». Prière de consulter la réponse à la DR 3.10.c de l'ONÉ pour obtenir une description du système de détection des fuites d'Enbridge.

5. La conception technique du projet proposé :

Demande : 5.1 Selon des rapports de citoyens dans la région, il y a déjà eu des fuites entre Sainte-Justine-de-Newton et Pointe-Fortune. Est-ce que Enbridge peut nous en dire plus?

Réponse : 5.1 [Traduction] Enbridge n'a jamais connu de problèmes de fuites dans la zone mentionnée. Prière de se reporter à la réponse de la DR 1.8.de l'Ontario pour obtenir une liste des fuites survenues sur la canalisation 9. On trouve parfois des substances organiques luisantes dans les champs des fermes que l'on peut prendre facilement à tort pour un hydrocarbure.

Demande : 5.2 Est-ce que la section de l'oléoduc qui passe en dessous de la rivière des Outaouais à Pointe-Fortune a été examinée par des plongeurs sous-marins? Si oui, quels étaient les raisons et les résultats de cet examen?

Réponse : 5.2 [Traduction] La totalité de la canalisation 9 est soumise à une inspection interne. Prière de se reporter à la partie 4 de l'évaluation technique du pipeline pour obtenir des renseignements détaillés sur la gestion d'intégrité de la canalisation 9B. Prière de consulter également la réponse de la DR 3.12 de l'ONÉ.

Enbridge inspecte les franchissements des rivières navigables tous les cinq ans. La rivière des Outaouais a été inspectée pour la dernière fois en août 2012. Enbridge vérifie s'il y a des conduites à découvert et des obstructions (débris, roches, ancrs de bateaux, etc.), et inspecte la profondeur de la couverture ainsi que l'état général du lit et des berges de la rivière. Nous n'avons observé aucun problème lors de la dernière inspection.

Demande : 5.3 Quelles sont les données utilisées (prises de l'examen avec le cochon) pour déterminer où se passeraient les 166 excavations prévues sur la ligne 9B au Québec? Pourquoi ces endroits précisément?

Réponse : 5.3 [Traduction] Les excavations de la canalisation 9B sont le résultat de l'analyse des inspections internes menées en 2012-2013. Ces inspections s'appuient sur les critères énoncés dans la partie 4 de l'évaluation technique du pipeline.

Prière de se reporter à la réponse de la DR 3.12 de l'ONÉ.

Préambule : Vous affirmez que la durée de vie d'un oléoduc est éternelle.

Référence :

<http://argent.canoe.ca/nouvelles/enbridge-veut-rassurer-la-population-25042013>

Demande : 5.4 Soutenez-vous officiellement qu'un oléoduc ait une durée de vie éternelle?

Réponse : 5.4 [Traduction] Les pipelines sont conçus pour durer longtemps. Un entretien régulier permet de leur donner une durée de vie illimitée.

Demande : 5.5 Si non, quelle est la durée de vie de l'oléoduc 9B?

Réponse : 5.5 [Traduction] Prière de se reporter à la réponse de la DR 5.4 des Citoyens au courant.

Préambule : Le 6 juin 2013, suite à la découverte d'hydrocarbure sur un terrain de Saint-André d'Argenteuil, on a découvert 6 faiblesses dans le pipeline 9B sur 200 m.

Référence :

<http://www.radiocanada.ca/nouvelles/environnement/2013/06/06/001-enbridge-argenteuil-faiblesse.shtml?isAutoPlay=1>

Demande : 5.6 Comment expliquez-vous toutes les faiblesses découvertes lors de vos analyses?

Réponse : 5.6 [Traduction] Enbridge ignore les caractéristiques particulières auxquelles on fait référence dans la DR.

Prière de se reporter à la réponse de la DR 3.12 de l'ONÉ.

Préambule : Selon une ordonnance corrective du « Pipeline & Hazardous Materials Safety Administration », un changement de direction du débit peut modifier la pression hydraulique et la contrainte exercée dans le pipeline.

http://articles.chicagotribune.com/2013-04-02/marketplace/sns-rt-us-exxon-pipeline-spillbre92u002-20130330_1_pipeline-spill-u-s-pipeline-regulators-ruptured-pipeline

Demande : 5.7 Est-ce que Enbridge peut prouver le contraire?

Réponse : 5.7 [Traduction] Le programme de gestion de l'intégrité d'Enbridge a été conçu pour surveiller les conditions d'exploitation de la canalisation 9B. Il est vrai qu'un changement de débit peut influencer la demande hydraulique et les contraintes exercées sur un pipeline; ces facteurs sont abordés dans la partie 4 de l'évaluation technique du pipeline.

Préambule : À Mayflower, les valves ont été fermées en 16 minutes et l'Agence de transport américain a été capable d'estimer la quantité de pétrole déversé selon le débit (3500 à 5000 barils) entre le moment que la fuite a été détectée et l'arrêt du débit par la fermeture des valves.)

Demande : 5.8 Entre les valves à Soulanges, combien de liquide peut être contenu à tout moment (minimum et maximum) basé sur un débit de 300 000 bpj?

Réponse : 5.8 [Traduction] Le volume contenu dans le pipeline ne dépend pas du débit, ce qui signifie qu'il n'existe pas de valeur minimale ou de valeur maximale.

À Soulanges, la quantité du produit qu'un pipeline peut contenir est de 77 945 barils. Dans le tronçon où se trouve Soulanges, entre les vannes de sectionnement contrôlées à distance les plus proches, le pipeline peut contenir 113 270 barils.

Veillez noter qu'en cas d'incident pipelinier, la quantité de pétrole drainée de la section de pipeline où s'est produit l'incident représenterait une quantité beaucoup moins élevée que 113 270 barils en raison des effets de la topographie; la dénivellation naturellement en pente de la canalisation restreindrait le déversement du pétrole, de sorte que la fuite la plus importante possible dans cette partie est estimée à 9 055 barils.

Demande : 5.9 [Traduction] Compte tenu de la distance entre les valves d'arrêt et de la capacité maximale de transport de la canalisation 9B, quel serait le volume prévisible du déversement en barils si les valves étaient fermées après un délai possible entre 10 minutes et 60 minutes? Le volume approximatif d'un déversement peut être estimé, comme l'ont fait les autorités américaines à Mayflower, en se basant sur la pression et le volume.

Réponse : 5.9 [Traduction] En s'appuyant sur la capacité de production de

333 333 barils par jour, le volume potentiel de pétrole déversé, calculé uniquement selon le temps requis pour fermer les vannes et le pipeline, est de 2 315 barils (pour un délai de 10 minutes) ou de 13 890 barils (pour un délai de 60 minutes). Cette hypothèse suppose que le pompage se poursuit pendant les 60 minutes. Le volume total déversé équivaut à la somme de ce volume initial et du volume de pétrole qui se déverserait parce qu'il n'est pas isolé par l'élévation ni par les vannes contrôlées à distance, ce qui ne dépend pas du débit.

Demande : 5.10 [Traduction] Compte tenu de l'emplacement actuel des valves d'arrêt, quel serait le volume prévisible du déversement en barils dans la rivière des Outaouais, étant donné la capacité maximale de la canalisation 9B et des délais possibles (pour un délai de fermeture entre 10 minutes et 60 minutes)?

Réponse : 5.10 [Traduction] En s'appuyant sur la capacité nominale de 333 333 barils par jour, le volume potentiel de pétrole calculé qui se déverserait dans la rivière des Outaouais est de 4 950 barils (délai de 10 minutes pour fermer les vannes et le pipeline) ou de 16 515 barils (délai de 60 minutes pour fermer les vannes et le pipeline). Cette hypothèse suppose que le pompage se poursuit pendant les 60 minutes. Le volume total déversé équivaut à la somme de ce volume initial et du volume de pétrole qui se déverserait parce qu'il n'est pas isolé par l'élévation ni par les vannes contrôlées à distance, ce qui ne dépend pas du débit.

Préambule : Le rapport « B-15, Attachment 7, Pipeline Engineering Assessment, A3D7J4 » (page 40 de 96) fait mention d'un taux de corrosion « interne » annuel du pipeline entre la station de pompage de Cardinal et celle de Montréal de (0,08 mm/an), d'un taux de corrosion « externe » annuel de (0,044 mm/an) et d'une épaisseur du pipeline de (6,35 mm à 12,7 mm).

Demande : 5.11 Est-ce un taux de corrosion interne annuel « moyen » depuis 1975 (mesuré sur la période de 38 ans)?

Réponse : 5.11 [Traduction] La mesure de la vitesse de propagation de la corrosion est calculée afin de donner un aperçu de l'état d'intégrité du pipeline et faciliter le suivi et les activités de planification des mesures d'atténuation; cette mesure n'est pas censée représenter le taux déterministe réel de la détérioration du matériau de la paroi de conduite. Cette mesure est créée en tenant compte des indices

des plus profondes pertes de métal de chaque joint du pipeline, recueillis lors d'inspections internes sur la perte de métal, et fait l'objet d'une moyenne en fonction du nombre total de joints comportant une perte de métal. Les calculs tiennent compte de la date de construction et de la date de l'inspection sur la perte de métal, et utilisent des facteurs de sécurité.

Bien que cette mesure soit présentée comme une « vitesse de corrosion moyenne », il s'agit en fait de la moyenne du pire exemple de corrosion par piqûres observé au moyen de l'inspection interne, multipliée par un facteur de sécurité.

Demande : 5.12 Si oui, on obtient par calcul une épaisseur moyenne de pipeline corrodée à l'intérieur de (3,1 mm), sur une épaisseur totale de (6,35 mm), soit (49 %) de l'épaisseur totale. Est-ce exact?

Réponse : 5.12 [Traduction] Prière de se reporter à la réponse de la DR 5.11 des Citoyens au courant. Les mesures historiques de vitesse de propagation de la corrosion (« VPC ») d'Enbridge représentent une moyenne des piqûres de corrosion les plus profondes à être observées dans le pipeline et sont multipliées par un facteur de sécurité et non par les taux globaux liés à la perte de paroi.

Demande : 5.13 Selon la même hypothèse, sur 38 ans, on obtient par calcul une épaisseur moyenne de pipeline corrodée à l'extérieur de (1,7 mm), sur une épaisseur totale de (6,35 mm), soit (27 %) de l'épaisseur totale. Est-ce exact? Svp fournir les données détaillées ayant permis de déterminer ces résultats (temps de croissance de la corrosion, facteur de sécurité, etc.)

Réponse : 5.13 [Traduction] Prière de se reporter à la réponse de la DR 5.11 des Citoyens au courant ainsi qu'à la réponse de la DR 5.12 des Citoyens au courant pour en savoir plus sur l'interprétation de la moyenne des VPC. Ces données n'indiquent pas la détérioration totale de la paroi de conduite.

Demande : 5.14 Quel est le taux annuel de progression de la corrosion interne et externe actuel (en 2012-2013)?

Réponse : 5.14 [Traduction] La vitesse de propagation de la corrosion est développée et appliquée selon de petites zones de corrosion et ne constitue pas une mesure de détérioration générale de conduites ou d'amincissement général de la paroi du pipeline. Il n'y a pas de

détérioration générale des conduites ou d'amincissement général de la paroi du pipeline.

En ce qui concerne les petites zones de corrosion, les données des analyses initiales de mesure ultrasonique de la paroi de 2012 démontrent que la moyenne de la VPC externe est de 0,07 mm/an et que la moyenne de la VPC interne est de 0,05 mm/an.

Demande : 5.15 [Traduction] Veuillez indiquer l'emplacement de toutes les valves, les pompes d'injection d'agent réducteur de résistance (ARR), les systèmes de surveillance de la température et les densitomètres, s'il y a lieu, du tronçon du pipeline entre Sainte-Justine-de-Newton et la rive nord de la rivière des Outaouais.

Réponse : 5.15 [Traduction] Les valves sont situées à l'endroit où le pipeline rencontre le chemin du Petit Brûlé, le chemin des Outaouais ainsi que la route 344. Ce tronçon ne comporte aucun système de surveillance de la température, pompe d'injection ou densitomètre.

Demande : 5.16 [Traduction]

- a) Quel type de valves sont utilisées dans ce tronçon du pipeline (de Sainte-Justine-de-Newton à Pointe-Fortune et sous la rivière des Outaouais), quelles sont leurs spécifications en ce qui concerne les utilisations?
- b) Qui les fabrique?
- c) Quels types de valves sont situées où sur ce tronçon du pipeline?

Réponse : 5.16 [Traduction]

- a) Les vannes du pipeline sont de type robinet-vanne à guillotine et ont été conçues pour servir de vannes de canalisation principales.
- b) La fabrication de ces vannes est assurée par la Grove Valve and Regulator Company ou par la Daniel Valve Company.
- c) La canalisation 9 utilise les robinets-vannes à guillotine. Prière de consulter la pièce jointe 1 à la DR 2.7 de l'ONÉ (révisée) pour l'emplacement des vannes.

Demande : 5.17 [Traduction]

- a) Quels diluants seront utilisés dans les produits transportés?
- b) Veuillez fournir la fiche signalétique (FS) de chaque substance utilisée.

Réponse : 5.17 [Traduction]

- a) Les diluants habituellement utilisés par nos producteurs sont du condensat (CRW) et des pétroles bruts synthétiques légers.
- b) Tout pétrole brut répondant aux exigences du tarif peut être acheminé sur la canalisation 9B. Un échantillon représentatif des FS est fourni dans la pièce jointe 1 à la DR 5.17.b des Citoyens au courant pour chaque produit devant être transporté si le projet est approuvé. Il est à noter qu'une seule FS peut couvrir plus d'un type de pétrole brut et que plus d'un expéditeur peut transporter les divers produits pour lesquels des FS représentatives ont été fournies. Une liste des FS comportant les références croisées des types de produits auxquels elles s'appliquent est également jointe.

Demande : 5.18 [Traduction] Quel ratio diluant/bitume sera utilisé?

Réponse : 5.18 [Traduction] Le ratio dépend du diluant utilisé. Le condensat mélangé au bitume est généralement dans une proportion de 20 % à 30 % par volume (20:80 à 30:70 diluant : bitume). Les pétroles bruts synthétiques légers mélangés au bitume sont généralement dans une proportion qui est le double de celle du condensat (40:60 à 50:50).

Demande : 5.19 [Traduction]

- a) Quelle quantité de préparation d'ARR (agent réducteur de résistance) sera utilisée annuellement?
- b) Quel est l'effet cumulatif de ces quantités sur le pipeline?
- c) Y a-t-il une accumulation de sous-produits issus de la dégradation dans le pipeline?
- d) Comment la surveille-t-on?
- e) À quelle fréquence?
- f) De quelle façon cette surveillance est-elle intégrée au

programme de gestion globale du pipeline?

Réponse : 5.19 [Traduction]

- a) L'utilisation d'ARR dans la canalisation 9 dépend du débit d'extrants dans la canalisation. On envisage d'utiliser une quantité maximale de 265 000 gallons par année d'ARR.
- b) Aucun effet cumulatif n'est prévu en raison de l'addition d'ARR.
- c) Les cycles planifiés du piston racleur dans la canalisation 9B permettront d'observer, d'analyser et d'évaluer toute accumulation de produits imprévus dans le pipeline.
- d) Prière de se reporter à la réponse de la DR 5.19.c des Citoyens au courant.
- e) Au départ, chaque segment sera raclé (nettoyé) deux fois par année.
- f) L'ARR est utilisé depuis plus de 20 ans sur les pipelines de transport et est maintenant un produit standard couramment disponible. Rien ne semble indiquer (expériences publiées) que l'ARR ait un impact sur la corrosion interne. L'ARR n'est donc pas pris en considération par Enbridge dans son analyse de susceptibilité de la corrosion interne.

Préambule : *DRA preparations are "difficult to handle because they have a severe tendency to cold flow and reaggregate even at subambient temperatures. Under conditions of pressure... cold flow is even more intense and reagglomeration occurs very quickly." (U.S. Patent 6576732)*

Demande : 5.20 [Traduction] Quelle surveillance est en place quant au bon fonctionnement des pompes d'injection d'ARR?

Réponse : 5.20 [Traduction] Les pompes d'injection d'ARR sont régulées par un automate programmable industriel (« API ») qui veille à ce que la pompe fonctionne comme prévu.

Préambule : *"(non-crosslinked elastomeric) polymers ... cannot be pelletized or put into discrete form and then stored for any reasonable period of time without the materials flowing together to form large agglomerates."*

(U.S. Patent 6576732)

- Demande :** 5.21 [Traduction] Quels systèmes sont en place pour assurer un réapprovisionnement adéquat en préparation d'ARR?
- Réponse :** 5.21 [Traduction] Les composants exclusifs qui ont été inclus durant la fabrication, ainsi que le brassage syncopé automatique de l'ARR léger (agent de fluidité LP™ 1000) à l'intérieur du réservoir de stockage à plate-forme, aident à éliminer les agglomérats pendant le stockage et l'injection. L'ARR lourd (agent de fluidité EP™ 1000) ne nécessite pas l'utilisation du brassage syncopé pour éliminer les agglomérats pendant le stockage et l'injection. Après l'injection, l'ARR reste dissous en tout temps et dans chaque tronçon du pipeline. De plus, la réserve d'ARR est surveillée par Enbridge ainsi que par le fournisseur d'ARR afin d'assurer un approvisionnement adéquat en ARR.
- Demande :** 5.22 [Traduction] En combien de temps un technicien pourrait-il être sur le site pour corriger une pompe d'injection d'ARR défectueuse ou une canalisation obstruée le long du tronçon du pipeline entre Sainte-Justine-de-Newton et la rive nord de la rivière des Outaouais?
- Réponse :** 5.22 [Traduction] Il n'y a pas de sites d'injection d'ARR au Québec. Prière de se reporter à la réponse de la DR 5.19.c des Citoyens au courant.
- Préambule :** *"In general, drag reduction depends in part upon the molecular weight of the polymer additive and its ability to dissolve in the hydrocarbon under turbulent flow." (U.S. Patent 6576732, 2003)*
- Demande :** 5.23 [Traduction] En combien de temps la préparation d'ARR se dissout-elle dans le produit d'hydrocarbures à température ambiante?
- Réponse :** 5.23 [Traduction] La dissolution de l'ARR se produit dans les quelques minutes qui suivent l'injection à toute température et en toute condition de turbulence.
- Demande :** 5.24 [Traduction] À température chaude?
- Réponse :** 5.24 [Traduction] Prière de se reporter à la réponse de la DR 5.23 des Citoyens au courant.

- Demande :** 5.25 [Traduction] À température froide?
- Réponse :** 5.25 [Traduction] Prière de se reporter à la réponse de la DR 5.23 des Citoyens au courant.
- Demande :** 5.26 [Traduction] Dans des zones de turbulence?
- Réponse :** 5.26 [Traduction] Prière de se reporter à la réponse de la DR 5.23 des Citoyens au courant.
- Demande :** 5.27 [Traduction] Comment la réagglomération d'importants copolymères d'ARR (supérieurs à 5 millions C) est-elle réduite ou évitée pendant l'entreposage?
- a) Pendant l'injection?
 - b) Après l'injection dans le flux d'hydrocarbures?
 - c) Dans les zones de turbulence connues?
 - d) En aval des zones de turbulence connues?
- Réponse :** 5.27 [Traduction] a) à d) Prière de se reporter à la réponse de la DR 5.21 des Citoyens au courant.
- Demande :** 5.28 [Traduction] Quels systèmes de surveillance sont en place pour assurer une dissolution adéquate et en temps opportun de l'ARR à partir du point d'entrée à Sainte-Justine-de-Newton jusqu'à la rive nord de la rivière des Outaouais?
- Réponse :** 5.28 [Traduction] La dissolution de l'ARR se produit dans les quelques minutes qui suivent l'injection, et celui-ci reste complètement dissous dans le pétrole brut en tout temps.
- Demande :** 5.29 [Traduction] Le dosage de l'ARR est-il adapté aux températures saisonnières?
- Réponse :** 5.29 [Traduction] Les taux d'injection d'ARR sont déterminés en fonction des débits, et sont rajustés au besoin selon les études opérationnelles et selon les commentaires provenant des exploitants de pipeline.
- Demande :** 5.30 [Traduction] Quelle(s) préparation(s) d'ARR sera (seront)

utilisée(s)?

- Réponse :** 5.30 [Traduction] Enbridge propose l'utilisation d'ARR léger (agent de fluidité LP™ 1000) et d'ARR lourd (agent de fluidité EP™ 1000) qui sont fabriqués à partir d'une technologie brevetée développée par Philips Specialty Products.
- Demande :** 5.31 [Traduction] Sera-t-elle (ou seront-elles) enduite(s) d'agents de séparation? Dans l'affirmative, lequel (ou lesquels)?
- Réponse :** 5.31 [Traduction] L'agent de fluidité EP™ 1000 ne nécessite aucun agent de séparation. L'agent de fluidité LP™ 1000 comporte des éléments brevetés qui agissent à titre d'agent de séparation. Ils sont tous classés comme étant non dangereux.
- Demande :** 5.32 [Traduction] Seront-elles enduites d'agents antioxydants, lubrifiants, plastifiants, de mouillage, ou mélangées à ceux-ci? Dans l'affirmative, lequel (ou lesquels)?
- Réponse :** 5.32 [Traduction] Divers éléments de l'agent de fluidité LP™ 1000 et de l'agent de fluidité EP™ 1000 remplissent ces fonctions. De l'éthynèleglycol est ajouté à l'agent de fluidité EP™ 1000 à titre d'agent de protection contre le gel. Prière de consulter la pièce jointe 1 à la DR 5.32 des Citoyens au courant pour les fiches signalétiques.
- Demande :** 5.33 [Traduction] Des agents particuliers, comme du talc, du graphite, du phosphate de tricalcium, des argiles calcinées, du stéarate de magnésium, de la silice, des polymères polyanhydrides ou d'autres seront-ils utilisés? Dans l'affirmative, lequel (ou lesquels)?
- Réponse :** 5.33 [Traduction] Prière de consulter la pièce jointe 1 à la DR 5.32 des Citoyens au courant.
- Demande :** 5.34 [Traduction] Des agents de surface ou en suspension seront-ils utilisés? Dans l'affirmative, lesquels?
- Réponse :** 5.34 [Traduction] L'ARR léger (agent de fluidité LP™ 1000) et l'ARR lourd (agent de fluidité EP™ 1000) contiennent tous deux de petites quantités de surfactants. Ces surfactants n'ont aucune incidence sur les procédés en aval (y compris le dessalage, la rupture d'émulsion et tout autre procédé de raffinage). Les informations chimiques des éléments non dangereux et inactifs sont exclusives. Prière de

consulter la pièce jointe 1 à la DR 5.32 des Citoyens au courant.

Demande : 5.35 [Traduction] Veuillez fournir la fiche signalétique de chaque substance utilisée.

Réponse : 5.35 [Traduction] Prière de consulter la pièce jointe 1 à la DR 5.32 des Citoyens au courant.

Demande : 5.36 [Traduction]
a) Ces produits engendreront-ils des quantités de matières particulaires plus élevées à l'intérieur du pipeline?
b) Peuvent-elles se précipiter? Peuvent-elles augmenter les dommages internes causés par les boues, augmentant ainsi la corrosion microbienne, la corrosion par piqûre et la corrosion interne?

Réponse : 5.36 [Traduction] a et b) Non. Tous les composants des ARR légers et des ARR lourds demeurent complètement dissous dans le pétrole brut en tout temps.

Demande : 5.37 [Traduction] Est-ce qu'un des produits transportés, comprenant entre autres les diluants, les adjuvants, les agents de séparation comme le talc, le graphite, le phosphate de tricalcium, les argiles calcinées, le stéarate de magnésium, la silice, les polymères polyanhydrides, les ARR et leurs préparations, les agents de surface ou en suspension, génère une agglomération supérieure des produits de bitume altérés dans l'eau, augmentant ainsi le potentiel de précipitation des hydrocarbures plus lourds dans l'eau?

Réponse : 5.37 [Traduction] Aucun des produits à être acheminé par la canalisation 9B, y compris le bitume dilué, n'est considéré comme étant du « vrai pétrole lourd » (c.-à-d. du pétrole qui, s'il n'est pas altéré, a une densité supérieure à 1,0). Seuls des hydrocarbures d'une densité inférieure à 0,94 (masse volumique de 940 kg/m³) seront acheminés par la canalisation 9B. Enbridge reconnaît néanmoins que, dans le cas peu probable où il y aurait un déversement de pétrole (y compris le bitume dilué) dans un cours d'eau douce, une petite partie de ce pétrole pourrait, dans certaines conditions, être entraînée dans la colonne d'eau et par la suite, s'enfoncer ou être submergé en raison des interactions sédimentaires.

Le devenir ainsi que les mécanismes comportementaux pertinents susceptibles d'avoir une incidence sur ce processus sont les suivants :

- Le pétrole tout juste déversé se dit « flottant » – c'est-à-dire que dans les eaux calmes, la totalité du pétrole se retrouve à la surface de l'eau puisque sa densité est moindre que celle de l'eau. Cette condition est bidimensionnelle.
- Lorsque l'eau coule dans un ruisseau ou dans une rivière, la turbulence naturelle liée au débit d'eau peut entraîner une petite quantité de pétrole (c.-à-d. forcer le pétrole dans la colonne d'eau) à l'intérieur de la colonne d'eau, sous la surface de l'eau. Le pétrole est toujours moins dense que l'eau et flotte, mais est retenu à l'intérieur de la colonne d'eau par la force de la turbulence. Cette condition est tridimensionnelle.
- Des courants plus rapides, des terrains plus abrupts, de la glace, des perturbations de surface, ainsi que la rugosité d'un fond plus élevé causent plus de turbulence au fond des rivières et y entraînent ainsi plus de pétrole.
- À mesure que la section transversale d'une rivière ou d'un chenal de cours d'eau augmente (à cause d'une augmentation de la largeur, de la profondeur ou des deux), le courant ralentit, permettant ainsi à une partie du pétrole ayant été entraîné de revenir en surface. Si l'eau cesse complètement de couler, comme dans une baie ou une mare, une certaine quantité du pétrole ayant été entraîné pourra remonter à la surface.
- De plus, une partie de la petite quantité de pétrole ayant été entraîné dans la colonne d'eau pourrait se mélanger aux sédiments en suspension, plus particulièrement près des berges et des lits des cours d'eau. Ces sédiments sont plus denses que l'eau et sont en suspension à cause de la turbulence ou d'un mélange physique. Ce mélange de pétrole et de sédiments peut former des agrégats ayant une densité supérieure à celle de l'eau, qui pourraient s'enfoncer dans des eaux calmes ou à faible débit. La petite portion de pétrole qui ne flotte pas dépend de la quantité de sédiments en suspension et des conditions d'écoulement. Lorsque le débit d'eau est plus élevé et qu'il y a plus de turbulence, le pétrole ayant une densité moindre que celle de l'eau peut être entraîné vers le fond et s'y accrocher.

Comme il est décrit plus haut, le pétrole ne s'enfonce pas nécessairement lorsqu'il est déversé dans un cours d'eau et si une certaine partie le fait, il s'agit souvent d'une condition temporaire découlant du processus d'entraînement et le pétrole remonte à la surface ultérieurement. Les éléments qui contribuent à ce que le pétrole s'enfonce sont complexes, peuvent évoluer rapidement et s'appliquent à tous les types de pétroles bruts, y compris le bitume dilué.

Demande : 5.38 [Traduction] Quelles sont les méthodes proposées pour surveiller la quantité de matières particulaires dans le flux d'hydrocarbures dans le tronçon entre Sainte-Justine-de-Newton et la rive nord de la rivière des Outaouais?

Réponse : 5.38 [Traduction] Tous les produits sont testés au départ, à leur réception dans le système afin de respecter la limite tarifaire de sédiments et de teneur en eau des pipelines (0,5 % de volume combiné de sédiments et d'eau).

Demande : 5.39 [Traduction] La densitométrie suffit-elle pour mesurer l'effet des matières particulaires supérieures à 200 nm?

Réponse : 5.39 [Traduction] Des densitomètres sont utilisés pour mesurer la densité des hydrocarbures transportés afin de corriger les volumes lors d'une mesure de transfert de propriété, ou pour détecter des lots d'hydrocarbures pendant le transport dans le pipeline.

Les particules (sédiments) sont mesurées dans le cadre d'un test de sédiments et d'eau lors de la réception et de la livraison de pétrole brut dans le cadre d'un transfert de propriété. Des sédiments, y compris toute matière particulaire inorganique solide, sont observés dans un pétrole brut qui n'a pas été raffiné ou valorisé (lourd ou léger) et ne se limite pas au bitume dilué. Les sédiments dans le pétrole brut sont mesurés en tant que pourcentage du volume total de pétrole brut reçu d'un expéditeur (% du volume). La limite tarifaire pour les sédiments et l'eau combinés est de 0,5 % du volume, mais cette limite n'est pas toujours atteinte.

Demande : 5.40 [Traduction] La densitométrie peut-elle évaluer avec précision le niveau de réagglomération des copolymères d'ARR?

Réponse : 5.40 [Traduction] Prière de se reporter à la réponse de la DR 5.21 des Citoyens au courant.

- Demande :** 5.41 [Traduction] À quel endroit le long de ce tronçon du pipeline les matières particulaires sont-elles mesurées?
- Réponse :** 5.41 [Traduction] Les mesures sont effectuées lors de la réception dans le système (en amont de Sarnia) et à la livraison (Montréal).
- Demande :** 5.42 [Traduction] Dans le pipeline principal, y a-t-il une surveillance des matières particulaires, ou s'effectue-t-elle seulement avant que les produits entrent dans la canalisation principale?
- Réponse :** 5.42 [Traduction] La surveillance est effectuée lors de l'entrée dans le système. Des passages réguliers d'outils de nettoyage sont utilisés pour empêcher l'accumulation de particules.
- Demande :** 5.43 [Traduction] Les programmes de gestion, d'entretien, de prévention sont-ils fondés uniquement sur les données provenant du pipeline principal? Dans l'affirmative, comment peuvent-ils être suffisants pour la gestion d'un produit qui est plus particulière en raison même des produits nécessaires pour modifier son comportement physique afin de permettre son transport par pipeline?
- Réponse :** 5.43 [Traduction] Prière de se reporter aux réponses des DR 5.41 et 5.42 des Citoyens au courant. Les produits destinés à être livrés dans la canalisation 9 seront les mêmes que ceux expédiés dans la canalisation principale d'Enbridge, et seront tous soumis aux mêmes limites tarifaires concernant les sédiments et l'eau.
- Demande :** 5.44 [Traduction]
- a) Quelle surveillance de température a été mise en place aux sites d'injection d'ARR pour ce qui des hydrocarbures transportés et de la solution d'ARR injectée?
 - b) En aval des sites d'injection afin d'assurer une réduction de résistance adéquate?
 - c) Aux zones de turbulence, comme les emplacements de valves, les lignes de soudure, les emplacements de pompes et de pompes d'injection, les courbes dans le pipeline, les tuyaux d'arrivée et d'évacuation de sortie, là où la réagglomération des copolymères d'ARR est susceptible de se produire?
- Réponse :** 5.44 [Traduction]

- a) Aucun contrôle particulier de la température n'est utilisé pour l'ARR. Dans le système de bilan matière, les effets de la température sur la performance d'ARR sont intégrés au moyen de compressibilité et la dilatation thermique de l'hydrocarbure transporté.
- b) Enbridge contrôle les points de réglage du taux d'injection d'ARR et surveille le débit d'injection mesuré pour assurer la réduction de traînée appropriée. Les taux d'injection d'ARR sont ajustés au besoin en fonction des données opérationnelles.
- c) Prière de se reporter à la réponse de la DR 5.21 des Citoyens au courant.

Demande : 5.45 [Traduction] Est-ce que le système de surveillance de la température est relié avec la détermination du dosage des pompes d'injection d'ARR afin de moduler le dosage selon la température? Dans l'affirmative, à quelle fréquence? Sinon, comment détermine-t-on le dosage? À quelle fréquence le dosage est-il vérifié ou corrigé?

Réponse : 5.45 [Traduction] Les taux d'injection d'ARR sont définis en fonction des débits et sont ajustés au besoin en fonction des examens opérationnels et des commentaires des exploitants de pipelines.

Préambule : [Traduction] L'annexe 7 du projet d'inversion de la canalisation 9B proposé, p. 57, affirme que « L'ajout de produits bruts lourds et l'augmentation de la capacité de la canalisation 9 ne sont pas censés avoir d'effets indésirables, et la corrélation d'incidences sur l'intégrité de la canalisation en raison de la perte de métal peut être gérée selon les systèmes actuels de gestion de l'intégrité. Les inspections internes portant sur la perte de métal réalisée pour la canalisation 9B en 2012 sont analysées en ce moment. Les prochaines évaluations de la canalisation intégreront les plus récentes données d'inspection interne ».

Demande : 5.46 [Traduction] Cela signifie-t-il qu'Enbridge a évalué l'intégrité du pipeline seulement à partir de données antérieures?

Réponse : 5.46 [Traduction] L'évaluation technique du pipeline élaborée dans le cadre du Projet était fondée sur les données disponibles les plus récentes à l'époque. Cette évaluation a permis de conclure que

l'inversion de la canalisation ne nécessitera pas de modification au plan actuel de gestion de l'intégrité pour les programmes de corrosion, de fissuration ou de déformation. L'analyse des données les plus récentes de l'inspection interne est en cours.

- Demande :** 5.47 [Traduction] Les données de 2012 ne devraient-elles pas être incluses dans l'évaluation avant d'en arriver à des conclusions quant à l'intégrité du métal?
- Réponse :** 5.47 [Traduction] L'évaluation technique du pipeline préparée pour le Projet a permis de conclure que l'inversion de la canalisation ne nécessitera pas de modification au plan actuel de gestion de l'intégrité pour les programmes de corrosion, de fissuration ou de déformation. Les résultats du programme d'inspection interne 2012-2013 seront évalués conformément à la section 4 de l'évaluation technique du pipeline en tenant compte des nouvelles données et seront utilisés pour déterminer les besoins d'entretien du pipeline conformément à la norme CSA Z662.
- Demande :** 5.48 [Traduction] Dans l'affirmative, les données qui ont servi à l'évaluation concernaient un pipeline qui n'avait pas encore transporté de produits bruts lourds. Par conséquent, elles ne reflètent pas le taux de détérioration du métal prévu lorsque ces produits seront transportés dans la canalisation 9B. Le facteur décisif qui a amené Enbridge à conclure que ses programmes de prévention peuvent ne comprendre qu'un entretien de routine par le biais des outils de nettoyage interne est le nombre de Froude auquel l'eau libre sera entraînée dans le pétrole brut léger ou sulfureux. Cette décision ne tient pas compte du caractère particulier des produits utilisés pour permettre le transport de produits bruts lourds.
- Réponse :** 5.48 [Traduction] Du pétrole brut lourd était déjà expédié sur la canalisation 9 dans sa configuration d'origine, d'ouest en est, avant l'inversion. Prière de se reporter à la réponse à la DR 3.8 de l'ONÉ.
- Demande :** 5.49 [Traduction] Dans quelle mesure le revêtement de protection électrique fonctionne-t-il sous les cours d'eau? (Veuillez élaborer.)
- Réponse :** 5.49 [Traduction] Enbridge n'utilise pas de revêtements galvaniques ou sacrificiels (interprétation supposée de « protection électrique ») sur la canalisation 9B.
- Demande :** 5.50 [Traduction] Quels systèmes de surveillance sont en place pour

assurer l'alcalinisation adéquate du pipeline sous la rivière des Outaouais et sous d'autres ruisseaux et cours d'eau que le pipeline franchit entre Sainte-Justine-de-Newton et la rive nord de la rivière des Outaouais? Est-ce que la totalité de ce tronçon du pipeline est recouverte d'un revêtement de protection électrique?

Réponse : 5.50 [Traduction] La protection contre la corrosion est réalisée par la combinaison d'un système de revêtement formant une barrière à la corrosion travaillant conjointement avec une protection cathodique. L'efficacité du rendement du revêtement et des systèmes de protection cathodique est évaluée au moyen d'une surveillance mensuelle de redressement, de notifications d'état du système à partir des requêtes planifiées de surveillance à distance, d'examen annuels de la station de test de protection cathodique et de programmes de routine d'inspection interne de perte de métal. Les niveaux de protection cathodique appropriés (polarisation) sont confirmés par la mesure des potentiels conduite-sol et en s'assurant que les critères acceptés de l'industrie sont atteints, tels que les énoncent la norme NACE SP 0169. La canalisation 9 sous la rivière des Outaouais et sous d'autres de cours d'eau importants au sein de la région sont également enduits d'un revêtement de béton.

Demande : 5.51 [Traduction] Le revêtement de protection cathodique des zones à risques est-il surveillé plus fréquemment?

Réponse : 5.51 [Traduction] Prière de se reporter à la réponse de la DR 5.49 des Citoyens au courant.

Préambule : Le revêtement (coating) extérieur de Enbridge 9B semble être un polyéthylène extrudé avec mastic d'asphalte, un type de revêtement généralement considéré comme électriquement isolant (shielding) et donc inhibant le bon fonctionnement de la protection cathodique. La protection cathodique est obtenue en injectant un courant dans une ou des électrodes situées le long du pipeline de façon à alcaliniser (c.-à-d., élever le pH) le sol et l'eau en contact avec la surface métallique du pipeline, pour réduire/empêcher sa corrosion. Les revêtements isolants (shielding coatings) bloquent le passage de ce courant électrique sous le revêtement, ce qui fait que les infiltrations d'eau sous des cloques (blisters) du revêtement, ou sous le revêtement dans des zones où il s'est décollé de la paroi du pipeline, peut atteindre des pH neutres ou même acides, donc corroder le métal du pipeline. On peut dès lors à priori mettre en doute l'efficacité de la protection cathodique actuelle du pipeline B9.

Demande : 5.52 Quels moyens la compagnie Enbridge met-elle en œuvre pour vérifier l'efficacité de la protection cathodique du pipeline B9 ou corriger le problème du shielding par le vieux revêtement du pipeline?

Réponse : 5.52 [Traduction] Enbridge comprend que contrôler de la corrosion en utilisant la protection cathodique sur des pipelines dotés d'un revêtement de ruban où un décollement s'est produit peut s'avérer problématique et compte principalement sur ses programmes d'intégrité pour gérer cette menace. Les programmes d'intégrité ont fourni des stratégies de gestion de la corrosion plus complètes et efficaces que ne pourrait le faire une simple application de protection cathodique. Enbridge a également utilisé récemment la technologie de coupon pour valider la performance de la protection cathodique et bonifie actuellement cette approche à l'aide d'un programme complet d'installation du coupon.

6. Les volets sécurité, sûreté et plans d'urgence associés à la construction et à l'exploitation du projet proposé, notamment la planification des interventions et la prévention des dommages causés par des tiers :

Demande : 6.1 [Traduction] Énumérez la classification SIMDUT de chaque substance qu'Enbridge propose d'utiliser lors de l'exploitation de ce projet.

Réponse : 6.1 [Traduction] Prière de se reporter à la réponse de la DR 5.17.b des Citoyens au courant.

Demande : 6.2 [Traduction] Énumérez les installations de nettoyage disponibles pour se déployer sur le site d'un déversement, les méthodes disponibles, leurs capacités et leurs délais de réponse.

Réponse : 6.2 [Traduction] Prière de se reporter à la réponse de la DR 17 de la Première Nation des Mississaugas de New Credit pour obtenir une description de l'équipement disponible. Prière de se reporter à la réponse de la DR 1.45a de l'Ontario pour obtenir les délais d'intervention. Prière de se reporter à la réponse à la DR 1.44.b.v de l'Ontario pour obtenir le plan d'intervention d'urgence.

L'intervention au Québec proviendra principalement de Montréal, qui dispose de tout le matériel nécessaire pour lancer une intervention d'urgence, y compris les bateaux, les récupérateurs et les barrages flottants.

Demande : 6.3 [Traduction] Les installations sont-elles adéquates et équipées pour nettoyer les matières en question en tenant compte des divers comportements de chaque produit pour ce qui est de la solubilité, de la volatilité, de la diffusion dans l'environnement, de l'interaction entre les molécules, de l'agrégation, de la précipitation, de la persistance et de la toxicité?

Réponse : 6.3 [Traduction] Le plan d'intervention d'urgence d'Enbridge tient compte de tous les types de pétrole brut transportés dans son réseau. De plus, le personnel d'Enbridge est équipé et formé en vue de prendre en charge tous les produits transportés par le pipeline.

Demande : 6.4 [Traduction] Au cours des dix dernières années, à combien d'occasions le personnel d'Enbridge et ses entrepreneurs ont-ils procédé à des exercices afin de répéter de A à Z les procédures et

les protocoles en cas de déversement à Vaudreuil-Soulanges?

Réponse : 6.4 [Traduction] Enbridge mène régulièrement des exercices dans la région de Rigaud. De nombreux intervenants locaux y prennent part.

Demande : 6.5 [Traduction] Un organisme gouvernemental a-t-il analysé ces procédures et protocoles et vérifié s'ils sont adéquats?

Réponse : 6.5 [Traduction] Les manuels de construction et d'exploitation d'Enbridge sont déposés auprès de l'Office national de l'énergie (« ONÉ ») et font l'objet de vérifications par cet organisme.

Demande : 6.6 [Traduction] En cas d'alerte de déversement en pleine nuit pendant un blizzard hivernal ou pendant une congestion majeure de la circulation sur l'autoroute 40 ouest, quel serait le délai réaliste d'intervention dans le monde réel selon lequel Enbridge pourrait déployer entièrement ses barrages flottants et autres équipements dans la rivière des Outaouais?

Réponse : 6.6 [Traduction] Enbridge est en mesure de réagir et d'entamer la mise en œuvre des activités d'intervention d'urgence dans un délai de 1,5 à 4 heures à la suite d'un incident. Enbridge utilisera tous les moyens possibles pour accéder à la zone. Les équipes d'urgence seront aussi en mesure d'accéder à la zone par voie aquatique.

Demande : 6.7 [Traduction] Quelles études indépendantes existent sur la possibilité de nettoyer un déversement de bitume dilué dans une rivière à fort débit comme la rivière des Outaouais?

Réponse : 6.7 [Traduction] Enbridge n'est pas au courant de l'existence d'études indépendantes précises portant sur l'assainissement à la suite d'un déversement de bitume dilué, ou de tout autre brut lourd, dans une rivière à courant rapide, comme la rivière des Outaouais. Chaque incident est particulier à la situation, et les méthodes de nettoyage dépendent de nombreux facteurs tels que le volume et le type de produit déversé, le lieu du déversement ainsi que les conditions climatiques au moment de l'incident. Dans le cas d'un déversement, Enbridge collaborera avec l'ONÉ et les organismes de réglementation pertinents afin de mettre en œuvre un plan d'assainissement adapté aux circonstances particulières de l'événement.

- Demande :** 6.8 [Traduction] Compte tenu de son expérience dans la rivière Kalamazoo, une rivière dont le débit et le courant sont bien moins élevés que ceux de la rivière des Outaouais, quel pourcentage de tout déversement Enbridge estime-t-elle pouvoir récupérer avant qu'il atteigne les usines de traitement des eaux en aval?
- Réponse :** 6.8 [Traduction] Chaque déversement est unique et le taux de récupération dépend de la quantité et du type de produit libéré, du lieu du déversement, de la période de l'année, du débit de la rivière ainsi que des conditions climatiques au moment de l'incident.
- Demande :** 6.9 [Traduction] Combien de temps cela peut-il prendre selon le scénario idéal et selon le pire des scénarios?
- Réponse :** 6.9 [Traduction] Prière de se reporter à la réponse de la DR 6.8 des Citoyens au courant.
- Préambule :** [Traduction] Sur et dans l'eau, le bitume dilué perd rapidement ses composants plus légers, s'altère et se précipite dans tous les types d'eau avec le temps (de 24 heures à 2 mois). Cet effet est augmenté par le contact avec les matières particulaires dans l'eau et les températures ambiantes normales (Jeffrey W. Short, 2013). L'ARR se précipite. Les agents de partitionnement comme le talc et le graphite lient les hydrocarbures et en accélèrent la précipitation (Brevet américain 6576732, 2003). Tout cela indique que le bitume dilué se précipiterait dans l'eau et formerait une boue dans le fond du cours d'eau.
- Demande :** 6.10 [Traduction] Une intervention de nettoyage peut-elle traiter la boue d'hydrocarbures dans le lit des rivières et au fond des cours d'eau?
- Réponse :** 6.10 [Traduction] Prière de se reporter à la réponse de la DR 5.37 des Citoyens au courant. Dans l'éventualité peu probable d'un déversement, Enbridge dispose de l'expertise et de la méthodologie requises pour rassembler et récupérer le pétrole submergé, et travaillera en collaboration avec l'ONÉ et les autres organismes de réglementation pertinents en vue de s'assurer que les mesures d'assainissement appropriées sont appliquées en fonction des circonstances particulières de l'événement.
- Préambule :** [Traduction] La nature des produits transportés et la proximité du

pipeline par rapport à la nappe phréatique dans la zone située entre Sainte-Justine-de-Newton et Pointe-Fortune suggèrent qu'un déversement terrestre entraînerait un risque élevé de contamination de la nappe phréatique compte tenu de tous les ruisseaux et cours d'eau mineurs et transitoires et du caractère poreux du sol.

Demande : 6.11 [Traduction] Quelles sont les méthodes disponibles pour surveiller la contamination de la nappe phréatique?

Réponse : 6.11 [Traduction] Des puits de surveillance des eaux souterraines sont utilisés pour surveiller les niveaux et la qualité des eaux souterraines.

Demande : 6.12 [Traduction] Quelles sont les méthodes disponibles pour décontaminer, au besoin, la nappe phréatique?

Réponse : 6.12 [Traduction] Les mesures d'assainissement des eaux souterraines mises en œuvre sur un site dépendraient de nombreux facteurs propres au site, notamment le type de brut, le volume rejeté, le type de sol et la profondeur du substrat rocheux, le degré de fracturation de celui-ci, la profondeur de la nappe phréatique et les caractéristiques de l'aquifère. Les méthodes potentielles peuvent inclure, sans toutefois s'y limiter, la biorestauration in situ, l'oxydation chimique, l'injection d'air, l'extraction d'air interstitiel, le pompage et le traitement, l'extraction multiphasés ou l'atténuation naturelle.

Demande : 6.13 [Traduction] Si la décontamination est possible, quel délai serait nécessaire?

Réponse : 6.13 [Traduction] Oui, il est possible d'assainir les panaches d'eaux souterraines. Les délais d'exécution pour l'assainissement des eaux souterraines dépendent des méthodes d'assainissement employées et des caractéristiques propres au site, notamment le type de brut, le volume rejeté, le type de sol et la profondeur du substratum rocheux, le degré de fracturation de celui-ci, la profondeur de la nappe phréatique et les caractéristiques de l'aquifère.

Demande : 6.14 [Traduction] Avant le transport, les équipes de nettoyage et tous les autres intervenants potentiels à un site de déversement, ainsi que les hôpitaux et les centres médicaux locaux, seront-ils avisés de tous les produits présents (bitumes, diluants, adjuvants, additifs, préparation d'ARR, lubrifiants et autres) afin d'être préparés

adéquatement à répondre au déversement pour ce qui est de leur sécurité, de la sécurité de la population locale et en aval, et en ce qui a trait à l'élaboration d'une procédure et d'un plan de nettoyage général?

- Réponse :** 6.14 [Traduction] Grâce au programme de sensibilisation publique (« PSP »), les intervenants d'urgence sont mis au courant des produits transportés dans le pipeline et de leurs incidences potentielles. En cas d'incident, la fiche signalétique (FS) serait transmise aux hôpitaux.
- Demande :** 6.15 [Traduction] Leur fournira-t-on les fiches signalétiques appropriées et les ratios du mélange d'hydrocarbures?
- Réponse :** 6.15 [Traduction] Prière de se reporter à la réponse de la DR 6.14 des Citoyens au courant.
- Demande :** 6.16 Dans l'historique de la ligne 9B, combien de fuites ont été détectées par des résidents locaux et combien par les systèmes automatisés d'Enbridge (en proportion/pourcentage)?
- Réponse :** 6.16 [Traduction] Toutes les fuites ont été constatées par des employés locaux d'Enbridge ou des tiers. Le déversement de juin 1978 a eu lieu avant la mise en œuvre du système de surveillance computationnelle des pipelines et a été constaté par un tiers.
- Demande :** 6.17 En cas de déversement, est-ce que les intervenants sont tous des employés d'Enbridge?
- Réponse :** 6.17 [Traduction] Non. Enbridge a retenu les services d'un certain nombre d'entrepreneurs généraux et spécialisés dans le but d'aider les équipes d'Enbridge en cas d'incident.
- Demande :** 6.18 Est-ce qu'il y a des compagnies sous-traitantes?
- Réponse :** 6.18 [Traduction] Prière de se reporter à la réponse de la DR 6.17 des Citoyens au courant.
- Demande :** 6.19 Qui s'occupe de l'entretien, sur place (accessibilité, déneigement, désherbage) des stations de pompage, des valves, bornes de millage, panneaux d'avertissement, etc.?
- Réponse :** 6.19 [Traduction] Le personnel d'Enbridge effectue toutes les activités

d'entretien du site, à l'exception de la pulvérisation des mauvaises herbes. Enbridge embauche des entreprises de désherbage locales pour l'exécution de ce travail.

Demande : 6.20 En cas de fuite majeure ou de déversement, y a-t-il un plan d'intervention et d'évacuation pour aider les fermiers à protéger leurs animaux?

Réponse : 6.20 [Traduction] Selon les circonstances de l'incident, Enbridge, en collaboration avec les propriétaires fonciers locaux, veillerait à tenir les animaux domestiques et locaux à l'écart des lieux de l'incident. Si l'incident touchait les sites d'alimentation des animaux ou d'eau potable, Enbridge veillerait à ce que les animaux soient pris en charge convenablement à un autre endroit, éloigné du site de l'incident.

Demande : 6.21 Qui (quelle compagnie) évacue les animaux de ferme?

Réponse : 6.21 [Traduction] Enbridge ferait appel à un entrepreneur qui respecte les règlements qui régissent la manutention et le transport des animaux de ferme.

Demande : 6.22 À partir de quel moment jugez-vous qu'il soit nécessaire d'évacuer des lieux touchés par un déversement ou une fuite?

Réponse : 6.22 [Traduction] Enbridge, en consultation avec les organismes de secours d'urgence municipaux, prendrait cette décision et confierait aux services de police et d'incendie le soin de mener l'évacuation.

Demande : 6.23 Qui ordonne une évacuation et où est localisée la personne prenant cette décision?

Réponse : 6.23 [Traduction] Le commandant sur place d'Enbridge, en consultation avec les intervenants d'urgence de la ville, prendrait cette décision et confierait aux services de police et d'incendie le soin de mener l'évacuation.

Demande : 6.24 Est-ce que le service d'intervention pour une fuite « grave » est équipé de masques pour les résidents?

Réponse : 6.24 [Traduction] Non. Les résidents seront évacués si nécessaire.

Demande : 6.25 S'il y a un déversement, avant que l'eau ne soit testée, quel est le

plan pour l'approvisionnement en eau à la population?

Réponse : 6.25 [Traduction] Enbridge s'engage à assurer la sécurité du public dans le cas improbable d'un incident. La protection des sources d'eau potable est une priorité pour Enbridge. Si une source d'eau devenait compromise ou était supposée compromise, Enbridge fournirait temporairement un approvisionnement sûr en eau potable à toutes les personnes touchées. Enbridge se conformerait à tous les règlements locaux ou provinciaux en ce qui a trait à la fourniture d'approvisionnements en eau temporaires. On fournirait de l'eau au bétail ou on le transférerait dans un endroit plus approprié.

Préambule : [Traduction] « Tout pétrolier construit après le 6 juillet 1993 doit comporter une double coque pour pouvoir naviguer en eaux canadiennes, c'est-à-dire que le fond et les côtés du navire doivent comporter deux coques étanches. Les pétroliers à coque unique sont graduellement mis hors service. Dans le cas des grands pétroliers de brut, la date de mise hors service des navires à coque simple – comme l'Exxon Valdez – était fixée à 2010, ce qui signifie que tous les grands pétroliers de brut naviguant en eaux canadiennes de nos jours sont à double coque. »

Référence : <http://actionplan.gc.ca/fr/initiative/soutenir-developpement-responsable-des-ressourcest>

Demande : 6.26 [Traduction] Comment pouvez-vous justifier que la canalisation 9B, un pipeline vieux de 40 ans, à simple paroi et qui traverse plusieurs rivières importantes dont des millions de Québécois dépendent pour leur approvisionnement quotidien en eau, soit sécuritaire?

Réponse : 6.26 [Traduction] Au cours du long historique d'Enbridge quant à l'exploitation de milliers de kilomètres de pipelines, Enbridge a maintenu un excellent dossier en matière de sécurité et de fiabilité. Enbridge construit et entretient son réseau de pipelines comme un actif de longue durée. Enbridge soutient un programme complet de gestion de l'intégrité qui comprend l'utilisation d'outils d'inspection interne perfectionnés pour assurer l'inspection et l'entretien du pipeline ainsi que la continuation de son exploitation sécuritaire pendant toute sa vie utile. Ce programme englobe l'ensemble des outils, des technologies et des stratégies requis pour assurer au pipeline la puissance et la capacité d'exploitation nécessaires pour fonctionner en toute sécurité.

Demande : 6.27 [Traduction] Pourquoi les pipelines transportant le pétrole brut lourd ne sont-ils pas sujets à la même réglementation?

Réponse : 6.27 [Traduction] L'ONÉ régit la canalisation 9 d'Enbridge conformément aux exigences de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et à tous les règlements applicables.

Demande : 6.28 [Traduction] Est-il techniquement possible pour Enbridge d'installer une double coque sur tous les tronçons de la canalisation 9B qui traversent une rivière?

Réponse : 6.28 [Traduction] Enbridge affirme que l'exploitation du pipeline de la canalisation 9B est sécuritaire de la façon proposée dans la demande sans modifications au pipeline de la canalisation 9B.

8. Les activités de consultation et les effets potentiels du projet proposé sur les propriétaires fonciers qui sont touchés ainsi que sur l'utilisation des terres :

Demande : 8.1 Est-ce que la compagnie Enbridge a expliqué son projet aux résidents des villages traversés par le pipeline dans la région entre Sainte-Justine de Newton et Pointe-Fortune?

Réponse : 8.1 [Traduction] Oui, Enbridge a mené plusieurs activités de consultation différentes afin de mobiliser les intervenants qui pourraient être touchés par le Projet ou avoir un intérêt dans le Projet. Dans le cadre de la demande, Enbridge a déposé un rapport de consultation qui précise les contacts avec tous les intervenants du Projet (y compris les envois d'avis et de brochures et les rencontres en personne) depuis le lancement du programme de consultation le 17 mai 2012. De plus, la pièce jointe 1 à la DR 1.15 de l'ONÉ fournit une mise à jour sur toutes les activités de consultation qui ont eu lieu entre le 6 novembre 2012 et le 19 mars 2013.

Enbridge a tenu six journées portes ouvertes au Québec. En octobre 2012, avant le dépôt de la demande de projet auprès de l'ONÉ, Enbridge a tenu une journée portes ouvertes à Montréal-Est et à Mirabel. Plus récemment, Enbridge a tenu quatre journées portes ouvertes dans les collectivités du Québec les 24 et 25 avril 2013 : à Sainte-Anne-des-Plaines, à Mirabel, à Saint-André-d'Argenteuil et à Rigaud. Ces journées portes ouvertes étaient organisées en réponse aux collectivités qui ont demandé qu'Enbridge tienne davantage de journées portes ouvertes. Enbridge est aussi consciente de l'intérêt croissant que suscite le Projet et a réagi en conséquence avec l'organisation de 19 autres journées portes ouvertes et le déploiement d'un effort considérable de sensibilisation visant les conseils municipaux, les groupes de conservation, les médias d'information locaux, les groupes de citoyens et les particuliers. Chaque journée portes ouvertes a fait l'objet d'annonces dans les journaux locaux dans les deux semaines précédant l'événement. Le nombre de participants a varié entre 25 et 79 personnes, majoritairement des citoyens intéressés.

Ces journées portes ouvertes ont donné une occasion aux participants d'examiner et de rapporter à la maison du matériel de communication lié au projet (p. ex. des fiches de renseignements) ainsi que de s'adresser directement aux experts d'Enbridge, tout en permettant à l'entreprise d'écouter et de connaître les intérêts des

intervenants.

Demande : 8.2 Est-ce que Enbridge a donné ce mandat aux conseils municipaux qu'ils ont rencontrés?

Réponse : 8.2 [Traduction] Oui, Enbridge a sollicité 48 autorités municipales, provinciales et fédérales du Québec, ce qui a donné lieu à 208 activités de consultation et de participation, allant de lettres, courriels et appels téléphoniques à des rencontres et des exposés en personne liés au Projet, chacune axée sur la présentation de renseignements et la réponse aux questions relatives au Projet.

Préambule : Certains fermiers et propriétaires fonciers de notre région dont les terrains sont traversés par le pipeline ont signé en 1975 un droit de servitude avec Interprovincial Pipelines, ceci basé sur une certaine utilisation définie du pipeline.

Demande : 8.3 Avez-vous le droit légal de changer l'utilisation de l'oléoduc 9B sans soumettre une nouvelle évaluation de risque à ces propriétaires et sans signer un nouveau droit de servitude avec eux?

Réponse : 8.3 [Traduction] Une évaluation des risques inhérents au projet fait partie du processus d'examen par l'ONÉ. Ce projet ne requiert pas la signature des nouvelles servitudes établies avec les propriétaires fonciers directement touchés.

Demande : 8.4 Les propriétaires de terres traversées par le pipeline 9B sont-ils tous en accord avec le nouveau projet proposé? Avez-vous de preuve d'un tel accord avec chacun des propriétaires?

Réponse : 8.4 [Traduction] Le programme de consultation publique d'Enbridge a été conçu et mis en œuvre afin que toutes les parties susceptibles d'être touchées, y compris les propriétaires fonciers, soient mises à contribution dès le début et obtiennent de l'information détaillée et opportune sur le Projet. L'obligation de tenir des consultations sur le Projet ne constitue pas une obligation d'obtenir l'accord de toutes les parties susceptibles d'être touchées. Il est obligatoire de veiller à ce que ces parties aient suffisamment l'occasion de faire part de leurs commentaires, questions ou préoccupations et, si elles le veulent, de rencontrer en personne des représentants d'Enbridge pour discuter des enjeux ou obtenir plus de renseignements. Enbridge a respecté cette obligation.

Demande : 8.5 Ont-ils été consultés un à un par Enbridge? Avez-vous une preuve?

Réponse : 8.5 [Traduction] Prière de se reporter à la réponse de la DR 8.1 des Citoyens au courant.

Demande : 8.6 Les propriétaires de terres traversées par le pipeline 9B reçoivent-ils une compensation quelconque pour l'utilisation de leur terrain?

Réponse : 8.6 [Traduction] Enbridge a indemnisé le propriétaire foncier d'origine pour la servitude et l'espace de travail temporaire au moment où la servitude a été obtenue et où le pipeline a été construit.

Les propriétaires fonciers reçoivent une indemnisation si Enbridge requiert l'accès à leur propriété aux fins d'exploitation et d'entretien continus. De même, une indemnisation sera également fournie en cas d'ajout d'une dépendance au-dessus du sol sur leur propriété.

Demande : 8.7 Sont-ils compensés lors des travaux d'excavation (ou autres travaux) ayant lieu sur leur terrain?

Réponse : 8.7 [Traduction] Si Enbridge requiert l'accès à la propriété d'un propriétaire foncier aux fins d'entretien ou d'excavation, elle lui verse une indemnité pour les pertes de récoltes et les désagréments.

Enbridge indemnise aussi les propriétaires fonciers en cas d'ajout d'une dépendance au-dessus du sol sur leur propriété.