

**Oléoduc Énergie Est Ltée****Bureau d'audiences publiques sur l'environnement****Projet Oléoduc Énergie Est de TransCanada – section québécoise****Titre de l'engagement : Évaluation d'un déversement sur les prises d'eau potable****Date de dépôt : 15 avril 2016****Question C1 :**

Dans les scénarios de déversement élaborés pour la rivière Etchemin et pour la rivière Outaouais, TransCanada a évalué le délai entre le début d'un déversement potentiel et le moment où le pétrole déversé atteindrait les prises d'eau potable situées en aval du lieu du déversement.

Est-ce que TransCanada a effectué cette évaluation pour toutes les rivières du Québec où une prise d'eau potable municipale est présente en aval du point de franchissement de la rivière par l'oléoduc, et particulièrement pour les rivières qui ne seraient pas traversées par la technique du FDH (forage directionnel horizontal)?

Est-ce que TransCanada a identifié toutes les prises d'eau potable municipales installées dans les rivières ou dans le fleuve qui pourraient être atteintes par un déversement à l'intérieur d'un délai de 10 heures? De 24 heures?

Est-ce que TransCanada a identifié des mesures additionnelles en matière d'intégrité du pipeline ou en matière de détection des fuites pour les sections du pipeline franchissant des rivières sans FDH et situées à une courte distance en amont d'une ou de plusieurs prises d'eau municipales?

Si ces évaluations ont été réalisées, veuillez fournir cette information. Si ces évaluations n'ont pas encore été effectuées, veuillez indiquer à quel moment elles le seront.

**Réponse:**

L'étude d'impact a permis d'identifier toutes les prises d'eau potable ainsi que les puits desservant une municipalité. Des analyses pour déterminer le temps de déplacement d'une éventuelle nappe de pétrole dans les rivières semblables à celles effectuées dans la rivière Etchemin seront également réalisées pour chaque cours d'eau concerné. Ces informations seront essentielles pour l'élaboration des plans d'interventions spécifiques pour ces zones. Ces analyses seront complétées d'ici à 2018.

Aucune mesure particulière de protection de l'intégrité du pipeline n'est prise, outre les mesures déjà identifiées pour les cours d'eau, soit l'installation de dalles de béton au-dessus des conduites ou le bétonnage de la conduite.

Ceci étant dit, Oléoduc Énergie Est évalue chaque cours d'eau pour déterminer la méthode de franchissement la plus appropriée et une conception adéquate pour assurer l'intégrité du pipeline et la sécurité des gens et de l'environnement. La présence de prises d'eau municipales est prise en considération dans l'identification des récepteurs très sensibles (RTS) et l'emplacement stratégique des vannes de sectionnement. Les vannes de sectionnement sont équipées de capteurs de pression et de température qui renforcent le système de détection des fuites.

## Bureau d'audiences publiques sur l'environnement

### Projet Oléoduc Énergie Est de TransCanada – section québécoise

#### Titre de l'engagement : Volatilité des produits diluants

Date de dépôt : 15 avril 2016

---

#### Question C2 :

Dans l'étude intitulée *Préoccupations visant la pérennité des ressources en eau superficielle de la Communauté métropolitaine de Québec en lien avec un déversement accidentel de pétrole sur le parcours de l'oléoduc Énergie Est de TransCanada*, l'auteur affirme, au sujet des produits diluants requis pour abaisser la viscosité originale du pétrole des sables bitumineux, qu'il « [...] s'agit d'un mélange inconnu de distillats de gaz naturel mélangé à divers produits très fluides et très volatils (détonants) dont le *flash point* (mise en phase gazeuse) est très bas, soit autour de -20 -30 °C. Le potentiel explosif peut persister de nombreuses heures tant que la fraction volatile du produit n'a pas fini de s'évaporer » (EAU28, p. 38).

Veuillez commenter cette affirmation.

#### Réponse:

Le potentiel d'allumage du pétrole brut peut être déterminé en partie par la quantité de gaz et de composants légers dissous et des constituants d'hydrocarbures inflammables présents dans le pétrole. Ces caractéristiques varient selon les types de pétrole brut (à savoir, conventionnel léger et lourd, le bitume dilué et le bitume synthétique), qui à son tour conduit à des niveaux variables d'inflammabilité. En général, les pétroles bruts plus légers ont tendance à avoir une plus grande proportion d'hydrocarbures gazeux et légers dissous, et sont donc plus inflammables que les pétroles bruts lourds.

Une mesure commune utilisée pour quantifier l'inflammabilité des produits pétroliers est le point d'éclair. Le point d'éclair est la température la plus basse à laquelle un produit s'évaporerait et créerait un mélange inflammable de vapeur et d'air. Les produits ayant des points d'éclair inférieurs sont considérés comme plus inflammables que ceux qui ont des points d'éclair plus élevés. Les pétroles bruts représentatifs prévus être transportés par Oléoduc Énergie Est (i.e. Western Canadian Select, mélange synthétique Husky et pétrole du Bakken) ont des points d'éclair comparables (environ -30 °C à -20 °C). Ces pétroles bruts ont également tous inclus dans la classe d'inflammabilité 3 au niveau du règlement sur le Transport des Marchandises dangereuses, ce qui indique qu'ils ne diffèrent pas de manière significative dans l'inflammabilité.

En ce qui concerne les diluants, leur composition est connue, mais diffère d'un bitume dilué à l'autre. À titre d'exemple, vous trouverez ci-joint la fiche d'un produit utilisé identifié sous le nom « Condensate Blend (CRW) ». D'autres fiches sont disponibles sur le site Web [www.crudemonitor.ca](http://www.crudemonitor.ca).

Le point d'éclair (flash point) des diluants utilisés dans le bitume dilué est similaire à des pétroles légers transportés couramment au Canada. Le tableau ci-dessous montre quelques exemples de point d'éclair pour des hydrocarbures légers, pour le dilbit ainsi que pour d'autres types de pétroles bruts. Vous remarquerez que le point d'éclair du dilbit est similaire ou presque à celui de l'essence justement en raison de la présence des diluants qui sont des produits légers inflammables. En cas de déversement, l'évaporation des fractions légères inflammables sera un des processus d'altération du pétrole. La durée de ce processus sera variable selon le type de pétrole, les conditions météorologiques au moment du déversement et la quantité déversée. L'intervention d'urgence inclura la mise en place d'un périmètre de sécurité et la surveillance du degré d'inflammabilité de l'atmosphère justement pour s'assurer qu'il n'y ait pas de risque pour la population et les intervenants d'urgence.

**Point d'éclair d'hydrocarbures représentatifs**

	Unité	Mesure	Bakken	Husky Synthetic Blend	Western Canadian Select	Lourd Conventionnel	Essence
			Léger Conventionnel	Synthétique	Bitume dilué		
Flash Point <sup>2,3,4</sup>	°C	Moyenne	<-29	<-21	<-35	11	<-38

**NOTES:**

<sup>2</sup> Environnement Canada Crude Oils Database.

<sup>3</sup> WISER (essence)

<sup>4</sup> Fiche signalétique Conoco Phillips (Bakken)



# Crude Quality Data Summary

#201, 17850 - 105 Avenue  
Edmonton, Alberta, T5S2H5  
Phone: (780) 991-9900

Condensate: Condensate Blend

Location: Edmonton

Batch: CRW-344

Sample Date: February 25, 2016

## Summary Comments

Condensate Blend had slightly fewer pentanes and hexanes than usual in the February sample. No organo-phosphates were detected.

## Basic Analysis Information

	February 25, 2016	5 Year Avg. +/- Std. Dev.	Avg. - Std. Dev.	Avg. + Std. Dev.
Relative Density	0.725	0.713 +/- 0.013	0.700	0.726
Gravity (degrees API)	63.8	67.0 +/- 3.5	63.5	70.5
Absolute Density (kg/m <sup>3</sup> )	723.9	712.5 +/- 12.6	699.9	725.1
Sulphur (mass%)	0.12	0.12 +/- 0.05	0.07	0.17
MCR (mass%)	0.11	0.21 +/- 0.12	0.09	0.33
Viscosity (cSt)	0.89	0.78 +/- 0.12	0.66	0.90
Sediment (ppmw)	62	103 +/- 74	29	177
Organo-Phosphates (ppmw)	ND	0.7 +/- 2.6	0.00	3.3

## Mercaptans

	February 25, 2016	5 Year Avg. +/- Std. Dev.	Avg. - Std. Dev.	Avg. + Std. Dev.
Volatile Mercaptans (mass ppm)	68.0	47.4 +/- 16.7	30.7	64.1
C7- Mercaptans (mass ppm)	89.8	71.8 +/- 24.0	47.8	95.8

## BTEX (Vol%)

	February 25, 2016	5 Year Avg. +/- Std. Dev.	Avg. - Std. Dev.	Avg. + Std. Dev.
Benzene	0.64	0.75 +/- 0.18	0.57	0.93
Toluene	1.69	1.47 +/- 0.45	1.02	1.92
Ethyl-Benzene	0.19	0.16 +/- 0.17	0.00	0.33
Xylenes	1.81	1.30 +/- 0.53	0.77	1.83
BTEX Total	4.33	3.69 +/- 1.12	2.57	4.81



# Crude Quality Data Summary

#201, 17850 - 105 Avenue  
Edmonton, Alberta, T5S2H5  
Phone: (780) 991-9900

Condensate: Condensate Blend

Location: Edmonton

Batch: CRW-344

Sample Date: February 25, 2016

## Light Ends (Vol%)

	February 25, 2016	5 Year Avg. +/- Std. Dev.	Avg. - Std. Dev.	Avg. + Std. Dev.
C1	ND	ND	-	-
C2	0.02	ND	-	-
C3	0.35	0.22 +/- 0.10	0.12	0.32
C4	3.80	3.02 +/- 0.65	2.37	3.67
C5	25.38	32.10 +/- 5.56	26.54	37.66
C6	13.91	16.16 +/- 1.95	14.21	18.11
C7	13.02	14.11 +/- 1.17	12.94	15.28
C8	11.84	10.97 +/- 1.50	9.47	12.47
C9	6.81	5.34 +/- 1.18	4.16	6.52
C10	5.07	3.89 +/- 0.91	2.98	4.80
C11	3.40	2.60 +/- 0.64	1.96	3.24
C12	2.39	1.59 +/- 0.41	1.18	2.00
C13	2.01	1.19 +/- 0.40	0.79	1.59
C14	1.68	0.95 +/- 0.34	0.61	1.29
C15	1.55	0.84 +/- 0.31	0.53	1.15
C16	1.14	0.70 +/- 0.26	0.44	0.96
C17	1.26	0.78 +/- 0.30	0.48	1.08
C18	0.96	0.62 +/- 0.23	0.39	0.85
C19	0.70	0.48 +/- 0.19	0.29	0.67
C20	0.70	0.49 +/- 0.19	0.30	0.68
C21	0.64	0.46 +/- 0.19	0.27	0.65
C22	0.56	0.41 +/- 0.17	0.24	0.58
C23	0.50	0.39 +/- 0.16	0.23	0.55
C24	0.45	0.36 +/- 0.15	0.21	0.51
C25	0.37	0.33 +/- 0.15	0.18	0.48
C26	0.29	0.29 +/- 0.14	0.15	0.43
C27	0.27	0.27 +/- 0.13	0.14	0.40
C28	0.23	0.26 +/- 0.14	0.12	0.40
C29	0.19	0.24 +/- 0.13	0.11	0.37
C30+	0.51	0.92 +/- 0.83	0.09	1.75

#### Question C3 :

En audience publique, TransCanada a indiqué que tous les déversements survenus sur des sites de station de pompage de TransCanada au cours des dernières années avaient été contenus à l'intérieur des zones de confinement des stations et récupérés. Pourtant, l'étude *Enjeux de sécurité publique du projet Énergie Est dans la CMQ* mentionne que les données du PHMSA (programme américain) font état d'un déversement de 400 barils de brut survenu en 2011 à une station de pompage ou de comptage terrestre de TransCanada, au Dakota du Nord, qui s'est propagé à l'extérieur de la propriété de TransCanada et a contaminé un marais (SECU51, p. 7).

Veuillez indiquer si cette information est exacte.

Au cours des dix dernières années, est-ce que d'autres déversements survenus à une station de pompage ou de comptage terrestre de TransCanada se sont propagés à l'extérieur de la propriété de TransCanada, au Canada ou aux États-Unis?

#### Réponse:

La fuite en question a eu lieu en mai 2011 à la station de pompage Ludden du réseau d'oléoducs Keystone, dans le Dakota du Nord. La référence du rapport de la CMQ à une contamination d'une zone humide à l'extérieur de la propriété de TransCanada à la suite de cet incident est inexacte. TransCanada a déposé un rapport auprès du *Department of Transportation* (DOT) et du Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (PHMSA) des États-Unis stipulant qu'environ cinq barils de gouttelettes de pétrole sur un total de 400 barils libérés ont eu un impact sur une terre agricole adjacente y compris le sol et une petite zone humide saisonnière. L'équipe des mesures d'urgence de TransCanada a utilisé des techniques pour absorber le pétrole et d'autres techniques comme l'enlèvement du sol et les méthodes de nettoyage in-situ, pour nettoyer avec succès les cinq barils de gouttelettes de pétrole. Après le nettoyage, des échantillons d'eau de surface et le sol ont été prélevés et jugés en deçà des limites réglementaires applicables pour la santé humaine et la vie aquatique.

Une petite quantité de gouttelettes de pétrole a également migré hors de la propriété de TransCanada à la suite de l'incident estimé à 8,5 barils (mai 2011) à la station de pompage Severance au Kansas. Dans ce cas, TransCanada a enlevé la végétation enduite d'une fine couche de pétrole. Après le nettoyage, le sol et l'eau de surface de la propriété adjacente ont été échantillonnés et aucune présence d'hydrocarbures n'a été détectée.

Depuis le début de l'exploitation de l'oléoduc Keystone, en juin 2010, Ludden et Severance sont les seules stations de pompage ou de comptage au Canada ou aux États-Unis où une faible quantité de pétrole s'est échappée des propriétés de TransCanada lors d'une fuite.

**Question C4 :**

Dans le cadre de la première partie de l'audience publique du BAPE, le représentant de la firme TRIOX a indiqué qu'un éventuel déversement de pétrole dans la rivière Etchemin atteindrait le fleuve Saint-Laurent, mais affecterait uniquement la rive sud du fleuve (NAT10). Dans l'étude *Projet Énergie-Est : vulnérabilité et exposition de l'estuaire fluvial du St-Laurent dans la région de la CMQ*, l'auteur a modélisé le panache qui résulterait d'un éventuel déversement dans la rivière Chaudière, située à quelques kilomètres à l'ouest de la rivière Etchemin, et a conclu que le panache s'étendrait le long des rives sud et nord du fleuve, y compris sur la rive nord de l'île d'Orléans (EAU30, p. 9).

Veillez commenter les résultats de cette modélisation.

**Réponse:**

La modélisation effectuée par Oléoduc Énergie Est pour le scénario du pire cas a été réalisée sur une période de dix jours. Cette modélisation du fleuve à partir de la rivière Etchemin montre que pour cette durée, la contamination affecte uniquement la rive sud et quelques îles situées dans le chenal du Saint-Laurent. Si la modélisation est réalisée sur une période de 21 jours (comme celle de l'auteur de l'étude mentionnée dans la question ci-dessus), certaines rives de la rive nord pourraient être touchées.

#### Question C5 :

Dans l'étude *Projet Énergie-Est : vulnérabilité et exposition de l'estuaire fluvial du St-Laurent dans la région de la CMQ*, l'auteur indique, au sujet d'un éventuel déversement de pétrole qui atteindrait le fleuve dans la région de Québec, « [qu']on peut déjà affirmer que la combinaison d'un débit d'étiage du fleuve et de fortes marées (vives-eaux) va provoquer de forts courants ascendants au jusant et une plus grande extension du panache vers l'amont, ce qui pourrait amplifier le processus de dispersion latérale dans le fleuve et exposer toutes les vulnérabilités présentes quelle que soit la rive considérée » (EAU30, p. 13).

Est-ce que cette analyse est compatible avec la modélisation de TransCanada pour le scénario de déversement le plus défavorable de la rivière Etchemin, qui indique que sur les 348 km de rives du fleuve Saint-Laurent qui seraient potentiellement affectées, seuls 4 km seraient en amont de l'embouchure de la rivière Etchemin?

#### Réponse:

Oléoduc Énergie Est considère que cette analyse est compatible avec la modélisation réalisée pour le scénario de déversement le plus défavorable de la rivière Etchemin.

La firme RPS ASA a utilisé le logiciel SIMAP pour évaluer les effets potentiels d'un déversement dans l'estuaire du Saint-Laurent. SIMAP est un logiciel de modélisation tridimensionnel qui calcule la distribution (comme la masse et la concentration) du pétrole et de ses composantes sur la surface de l'eau, sur le littoral, dans la colonne d'eau et dans les sédiments. Les caractéristiques du pétrole incluses dans la modélisation sont la diffusion d'huile (gravitation et par cisaillement), l'évaporation, le transport, la dispersion aléatoire, l'émulsion, l'entraînement, la dissolution, la volatilisation, l'adhérence des gouttelettes d'huile dans les sédiments en suspension, l'adsorption d'hydrocarbures aromatiques dans les sédiments en suspension, la sédimentation et la dégradation.

La partie transport du modèle utilise à la fois des informations liées aux marées et au débit afin d'évaluer avec précision à la fois le transport en aval et en amont du pétrole brut.



#### **Question C6 :**

Dans *Évaluation du projet Énergie Est de TransCanada sur le territoire de la Communauté Métropolitaine de Québec en regard des milieux humides*, l'auteur indique que la mesure la plus efficace pour réduire l'érosion dans les milieux humides où serait installé l'oléoduc est de « [...] réduire la période de temps entre la période des travaux de mise en place de l'emprise et celle de restauration. L'installation des conduites devrait être suivie du remblai de la tranchée dans la même journée, ce qui implique de travailler sur de courtes sections à la fois » (NAT17, p. 20).

Veuillez indiquer quelle est la façon de procéder habituelle de TransCanada, particulièrement dans les milieux humides et agricoles. Veuillez préciser les délais entre les différentes étapes et la durée totale des travaux pour une section de conduite.

#### **Réponse:**

Énergie Est aimerait d'abord référer la Commission à sa réponse du 4 avril dernier à la question 4 de cette dernière du 29 mars 2016 (DQ1.1). En effet, Énergie Est considère que la partie de la question C6 qui réfère au milieu agricole pourrait répondre aux attentes de la Commission. Cette réponse réfère notamment à un schéma qui illustre les principales étapes de construction, à la durée typique de réalisation des travaux (12 à 16 mois pour un tronçon de construction; 12 à 16 mois pour une propriété agricole d'une distance d'un kilomètre) et aux facteurs qui influencent cette durée (ex. : types de sols, les divers obstacles présents dans le tronçon de construction, les conditions météorologiques, etc.).

Par ailleurs, l'installation d'un pipeline dans les différents types de milieux à franchir, incluant les milieux humides, requiert également la réalisation de la séquence des différentes étapes de construction. Comme pour les milieux agricoles, la durée typique de réalisation des travaux (distance d'un kilomètre) en milieux humides est estimée entre 12 à 16 mois. De plus, il faut rappeler que la présence de travailleurs et d'équipements de construction sera ponctuelle, c'est-à-dire que la plupart du temps, il n'y aura aucune activité dans un milieu humide en particulier.

La répartition des sept différentes catégories de milieux humides est listée au tableau 3-1 du document PR8.5.6.4 et localisée au document de la cartographie environnementale du tracé (document PR8.5.1 à la bande végétation et milieu humide). C'est quelque 520 milieux humides qui ont été répertoriés le long du tracé du pipeline au Québec. En regroupant les différentes longueurs de catégories de milieux humides contiguës, le pipeline franchirait quelque 400 secteurs comportant des milieux humides. De ce nombre, environ 65 % et 20 % ont une longueur moyenne variant de 30 à 140 mètres et de 240 à 450 mètres respectivement. Il est donc possible de constater que la très grande majorité des milieux humides sont de faible longueur et Énergie Est prévoit qu'il sera possible d'effectuer l'excavation de la tranchée, la

---

mise en fouille de la conduite et son remblayage dans un délai de deux à six jours selon les conditions qui prévaudront au moment des travaux. Dans le cas où l'excavation de la tranchée s'effectuerait en présence de roc/roche, le délai pour compléter la mise en fouille de la conduite et son remblayage pourrait être supérieur.

Les milieux humides ne représentent pas les endroits les plus susceptibles pour l'érosion des sols, considérant que la pente du terrain dans ce type de milieu est pratiquement nulle ou très faible, ce qui limite le potentiel de déplacement des particules de sol. Malgré cela, diverses mesures d'atténuation sont prévues lors de travaux en milieux humides soit :

- 1) avant l'excavation de la tranchée, s'assurer que la conduite est prête pour l'enfouissement (soudures des tuyaux, vérification des soudures, application d'époxy sur les soudures);
- 2) limiter le plus possible l'élimination de la végétation;
- 3) maintenir des ponceaux transversaux afin de permettre à l'eau de surface de passer d'un côté à l'autre de la voie d'accès temporaire requise pour les travaux;
- 4) privilégier la coupe de la végétation au niveau du sol, le fauchage ou le déchiquetage de préférence à l'essouchage;
- 5) limiter l'utilisation d'aire de travail temporaire;
- 6) installer des barrières à sédiments notamment en bordure des cours d'eau, si nécessaire;
- 7) prévoir des travaux en hiver notamment pour les longueurs en milieux humides les plus importantes, quand cela est possible;
- 8) procéder à l'abaissement temporaire de la nappe phréatique (ex. : fossé) pour faciliter la réalisation des travaux, si requis;
- 9) prévenir la perturbation du sol en installant une surface protectrice comme un matelas de bois et une membrane géotextile sur lesquels la machinerie circulerait lors des différentes étapes de construction et de remise en état de la zone de travail;
- 10) rétablir les profils d'avant la construction afin de maintenir le drainage transversal à travers l'emprise.

De plus, il est important de préciser que les effets sur les milieux humides présents le long du tracé sont de nature temporaire et ressentis majoritairement lors de la construction. Les milieux humides font également l'objet d'une surveillance étroite et, en cas d'observation de déficiences, des mesures d'atténuation sont mises de l'avant. Enfin, un programme de suivi post-construction sera mis en place afin de s'assurer que les mesures d'atténuation ont été efficaces et que les milieux humides retrouvent leur fonctionnalité rapidement.

#### Question C7 :

Un porte-parole de TransCanada a indiqué tout récemment que les interventions étrangères (par exemple, un entrepreneur qui excave sans avoir vérifié l'emplacement exact d'un oléoduc) constituaient la principale menace à l'intégrité des pipelines\*. Toutefois, dans le document *Un engagement envers la sécurité – Un engagement envers les Canadiens et les Canadiennes : rapport 2015 sur la performance de l'industrie pipelinière*, l'Association canadienne de pipelines d'énergie indique que 5,8 % seulement des incidents de pipeline sont causés par des activités externes, alors que 30,9 % sont causés par la dégradation du métal externe, et 28,1% par des problèmes en lien avec les matériaux, la fabrication ou la construction (SECU31, p. 16).

Veuillez expliquer comment réconcilier ces affirmations et données apparemment contradictoires.

\*Jonathan Abecassis, cité par : Cliche, Jean-François, 2016, « TransCanada se dit ouverte », *Le Soleil*, 4 avril, p. 3.

#### Réponse:

La citation attribuée au porte-parole de TransCanada est inexacte. Dans les faits, il a mentionné au journaliste que les interventions par des tiers sont une des principales menaces à l'intégrité des pipelines, et non qu'elles constituent la principale menace.

L'analyse de la fréquence des incidents fournit à la section 2 du Volume 6 (cote PR3.6.3) indique bien que les activités d'excavation par des tiers représentent approximativement 5,7% des incidents de pipeline.

Afin de réduire ce risque, Oléoduc Énergie Est mettra en place un programme de sensibilisation ayant pour but d'informer et de sensibiliser la population à l'importance de la sécurité des pipelines afin de protéger le public, l'environnement et nos installations pipelinières. Les groupes identifiés comprennent notamment : la population concernée, les entrepreneurs, les intervenants d'urgence et les représentants municipaux.

Le programme inclut notamment les informations sur la façon de reconnaître les signes d'une fuite de pipeline et souligne l'importance d'appeler pour vérifier la localisation exacte du pipeline avant de commencer toute activité d'excavation.

## Bureau d'audiences publiques sur l'environnement

### Projet Oléoduc Énergie Est de TransCanada – section québécoise

#### Titre de l'engagement : Caractéristiques des composés BTEX

Date de dépôt : 15 avril 2016

---

#### Question C8 :

Dans *Évaluation des risques spécifiques au site de la rivière des Outaouais*, Stantec indique que « [...] bien que les composés de BTEX soient relativement solubles, ils ont de courtes demi-vies dans l'eau, variant entre 3 et 6 heures. Par conséquent, bien que la qualité de l'eau puisse être affectée en cas de déversement, les effets seraient passagers » (EAU15, p. 5.13).

Comment expliquer, alors, qu'à la suite du déversement à Lac-Mégantic, les prises d'eau de la ville de Lévis sur la rivière Chaudière, à une bonne distance du déversement, aient été inutilisables pendant 74 jours (M. Benoît Chevalier, DT6, p. 127)?

#### Réponse:

Les composés BTEX des hydrocarbures correspondent à une fraction légère (faible masse moléculaire) du pétrole brut et ils se volatilisent rapidement. L'évaporation est un processus qui débute immédiatement après un déversement d'hydrocarbures et peut se poursuivre pendant quelques jours (CEAEQ, 2015)<sup>1</sup>. Les composés volatils légers, comme les BTEX, sont ainsi rapidement transférés vers l'atmosphère, ce qui explique leur faible demi-vie dans l'eau après un déversement. Dans le cas spécifique du déversement de pétrole brut à Lac-Mégantic, Golder Associés (2014)<sup>2</sup> arrivent à la même conclusion quant à la volatilisation des BTEX, tel qu'indiqué à la page 5 de MDDELCC (2014)<sup>3</sup>.

À la suite de nos discussions avec la Ville de Lévis, il nous a été mentionné que la prise d'eau de la rivière Chaudière a été fermée à titre préventif. Les résultats d'analyse au point d'échantillonnage P7, situé juste en amont de cette prise d'eau dans la rivière Chaudière, soutiennent d'ailleurs cette affirmation puisque les échantillons analysés pour les BTEX étaient sous la limite de détection de la méthode (voir tableaux en annexe).

Le premier rapport du comité expert indique d'ailleurs qu'aucune phase flottante de pétrole n'a été décelée en aval de St-Joseph-de-Beauce lors des survols aériens (page 7, MDDELCC 2014) et que la détection et les dépassements des critères étaient sporadiques dès la fin du mois de juillet 2013, soit environ trois semaines après le déversement.

---

<sup>1</sup> Centre d'expertise en analyse environnementale du Québec (CEAEQ), 2015. Hydrocarbures pétroliers : caractéristiques, devenir et criminalistique environnementale. Études GENV22 et GENV23. Évaluation environnementale stratégique globale sur les hydrocarbures. 41 p. et annexes

<sup>2</sup> Golder Associés. 2014. Rapport de caractérisation de la rivière Chaudière. Rapport présenté au ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs, Direction régionale du Centre de contrôle environnemental de la Capitale-Nationale et de la Chaudière-Appalaches, version finale, 75 p. incluant tableaux, figures et annexes

<sup>3</sup> Ministère du Développement durable de l'Environnement et de la Lutte aux changements climatiques (MDDELCC), 2014. Tragédie ferroviaire de Lac-Mégantic. Rapport du Comité expert sur la contamination résiduelle de la rivière Chaudière par les hydrocarbures pétroliers. Constats, recommandations, actions proposées. 62 p.

## Chaudière - Résultats d'analyse des eaux de surface

Valeurs maximales atteintes à chacun des points d'échantillonnage (7 au 26 juillet)

Point Lieu	Unité	L.D.M.	Critères effets aigus*	Critères effets chroniques*	P1 Amont barrage St-Georges	P2 Aval barrage St-Georges	P3 Notre-Dame- Des-Pins	P4 Beauceville	P5 Ste-Marie	P6 St-Lambert	P7 St-Rédempteur	P8 St-Nicolas
<b>Hydrocarbures pétroliers (C<sub>10</sub> à C<sub>50</sub>)</b>	mg/L	0.1	0.13	0.063	2.2	1.7	DNQ	0.7	DNQ	0.3	0.4	DNQ
<b>Identification des produits pétroliers</b>	—	—	—	—	Présence C <sub>16</sub> -C <sub>36</sub>	Traces C <sub>14</sub> -C <sub>36</sub>	Traces C <sub>14</sub> -C <sub>38</sub>	Traces C <sub>14</sub> -C <sub>36</sub>	Traces C <sub>14</sub> -C <sub>36</sub>	Traces C <sub>14</sub> -C <sub>36</sub>	Traces C <sub>14</sub> -C <sub>38</sub>	Traces C <sub>14</sub> -C <sub>38</sub>
<b>Composés organiques volatils*</b>					<b>7/7/2013</b>	<b>7/7/2013</b>	<b>7/8/2013</b>	<b>7/8/2013</b>	<b>7/12/2013</b>	<b>7/12/2013</b>	<b>7/12/2013</b>	<b>7/12/2013</b>
Benzène	µg/L	0.08	950	370	0.32	0.45	0.11	0.11	--	--	--	--
Toluène	µg/L	0.05	1300	2	0.58	0.55	0.14	0.14	--	--	--	--
Éthylbenzène	µg/L	0.05	160	90	0.06	0.06	--	--	--	--	--	--
<i>m+p</i> -Xylènes	µg/L	0.14	370**	41**	0.40	0.36	0.15	--	--	--	--	--
<i>o</i> -Xylènes	µg/L	0.07	370**	41**	0.35	0.25	0.10	0.11	--	--	--	--
1,2,4-Triméthylbenzène	µg/L	0.11	150	17	0.47	0.38	--	--	--	--	--	--
Naphtalène	µg/L	0.11	100	11	1.2	1.8	0.22	0.28	--	--	--	--

Source : Résultats d'analyse des eaux de surface de la rivière Chaudière (Onglets : Valeurs max (7-26 juillet) et Valeurs récentes (26 juillet). Site du MDDELCC : <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/lac-megantic/chaudiere.htm>



## Bureau d'audiences publiques sur l'environnement

### Projet Oléoduc Énergie Est de TransCanada – section québécoise

#### Titre de l'engagement : Fabrication des tuyaux

Date de dépôt : 15 avril 2016

---

#### Question C9 :

Selon un ingénieur s'exprimant sous un nom fictif, « [...] pour construire des oléoducs, on utilise une technique où "les tuyaux sont très *cheaps* comparativement aux tuyaux des gazoducs, explique Alain. On appelle ça de la plaque roulée : tu prends une plaque de métal, tu la roules [de manière à lui donner une forme de cylindre] et tu la soudes au milieu. [...] Donc ça te fait une soudure tout le long du tuyau", ce qui représente un point faible. [...] En outre, ajoute Alain, si la soudure n'est pas idéale pour construire des tuyaux, elle reste excellente pour les assembler bout à bout. C'est ce qui est fait pour les gazoducs, mais les oléoducs, eux, sont rabotés avec des joints boulonnés, moins sécuritaires.»\*

Veillez décrire et documenter le mode de fabrication en usine des tuyaux du pipeline projeté et préciser, dans le cas de soudures longitudinales pour fabriquer les tuyaux, si de telles soudures constituent ou non un point faible qui pourrait être à l'origine de ruptures, de fissures ou d'une corrosion accrue susceptibles d'entraîner des fuites.

Dans plusieurs des documents que vous avez déposés, il est mentionné que les sections de conduite de l'oléoduc projeté seraient soudées. Veuillez préciser de quelle façon les sections de conduite seraient jointes les unes aux autres. Les joints unissant les différentes sections constituent-ils, à votre avis, un point de faiblesse des conduites ? Veuillez documenter la réponse.

\*Cliche, Jean-François, 2016, « "Pas assez de spécialistes" », *Le Soleil*, 4 avril, p. 3.

#### Réponse:

##### Fabrication des conduites

Dans un premier temps, il est important de préciser que les normes CSA Z662 « Réseaux de canalisation de pétrole et de gaz » et « Tubes en acier pour canalisation » s'appliquent autant pour les oléoducs que les gazoducs.

En ce qui concerne Oléoduc Énergie Est, les tuyaux seront fabriqués en usine par soudage à double arc submergé (DSAW), également appelé soudage à l'arc sous double flux (SADF). Chaque tuyau est composé d'une plaque ou d'une bande d'acier qui est formée en cylindre et soudé simultanément à l'arc submergé de l'intérieur et de l'extérieur le long de l'axe longitudinal du tuyau ou en spirale.

Divers procédés sont utilisés pour former le tuyau et chacun de ces procédés a été utilisé avec succès dans le monde entier depuis de nombreuses années.

Quel que soit le procédé utilisé pour former le tuyau, la soudure est inspectée à 100% par ultrason afin d'assurer qu'elle n'a pas de défauts.

Les soudures longitudinales ou en spirale ne sont pas un point faible pour le tuyau. Les normes de fabrication exigent que la soudure soit plus résistante que l'acier du tuyau. Dans un premier temps, la procédure de soudage est qualifiée et des essais destructifs sont réalisés pour s'assurer que la soudure est plus résistante que le tuyau. Puis, tout au long de la production des tuyaux en usine, les soudures subissent des essais destructifs à une fréquence spécifiée. Ces essais doivent démontrer que la soudure est plus résistante que l'acier de la conduite ou sinon les tuyaux sont rejetés.

Des essais hydrostatiques sont également réalisés en usine sur chacune des sections de tuyaux.

Par ailleurs, nous aimerions souligner que, comme mentionné par M. Jake Abes lors de la séance du 10 mars en après-midi (Cote DT5, page 46), la problématique de fissuration le long de la soudure longitudinale affectait les tuyaux produits à l'aide d'un procédé de soudage par résistance électrique à basse fréquence (Low frequency ERW). Ce procédé n'est plus utilisé depuis les années 1970 et a été remplacé par un procédé de soudage par résistance électrique à haute fréquence (High frequency ERW). Or, la problématique de fissuration est réglée par notre processus de fabrication et par les tests effectués sur les soudures.

#### Soudure des conduites en chantier

Les sections de conduite de l'oléoduc seront soudées en utilisant des procédures de soudage manuel SMAW (shielded metal arc welding) ou de soudage mécanisé GMAW (gas metal arc welding). Les procédures de soudage doivent être qualifiées avant d'être utilisées sur le terrain. Pour se qualifier, des essais destructifs sont effectués sur des échantillons pour démontrer que la soudure est plus résistante que la conduite.

Pendant la construction, le soudage est étroitement surveillé et les soudures sont inspectées afin de nous assurer que l'entrepreneur respecte les paramètres de la procédure de soudage. Chaque soudure est vérifiée à 100% par ultrason ou par radiographie pour s'assurer qu'elle ne présente aucun défaut. À notre avis, les joints unissant les différentes sections ne sont pas un point de faiblesse des conduites. À noter que les soudures faites sur le chantier sont elles aussi conçues pour être plus résistantes que la conduite elle-même.



### Bureau d'audiences publiques sur l'environnement

#### Projet Oléoduc Énergie Est de TransCanada – section québécoise

**Titre de l'engagement : Lignes de transport d'électricité adjacentes au tracé**

**Date de dépôt : 15 avril 2016**

---

#### **Question C10:**

Le 4 avril dernier, TransCanada a confirmé avoir arrêté le flux de l'oléoduc Keystone en raison d'une fuite survenue au Dakota du Sud\*.

La commission désire en savoir davantage sur cette fuite, notamment sa cause, comment celle-ci a été détectée (par les systèmes de surveillance de TransCanada, par un surveillant ou par un passant) et quel a été le délai d'intervention pour cesser le flux du pipeline à partir du moment où les opérateurs ont pris connaissance de cette fuite.

La commission vous demande également de la tenir informée de l'ampleur de la fuite ainsi que des mesures d'intervention qui ont été mises en place pour contenir et récupérer le pétrole, le cas échéant.

\*Shields, Alexandre, 2016, « TransCanada forcée de fermer le pipeline Keystone après un déversement », *Le Devoir*, 5 avril, p. A4

#### **Réponse:**

L'incident de Freeman au Dakota du Sud a été signalé sur l'emprise du pipeline Keystone, vers 11 h 30, le 2 avril 2016, à environ six kilomètres de la station de pompage.

TransCanada a immédiatement enclenché le processus d'arrêt du pipeline, activé une procédure d'intervention d'urgence et envoyé des équipes sur place pour évaluer la situation. Ces équipes ont alors procédé à des travaux d'excavation et de réparation jour et nuit et ont été en mesure de localiser l'endroit précis de la petite fuite responsable de l'incident.

Les spécialistes et les experts des organismes de réglementation sur place n'ont observé aucun impact environnemental significatif.

Il n'y a non plus aucun risque pour la sécurité de la population vu que les mesures correctives exigées par la Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (PHMSA) ont été appliquées sans délais.

Le nettoyage et la remise en état du terrain affecté sont en cours et, en date du 15 avril, en bonne voie d'être complétés.

Par ailleurs, le dimanche 10 avril dernier, TransCanada a annoncé le redémarrage contrôlé de l'oléoduc Keystone, après avoir reçu l'autorisation de la PHMSA.

Dans le cadre de ce plan de redémarrage approuvé par la PHMSA, TransCanada exploite le pipeline à une pression réduite et poursuit ses patrouilles aériennes et ses inspections visuelles.

En ce qui concerne la cause, une investigation est en cours et des informations plus détaillées seront fournies à la commission dès qu'ils seront disponibles.