

Oléoduc Énergie Est Ltée

Bureau d'audiences publiques sur l'environnement

Projet Oléoduc Énergie Est de TransCanada – section québécoise

Titre de l'engagement : Remontée de l'oléoduc liée aux activités de cultures ou du sol

Date de dépôt : 14 avril 2016

Question P5 :

À votre connaissance, existe-t-il un risque que la culture des terres ou l'activité normale du sol provoque la remontée d'un oléoduc souterrain, que ce soit durant la période d'exploitation ou à la suite d'une cessation d'exploitation sans retrait de la conduite ? Si oui, dans le cadre du projet Oléoduc Énergie Est, quelles mesures entendez-vous prendre pour contrer ce problème potentiel ?

Réponse:

Compte tenu de la profondeur à laquelle le pipeline est installé, la culture des terres ou l'activité normale du sol ne représentera pas un risque pour que le pipeline remonte durant la période d'exploitation ou à la suite d'une cessation d'exploitation. Cette problématique ne s'est jamais présentée sur des pipelines existants.

Bureau d'audiences publiques sur l'environnement

Projet Oléoduc Énergie Est de TransCanada – section québécoise

Titre de l'engagement : Impact de la température sur la viscosité

Date de dépôt : 14 avril 2016

Question P6 :

Pouvez-vous indiquer si les épisodes de grand froid sont susceptibles d'augmenter la viscosité du pétrole qui serait transporté par l'oléoduc Énergie Est, et donc de potentiellement nécessiter une augmentation de la pression dans la conduite afin d'assurer une vitesse de déplacement constante du pétrole ? Si oui, cette situation représenterait-elle un risque accru pour l'intégrité de l'oléoduc?

Réponse:

Compte tenu de la profondeur à laquelle le pipeline est installé, les variations de température à l'intérieur de l'oléoduc sont faibles et n'auront donc pas d'effet significatif sur la viscosité des produits.

Question P7 :

Dans votre demande modifiée pour l'obtention d'un certificat d'utilité publique pour le projet Oléoduc Énergie Est, vous confirmez qu'aucun terminal maritime ne serait construit au Québec et vous révisiez conséquemment à la hausse le nombre de pétroliers qui seraient attendus au terminal de St. John au Nouveau-Brunswick. Vous indiquez également avoir « [...] décidé que la taille du poste d'amarrage 2 [du terminal de St. John] pourrait être réduite afin d'accommoder des pétroliers pouvant atteindre une taille maximale correspondant à la taille d'un Suezmax, comparativement aux pétroliers de la taille de très gros transporteurs de brut (TGTB). Le poste d'amarrage 1 continuera d'accommoder les pétroliers TGTB » (PR2.2.4, p. 3-15).

Or, votre porte-parole a affirmé en audience publique que les TGTB « [...] sont de loin les navires les plus avantageux pour transporter du pétrole à l'extérieur du Canada » et que le terminal de St. John serait avantageux pour l'exportation de pétrole brut notamment « [...] à cause [...] de la taille des navires qui pourront être accueillis » (M. Louis Bergeron, DT1, p. 74).

Pouvez-vous expliquer pourquoi vous avez choisi de réduire la capacité d'accueil du terminal de St. John pour ce qui est des TGTB ?

Réponse:

La réduction de la capacité d'accueil des TGTB au terminal St. John a été faite pour les raisons suivantes :

- L'abandon d'un port pétrolier au Québec implique que plus de navires Suezmax devront être chargés au terminal Canaport;
- Il y aura dorénavant possibilité de charger aux deux postes de chargement de façon simultanée, de sorte qu'un seul poste de chargement de TGTB suffira.

En d'autres mots, la conception originale du terminal prévoyait deux postes d'amarrage pour des TGTB et un seul système de transbordement alors que la configuration actuelle prévoit que les deux postes d'amarrage seront munies d'un système de transbordement permettant deux chargements simultanés.

La reconfiguration au terminal de Canaport comprend donc la modification du poste numéro 2 afin qu'il soit en mesure de charger des navires de taille Suezmax et non plus des TGTB. Il comprend également l'ajout d'un système de transbordement.

Question P11 :

Dans son rapport *Évaluation des risques spécifiques au site de la rivière des Outaouais* (EAU15), votre consultant juge que les transects S3, S4 et S5 de la figure 5-1 (p. 5.2), situés sur le fleuve Saint-Laurent, ne seraient pas touchés par un déversement de pétrole brut dans la rivière des Outaouais (tableau 5.3, p. 5.9).

Comment justifie-t-il cette conclusion considérant qu'il juge également « [qu'e]n général, le modèle suggère qu'une fraction du pétrole de chaque scénario de déversement pourrait atteindre les trois cours d'eau » et que « [l]a vitesse des courants dans les chenaux des cours d'eau de la région de Montréal est très variable [...] La saisie de ce niveau de variabilité est difficile et l'absence d'observations sur le courant dans les chenaux des cours d'eau de cette région rend la validation du modèle hydrodynamique plus difficile » (p. 5.12) ?

Réponse:

Les résultats des simulations présentés au tableau 5.3 à la page 5.9 indiquent en effet qu'il n'y aurait pas de concentrations mesurables de pétrole (i.e. sous les seuils de détection) aux transects S3, S4 et S5 pour les 22 scénarios modélisés. Ceci n'est pas en contradiction avec l'énoncé de la page 5.12 à l'effet qu'une fraction du pétrole pourrait atteindre les trois cours d'eau puisque les transects S1 et S2 sont touchés lors de certains déversements simulés de 10 000 barils de pétrole brut.

Bien que nous ayons utilisé les meilleures informations disponibles pour la modélisation de ces scénarios (devenir environnemental de chaque fraction d'hydrocarbure, données de vitesse, données de débits, etc.), le système hydrographique de la grande région de Montréal demeure un environnement complexe, tel qu'illustré aux figures 5-2, 5-3 et 5-4 du rapport de Stantec, avec notamment des changements fréquents de vitesse. Pour ces raisons, il convient de conserver une marge d'incertitude dans l'interprétation des résultats et cette approche est, à notre avis, valide, peu importe le modèle utilisé.

L'objectif ultime de la modélisation est de permettre aux équipes responsables de développer et de mettre en place un plan d'intervention adapté aux conditions du milieu. Le recours à des modèles de simulation permet d'obtenir un ordre de grandeur des temps d'intervention disponibles et fournit un profil de transport selon le volume et la nature des hydrocarbures déversés. Le respect du plan d'intervention et sa mise en application rapide demeurent les outils à privilégier lors d'un incident.

Question P12 :

Dans le document intitulé *Évaluation des risques spécifiques au site de la rivière des Outaouais* (EAU15), le pire déversement modélisé pour la rivière des Outaouais est à hauteur de 10 000 barils (p. 5.1).

Pouvez-vous expliquer pourquoi le pire déversement modélisé a été limité à 10 000 barils, par opposition, par exemple, au scénario le plus défavorable fourni pour la rivière Etchemin, où le déversement modélisé atteint 22 000 barils (M. Stéphane Grenon, DT6, p. 9) ? Est-ce que vous considérez un déversement de 10 000 barils comme étant le pire déversement vraisemblable possible dans la rivière des Outaouais ?

Réponse:

Dans l'analyse de risque détaillée soumise à l'ONÉ (Rapport supplémentaire No. 5, Volume 1), Énergie Est a défini un scénario du pire cas d'incident réaliste et/ou un scénario de défaillance ou événement incluant les éléments suivants :

- La démonstration qu'un risque est possible sur la base d'expériences opérationnelles passées (i.e. il existe des exemples réels de cas qui ont eu lieu avec une infrastructure similaire);
- Suite à l'identification du risque et du scénario d'incident et/ou de défaillance, les pratiques opérationnelles et les équipements d'atténuation conçus par l'ingénierie sont présents et fonctionnent comme prévu;
- Le risque identifié et le scénario d'incident/défaillance anticipé ont une probabilité d'occurrence entre un sur mille ans et un sur dix mille ans;
- Le scénario d'incident/défaillance issu d'un tel risque permet d'identifier les exigences en matière de planification des interventions d'urgence, incluant les ressources, pour le Projet.

Cette approche a été utilisée pour le terminal maritime, le transport par bateau et les sites de réservoirs du projet. Toutefois, Énergie Est a dévié légèrement de cette approche pour estimer les volumes qui seraient potentiellement déversés par le pipeline.

Pour cette dernière infrastructure, Énergie Est a suivi les directives émises par l'ONÉ lors de demandes pour d'autres projets pipeliniers, afin d'évaluer les volumes déversés lors de scénarios de pires cas. Cette approche détermine les conséquences pour un type de risque donné, sans tenir compte de la probabilité qu'un tel événement puisse se produire.

Le scénario du pire cas à la rivière Etchemin a modélisé un déversement de 22 000 barils. Ce volume correspond à une valeur conservatrice du volume maximal de pétrole brut qui pourrait être déversé dans un scénario du pire cas. Ce déversement proviendrait d'une rupture totale de

la conduite dans sa partie inférieure et les volumes déversés sont calculés selon quatre phases distinctes : détection et réponse; fermeture des pompes; fermeture des vannes de sectionnement; et drainage de la conduite par gravité. Des estimations conservatrices du temps sont fournies à chacune des trois premières phases et on assume que la conduite est opérée à sa pression maximale lors de l'incident. Il n'y a pas de durée associée au drainage de la conduite par gravité et les volumes déversés au site sont calculés en considérant la localisation des vannes et le profil topographique. Durant cette 4^{ème} phase, on estime que tout le volume qui pourrait s'écouler sera déversé hors de la conduite. Le volume total du pire cas correspond donc à la somme des volumes déversés à chacune des quatre phases.

Le choix du volume simulé de 10 000 barils à la rivière des Outaouais repose plutôt sur une analyse des statistiques d'incidents de pipelines récents, couvrant plus d'une décennie, compilées par l'organisme Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (PHMSA, 2014). Ces statistiques indiquent que 99,5% des volumes déversés lors d'incident sont inférieurs à 10 000 barils. Ce volume a donc été retenu par Énergie Est pour les simulations au Québec et ailleurs, lors d'analyses spécifiques du risque et de certains sites d'intérêt, tel que présentées notamment dans le rapport Accidents et défaillances (PR3.6).

Dans le cas de la traversée de la rivière des Outaouais, le volume total du scénario du pire cas serait de 17 727 barils et la probabilité qu'un tel événement se produise est d'une fois tous les 737 475 ans.

Question P13 :

Selon le plan d'action pour intervention d'urgence préparé par la compagnie Enbridge, il doit y avoir une distance d'isolement de 800 mètres en cas d'évacuation pour incendie. Enbridge précise par ailleurs « [qu'u]n embrasement éclair ou une explosion de nuage de vapeur devraient être considérés comme des dangers potentiels en zones structurellement condensées (zones urbaines denses) spécialement par vent calme et conditions météo stables. Les feux en nappe devraient être considérés comme des dangers potentiels en zones structurellement condensées (zones urbaines denses) spécialement si les vents sont forts et que l'allumage est retardé (le produit s'est accumulé significativement). Ces dangers peuvent résulter en un front de déplacement de la flamme, de la surpression dommageable ou une exposition aux radiations thermiques. Ainsi, les intervenants devraient utiliser les distances identifiées pour « l'évacuation en cas d'incendie » même s'il n'y a pas de feu. En cas de rupture complète de la paroi où il y a un risque d'embrasement éclair ou d'une explosion de nuage de vapeur, ces distances devraient être doublées »*.

Quelle est la distance d'isolement proposée par TransCanada pour le projet Oléoduc Énergie Est en cas d'évacuation pour incendie?

Est-ce que la distance d'isolement proposée par TransCanada en cas d'évacuation pour incendie est également applicable dans certains cas « même s'il n'y a pas de feu » ?

Quelle est la distance d'isolement proposée par TransCanada « [e]n cas de rupture complète de la paroi où il y a un risque d'embrasement éclair ou d'une explosion de nuage de vapeur » ?

Pouvez-vous fournir une carte montrant le trajet de l'oléoduc Énergie Est où figureraient les distances d'isolement proposées par TransCanada en cas d'évacuation pour incendie et en cas de rupture complète de la paroi où il y a un risque d'embrasement éclair ou d'une explosion de nuage de vapeur?

*Enbridge, 2015-2016, *Plan d'action pour intervention d'urgence : ICP Annex 6 – Zone d'intervention de la région de l'Est*, version 2, Edmonton, Enbridge Pipelines Inc., p. 56.

Réponse:

Énergie Est respectera et dans plusieurs cas augmentera les distances d'isolement recommandées par la version la plus récente du Guide des Mesures d'Urgence de Transport Canada pour le pétrole brut (guide #128).

Présentement, ces distances d'isolement sont de 300 mètres dans le cas d'un grand déversement et de 800 mètres dans le cas d'un incendie. Ces distances seront validées par des

études de modélisation atmosphérique dans le cadre de la réalisation des plans d'urgence spécifiques.

La modélisation des pires scénarios représentatifs permettra d'évaluer les conséquences associées avec les feux de nappes, les feux de nuage de vapeurs et les explosions. Les zones d'isolement potentielles seront ajustées au besoin lors de nos discussions avec les premiers répondants de chaque région.

À ce stade-ci du projet, Énergie Est n'a pas produit de cartes détaillées pour les zones d'évacuation potentielles. Ces dernières seront intégrées dans les plans d'urgence spécifiques qui seront développés avant 2018.