

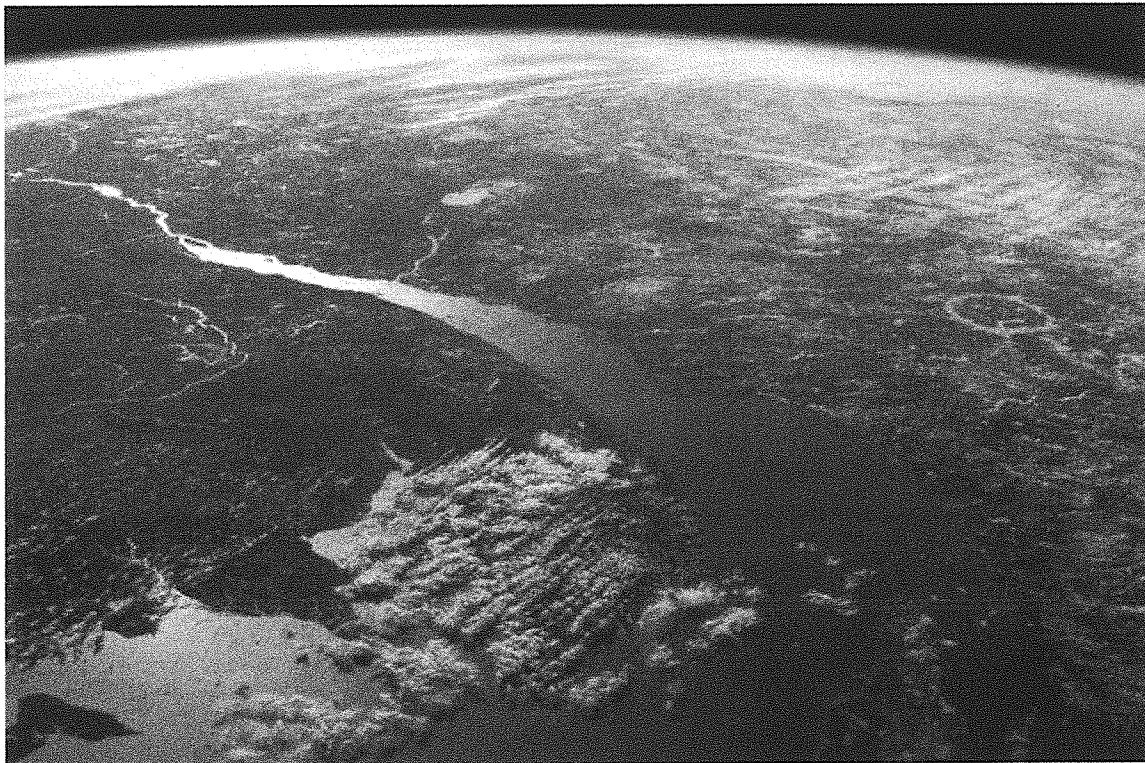
- K -

Étude du personnel enseignant

Centre national de formation en traitement de l'eau

Commission scolaire des Trois-Lacs

**Risques pour l'approvisionnement en eau des populations
tributaires de la rivière des Outaouais et du fleuve St-Laurent
dus au projet d'oléoduc Énergie-Est**



Fleuve St-Laurent et rivière des Outaouais vus de la station orbitale (Source Chris Hadfield NASA)

Présentation à la conférence Americana

Montréal le 22 mars 2017

Table des matières

Sommaire de la position des enseignants (es) du Centre national de formation.....	3
1.0 Mise en contexte.....	4
2.0 Caractéristiques du produit déversé et flottabilité du bitume dilué	8
3.0 Lieu du déversement en Saskatchewan et caractéristiques de l'oléoduc.....	14
4.0 Cause et impacts du déversement pétrolier dans la rivière Saskatchewan Nord.....	15
5.0 Critères de qualité de l'eau.....	17
5.1 Résultats d'analyses transmis par Husky Energy.....	19
5.2 Résultats d'analyses réalisées par l'agence provinciale de l'eau (WSA).....	21
5.3 Résultats d'analyses réalisées par la ville de Prince Albert à sa prise d'eau	22
5.4 Résultats d'analyses dans la colonne d'eau.....	23
6.0 Mesures d'urgence dans les municipalités touchées.....	26
6.1 Mesures d'urgence entreprises à North Battleford	26
6.2 Mesures d'urgence entreprises à Prince Albert	28
6.3 Mesures d'urgence entreprises à Melfort.....	31
7.0 Analyse du parcours de l'oléoduc Énergie-est au Québec.....	32
7.1 Accroissement du transport par oléoduc attribuable à Énergie-est	32
7.2 Volume et fréquence d'un déversement	33
8.0 Risques associés au parcours de l'oléoduc le long de la rivière des Outaouais	36
8.1 Rapport d'étude commandé par la commission de l'énergie de l'Ontario	38
8.2 Rapport d'expertise Savaria sur l'impact de déversement dans la région Ottawa	39
8.3 Modélisation d'un déversement d'hydrocarbures dans la rivière des Outaouais	41
9.0 Filière de traitement municipale et élimination des hydrocarbures.....	44
10.0 Évaluation des conséquences et planification de mesures d'urgence.....	48
11.0 Conclusion	50
Références bibliographiques	53

La version numérique du document est disponible sur le site web du Centre national au
<http://multicentre.cstois-lacs.qc.ca/pgl/nos-formations/centre-national-de-formation-en-traitement-de-l-eau>

Pour de l'information relative à cette étude communiquer avec ***guy.coderre@cstois-lacs.qc.ca***

Sommaire de la position des enseignants (es) du Centre national de formation

Aucun tracé d'oléoduc en Amérique ne menace autant l'intégrité des écosystèmes aquatiques et les sources d'approvisionnement en eau de population (5 millions) que le projet Énergie-est. Cet oléoduc serait, le plus gros (1,1 Mb /j), le plus long (4 600 km), le plus toxique (bitume dilué) **sur le pire des parcours imaginables, le long des rives de la rivière des Outaouais et du fleuve St-Laurent**. Il traverserait sur ce parcours, **plus de mille cours d'eau**, dont plusieurs à haut risque de traverse, chacun susceptible de contaminer rapidement et à long terme la rivière des Outaouais et le fleuve.

Les conclusions de l'*Académie des sciences des États-Unis* et les études le démontrent, la densité plus élevée du bitume dilué **favorise sa migration dans la colonne d'eau** et aggrave les risques de contamination de prises d'eau même celles en eau profonde.

Le déversement d'un oléoduc dans la rivière Saskatchewan Nord en 2016 met en lumière les risques que posent le parcours prévu de cet oléoduc au Québec. Ce déversement, de bitume dilué, a pollué **dans toute la colonne d'eau**, la rivière sur **500km** et nécessité la fermeture de **3 prises d'eau** municipales pendant **55 jours**. Heureusement les populations touchées, plus de 70 000 personnes, ont pu avoir recours rapidement à une source d'eau alternative.

Ici, en région métropolitaine de Gatineau ou Montréal, la vaste majorité des stations de purification de l'eau ne pourront compter sur **aucune source d'eau alternative**. Nos chaînes de traitement ne sont pas en mesure d'éliminer ces polluants. Après l'épuisement des réserves (6 à 24h), une rupture de l'approvisionnement en eau ou la distribution forcée d'une eau de mauvaise qualité seront des risques réels auxquels les populations seront exposées.

En fait, dès le signalement d'un déversement d'hydrocarbures, toute prise d'eau à proximité doit être fermée par mesure préventive pour éviter la contamination des installations et protéger la population. Qu'en sera t-il pour ce qui est de la décision de la rouvrir ou non, à l'approche de l'épuisement des réserves? En cas de déversement majeur, **quel est le plan B** pour alimenter la population, les institutions, les industries? Quelles seront les impacts et conséquences socio-économiques d'une telle situation?

Ce projet **met à risque de façon inacceptable** la sécurité des approvisionnements en eau de plus de 3 millions de Québécois. À titre d'enseignants (es) affectés (es) à la formation des opérateurs des stations de purification d'eau du Québec, nous tenons à réaffirmer notre ferme opposition au projet d'oléoduc Énergie-est.

1.0 Mise en contexte

En mai 2016, le personnel enseignant du Centre national de formation en traitement de l'eau rendait public leur mémoire intitulé «*Vulnérabilité des stations de purification de l'eau de la région métropolitaine de Montréal et risques pour la population en cas de contamination de l'eau par les hydrocarbures*» et déposé au bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) dans le cadre du projet de construction de l'oléoduc Énergie-Est de la compagnie TransCanada Pipeline (TCP).



Photo: Signataires du mémoire au Centre national de formation en traitement de l'eau

L'analyse des risques liés à la future exploitation de l'oléoduc Énergie-Est basée sur les types de produits transportés, les risques de fuites et les caractéristiques des stations de purification de la région, nous a amenés à conclure qu'en cas de déversement majeur, **IL N'Y AURA AUCUN PLAN B** réaliste pour la vaste majorité des stations de la région métropolitaine qui ne peuvent compter sur **aucune prise d'eau alternative**.

Les procédés de traitement

Les procédés de traitement d'eau de surface des stations de purification ne sont pas conçus pour éliminer les hydrocarbures. La récente contamination de l'eau au diesel à Longueuil a clairement démontré que les stations de purification ne sont pas capables de détecter ou d'éliminer les hydrocarbures. À Longueuil, l'infiltration d'une très faible quantité de diesel dans le puits d'eau brute de la station de purification de l'eau en janvier 2015 avait provoqué une situation dramatique et l'émission d'un avis de non-consommation affectant près de 300 000 résidents.

Prise d'eau alternative

Le recours à une prise d'eau alternative est primordial en cas de déversement. Le déversement de pétrole dans le lac Mégantic en 2013, source de la rivière Chaudière, a entraîné la fermeture des prises d'eau de St-Georges, Ste-Marie et Lévis pour une période de 74 jours. Ici en région métropolitaine, pour la très vaste majorité des stations de purification, soit 23 sur 26, le recours à une prise d'eau brute alternative n'est d'aucune façon envisageable. Leur localisation sur des îles, l'éloignement de toute source alternative ou l'ampleur des besoins à combler rendront impossible cette alternative.

Réserve d'eau potable

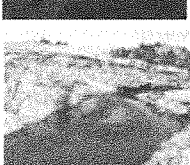
L'île de Montréal avec ses 6 stations de production possède 14 réservoirs d'emmagasinement pour un volume de réserve total de 1,5 million de m³. Les besoins en eau sur l'île étant de 2 millions m³/j, la communauté dispose d'environ 16h de réserve, la norme pour l'ensemble des stations d'eau du Québec.

Conséquences pour la population

Dès le signalement d'un déversement les stations fermeront leurs prises d'eau pour éviter la contamination. Une fois les réserves épuisées, les options disponibles aux responsables des stations, de la santé et de la sécurité civile seront limitées et difficiles: Remettre en marche la production et distribuer une eau légèrement contaminée, non-conforme, sous couvert d'un avis de non-consommation ou arrêter complètement la distribution afin de protéger l'intégrité de la station et celle du réseau de distribution. **Dans les 2 cas, l'ampleur d'une telle catastrophe sanitaire a de quoi faire frémir.**

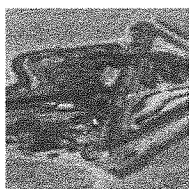
Événements récents

Depuis le dépôt de notre mémoire en avril 2016, plusieurs déversements importants d'oléoduc sont survenus en Amérique du Nord. Une brève **revue médiatique** des derniers mois est révélatrice sur les risques que pose le transport par oléoduc pour notre environnement.

Avril 2016		TransCanada forcée de fermer le pipeline Keystone après un ... Le Devoir (Abonnement) - 4 avr. 2016 Ce pipeline, exploité depuis 2010 pour transporter du pétrole albertain vers les États-Unis, a connu 21 déversements au cours de sa seule ... L'oléoduc Keystone fermé après une fuite aux É.-U. ICI.Radio-Canada.ca - 4 avr. 2016
Juin 2016		ConocoPhillips' pipeline leak fouls creek near Alberta grizzly area Globalnews.ca - 14 juin 2016 The Alberta Energy Regulator says a pipeline leak in northwestern Alberta has spilled 380,000 litres of light petroleum into a creek within five ... ConocoPhillips pipe spills light oil near Alberta caribou range Cité à de nombreuses reprises - Reuters - 14 juin 2016
Juillet 2016		Prince Albert décrète l'état d'urgence à la suite du déversement de ... ICI.Radio-Canada.ca - 25 juill. 2016 Le conseil municipal de Prince Albert a décrété l'état d'urgence lundi ... son approvisionnement en eau de la rivière Saskatchewan Nord. Rupture d'oléoduc: Prince Albert économise ses réserves d'eau LaPresse.ca - 26 juill. 2016
Août 2016		Une autre fuite de pétrole se produit en Saskatchewan ICI.Radio-Canada.ca - 3 août 2016 Environ 100 000 litres d'un liquide contenant du pétrole se sont écoulés d'un pipeline d'émulsion de la compagnie Crescent Point Energy situé ...
Sept. 2016		Environmental threat lessens as Colonial Pipeline cleanup continues WVTM13 - 22 sept. 2016 To finish up the cleanup process at the main leak site, the EPA said they need to vacuum portions of fuel from the problem pipeline so they can ...
Oct. 2016		Fuite d'oléoduc en Alberta : trois hectares recouverts d'une émulsion ... LaPresse.ca - 12 oct. 2016 Trilogy Energy affirme que la fuite d'oléoduc qu'elle a découverte la semaine dernière dans le nord de l'Alberta a recouvert d'une émulsion de ...
Oct. 2016		Officials say no drinking water impacted by Sunoco pipeline rupture StateImpact Pennsylvania - 24 oct. 2016 An aerial photo shows flood water damage to the roadway and the Wallis Run Bridge in Gamble, Pa. Sunoco officials say the bridge washed ...
Nov. 2016		Alabama: explosion sur le plus grand pipeline des États-Unis L'Express - 2 nov. 2016 Un coup de pelle mécanique serait à l'origine de l'explosion survenue mardi sur une portion du Colonial pipeline en Alabama. Un coup de ... Violente explosion d'un pipeline détenu en partie par la Caisse de ... LaPresse.ca - 1 nov. 2016
Déc. 2016		Crews attempt to burn oil from Belle Fourche Pipeline spill Bismarck Tribune - 15 déc. 2016 An oil pipeline spill in Ash Coulee Creek is pictured Saturday northwest of Belfield The Belle Fourche Pipeline spilled an estimated 176,400 ...

Déc.
2016

(Fuite d'un
oléoduc de
Ø = 15 cm
en 2013)

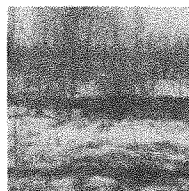


Une fuite de pétrole toujours pas nettoyée 3 ans plus tard

MétéoMédia - 26 déc. 2016

La rupture d'un **pipeline** a déversé 840 000 gallons de pétrole brut, soit plus de ... Le département de la Santé du **Dakota** du Nord ainsi que les ...

Janv.
2017



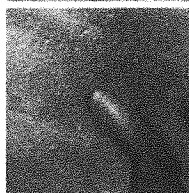
Saskatchewan : 200 000 litres de pétrole déversés en terres ...

ICI.Radio-Canada.ca - 23 janv. 2017

Des représentants des Affaires autochtones et du Nord **Canada** ... ont été déversés sur des terres agricoles dans une **fuite** de pipeline, en Saskatchewan. ... **oléoducs** sont situés dans la zone où s'est produit le déversement.

Un bris d'**oléoduc** cause une **fuite** d'environ 200 000 litres de pétrole ...

Janv.
2017

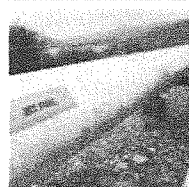


The Largest Spill in 7 Years: Iowa Pipeline Leaks 138000 Gallons of ...

Futurism - 27 janv. 2017

Indeed, just last month, the **Belle Fourche Pipeline** ruptured near Belfield, ND, spilling more than 178,000 gallons of crude oil into surrounding ...

Fév.
2017



Tundra Energy responsable d'un autre déversement de pétrole en ...

ICI.Radio-Canada.ca - 2 févr. 2017

L'entreprise albertaine Tundra Energy Marketing est responsable d'un deuxième **déversement** d'un de ses **oléoducs** en Saskatchewan en ...

Fév.
2017



In Tiny Blue Ridge, Texas, Oil Spill Is Cautionary Tale Against ...

Patch.com - 12 févr. 2017

30, an estimated 600,000 gallons, or 14,285 barrels' worth, of oil spewed out of Enbridge's **Seaway Pipeline** in Blue Ridge, **Texas**, according to ...

Blue Ridge, **Texas**: **Seaway Pipeline** Spill Was The Second One In A ...

The Inquisitr - 10 févr. 2017

Fév.
2017



Alberta : fuite de 200 000 litres de pétrole léger d'un pipeline d ...

ICI.Radio-Canada.ca - 18 févr. 2017

Les opérations de nettoyage sont en cours sur un site industriel du comté de Strathcona à l'est d'Edmonton, après le déversement de quelque ...

Fév
2017



Un pipeline de Suncor responsable du déversement d'essence à ...

ICI.Radio-Canada.ca - 21 févr. 2017

Un **déversement** d'essence a eu lieu mardi matin au quai de Rimouski. La fuite provenait d'une partie d'un **pipeline** de Suncor, situé près du ...

L'Association étudiante de l'UQAR se positionne contre les projets ...

L'Avantage Rimouski - 24 févr. 2017

Parmi ces événements récents, nous étudierons les conséquences qu'ont engendré le déversement de 225 000 litres d'hydrocarbures d'un oléoduc de la compagnie *Husky Energy* en juillet 2016 dans la rivière Saskatchewan Nord.

2.0 Caractéristiques du produit déversé et flottabilité du bitume dilué

L'oléoduc transportait du bitume dilué (dilbit), un pétrole lourd dilué avec des solvants afin de le fluidiser suffisamment pour permettre son transport par oléoduc. C'est majoritairement ce type d'hydrocarbures que le projet énergie-est transporterait.

L'Académie des sciences des États-Unis, en 2016, dans son rapport *Spills of Diluted Bitumen from pipelines*¹, met en garde contre les difficultés accrues que pose la récupération du bitume dilué. Ci-dessous, les conclusions du rapport ne laissent aucun doute sur le caractère problématique de la récupération du bitume dilué après une fuite et de sa persistance dans l'environnement.

National Academies of Sciences USA Conclusions of Spills of Diluted Bitumen from pipelines	Déversement de bitume dilué de pipelines Conclusions de de l'Académie des Sciences des USA
<i>Diluted bitumen has unique properties, differing from those of commonly transported crude oils, which affect the behavior of diluted bitumen in the environment following a spill.</i> <i>The key differences are in the exceptionally high density, viscosity, and adhesion properties of the bitumen component of the diluted bitumen</i> <i>For this reason, spills of diluted bitumen pose particular challenges when they reach water bodies. In some cases, the residues can submerge or sink to the bottom of the water body.</i> <i>Spills of diluted bitumen into a body of water initially float and spread while evaporation of volatile compounds may present health and explosion hazards, as occurs with nearly all crude oils. It is the subsequent weathering effects, unique to diluted bitumen, that merit special response strategies and tactics.</i> <i>This situation is highly problematic for spill response because (1) there are few effective techniques for detection, containment, and recovery of oil that is submerged in the water column, and (2) available techniques for responding to oil that has sunk to the bottom have variable effectiveness depending on the spill conditions.</i>	Le bitume dilué a des propriétés uniques, différentes de celles des pétroles bruts transportés qui affectent son comportement dans l'environnement suite à un déversement. Les principales différences sont la densité exceptionnellement élevée, la viscosité, et les propriétés d'adhérence du composant bitume du bitume dilué. Pour cette raison, les déversements de bitume dilué posent des défis particuliers quand ils atteignent les plans d'eau. Dans certains cas, les résidus peuvent s'immerger ou se déposer au fond du plan d'eau. Les déversements de bitume dilué dans une masse d'eau flottent et se propagent initialement à la surface, tandis que l'évaporation des composés volatils peut présenter des risques pour la santé et des explosions, comme c'est le cas pour presque tous les pétroles bruts. Ce sont les effets des altérations subséquentes, uniques au bitume dilué, qui méritent des stratégies et des tactiques spéciales d'intervention. Cette situation est hautement problématique pour la réponse aux déversements, premièrement, il existe peu de techniques efficaces pour la détection, le confinement et la récupération du pétrole qui est immergé dans la colonne d'eau, deuxièmement, les techniques disponibles pour répondre au pétrole coulé au fond ont une efficacité variable en fonction des conditions de déversement.

La densité élevée du bitume et son adhérence aux particules **favorisent sa migration dans la colonne d'eau** et rendent sa récupération difficile, ce qui aggrave les risques de contamination de nos prises d'eau.

Vieillessement du bitume dilué et flottabilité

Une étude², réalisée en laboratoire par le gouvernement canadien en 2013, illustre bien la problématique entourant le comportement particulier du bitume dilué et sa dispersion dans la colonne d'eau suite à un déversement. **La densité du pétrole est le facteur le plus important en matière d'enfoncement.** Une fois déversé dans l'environnement, l'évaporation augmente la densité des hydrocarbures. Au fur et à mesure que les solvants s'évaporent, la densité du bitume dilué frais ($\approx 0,94$ g/mL) augmente et peut atteindre et dépasser celle de l'eau (1 g/mL). Cet état de fait favorise sa dispersion dans la colonne d'eau et pose un défi supplémentaire³ lors de déversement. Des remous, la turbulence et la présence de matière en suspension (turbidité) dans l'eau sont d'autres facteurs qui favorisent la dispersion du bitume dilué (dilbit) dans la colonne d'eau.

Bien que les essais pilotes ont porté sur le comportement du bitume dilué dans des échantillons d'eau salée, les auteurs signalent que des conclusions similaires s'appliquent en eau douce et font un rapprochement très clair avec le déversement de bitume dilué dans la rivière Kalamazoo en 2010.

Ci-contre: Un échantillon bitume/eau salée (10%v/v) est brassé en présence de matières en suspension (terre diatomées). Nous observons la dispersion du bitume frais (gauche) et altéré ayant subi une évaporation de 36 heures (droite), après 24 h de décantation. Le bitume se "disperse et s'enfonce" dans la colonne d'eau, une partie se dépose au fond.

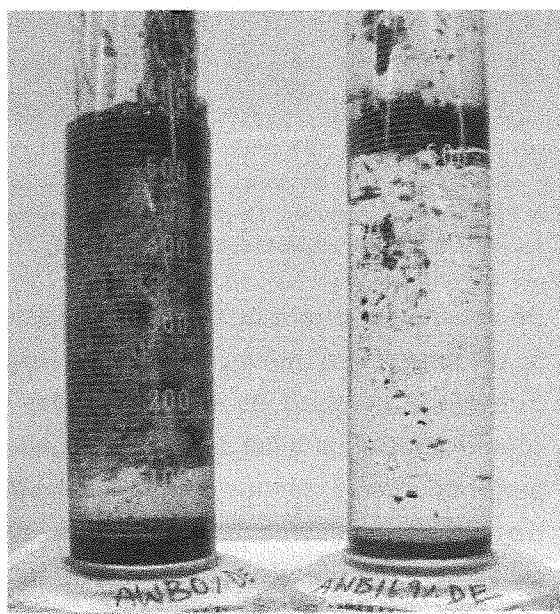


Photo: Comportement du bitume dilué frais (gauche) et altéré (droite) dans une colonne d'eau après 24 h de décantation.
Source: B.P. Hollebome Environnement Canada 2013

Ci-dessous, le comportement de bitume dilué en présence de matières en suspension de plus petite taille (koalin $\approx 1\mu\text{m}$). Pour chacune des 4 images (a) à (d), de gauche à droite sur chaque image le bitume frais, altéré par évaporation à 7,88%, et 15,75% de perte de poids, l'équivalent de 5 à 10 jours de vieillissement. La sédimentation semble plus marquée pour les pétroles les moins vieillis: (a) après 1h de sédimentation, (b) après 3h, (c) après 24 h, (d) après 1 semaine de décantation.

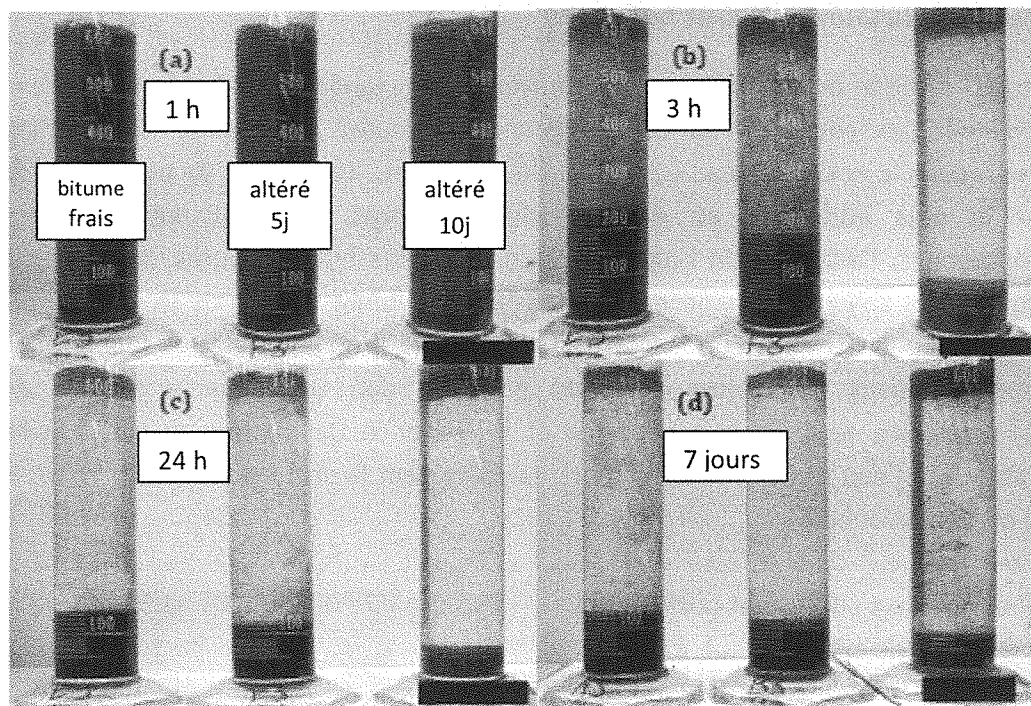


Photo: Comportement de bitume frais et altéré après mélange dans une colonne d'eau : après 1h (a), 3h (b), 24h (c) et 7 jours (d) de décantation. De gauche à droite sur chaque photo, le comportement de bitume frais, altéré 5 et 10 j
Source: B.P. Hollebone Environnement Canada 2013

Un volume important de bitume se dépose. **Une partie demeure en suspension dans la colonne d'eau même après une longue période de décantation (7 jours) sans turbulence.** À cause de sa densité plus élevée que les autres types de pétrole, le comportement du dilbit est plus à risque pour les prises d'eau. Une contamination en profondeur de la colonne d'eau et le dépôt de dilbit rendent la récupération du pétrole très difficile et augmentent les risques de contamination de nos prises d'eau, **même celles en eau profonde.**

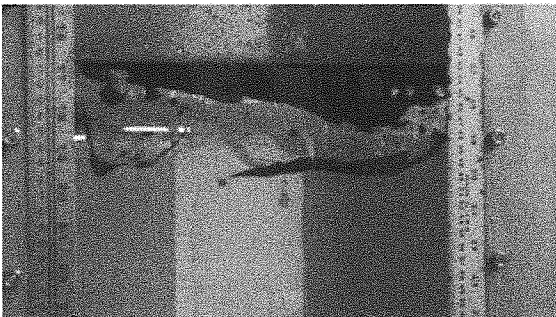
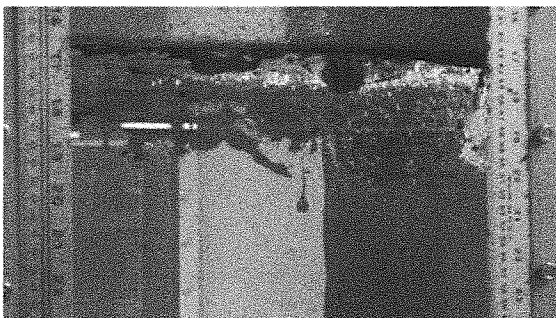
Essai pilote en eau douce

La firme *SL Ross Environmental Research Ltd* a réalisé des essais pilotes sur le devenir du bitume dilué dans l'environnement. Dans leur rapport⁴, les auteurs ont examiné le comportement du dilbit en eau douce, en s'intéressant plus particulièrement à l'étude des variations de la masse volumique du bitume dilué au cours de son vieillissement en bassin d'essai pendant 15 jours.

Les hydrocarbures (5 L) circulent à 0,5 m/s dans un chenal d'eau douce (15 ° C) en forme de « piste de course » tout en étant exposés à un mélange et en les faisant passer dans une cascade d'eau une fois au cours d'un cycle autour du chenal. Un flux d'air a également été maintenu au-dessus de la surface de l'eau afin d'imiter le vent. À mesure du déroulement des essais, la densité du bitume augmente de 0,945 g/mL au début à 0,998 g/mL au jour 4.



Photo : Bassin pilote pour l'étude du bitume dilué en eau douce. (Source: SL Ross Environmental)



Photos: De haut en bas; comportement du bitume dilué après 1 min, 1 j et 4 j. d'essai-pilote en écoulement continu. Source: SL Ross Environmental Research 2013

Ci-contre le déroulement de l'essai après une minute, 1 jour, puis 4 jours d'écoulement continu. Les auteurs observent de petites gouttelettes qui se forment dans la colonne d'eau qui se trouble de plus en plus avec le temps. Les auteurs ont conclu que cela indiquait une dispersion naturelle des gouttelettes d'hydrocarbures. Ils ont estimé que le diamètre de celles-ci se situait entre 30 et 70 μm . **Au fil du temps, le bitume se disperse de plus en plus en profondeur.**

À la fin des essais, la plus grande partie des hydrocarbures a été recueillie à la surface du réservoir, mais 15 % ont été collectés sur les parois du réservoir à plus de 10 cm de la surface de l'eau.

Les auteurs attribuent ces résultats au fait que des gouttelettes dans la colonne d'eau, dont la flottabilité est neutre, se dispersent et adhèrent aux parois du réservoir. Cela peut clairement indiquer qu'au moins 15 % du bitume dilué s'est dispersé dans la colonne d'eau au cours des essais.

Étude de cas

Le déversement de l'oléoduc 6B d'Enbridge au Michigan le 26 juillet 2010 démontre bien à quel point, **malgré des conditions de travail idéales**, en été, sur des lieux facilement accessibles, la récupération du bitume dilué est très difficile.

Même une fois tous les efforts déployés, au quatrième jours de l'intervention, les photos⁵ prises le **30 juillet** montrent les hydrocarbures qui **s'échappent des estacades** (photo1), s'étalent à la surface de l'eau (photo 2), et **se dispersent dans la colonne d'eau** sous le regard des équipes d'intervention positionnées au barrage (photo 3).

L'agence de protection environnementale américaine (EPA 2013) a évalué que 10 à 20% du volume de bitume dilué déversé (3,2 ML) dans le ruisseau Talmadge à 3 km de la rivière a finalement sédimenté, sur une distance de 60 km dans la rivière Kalamazoo. Heureusement, aucune prise d'eau municipale n'était alimentée par cette rivière. Le nettoyage, à ce jour, a coûté plus de 1,2 milliard de dollars (\$).



Photo 1: Arrivée du ruisseau dans la rivière Kalamazoo, du bitume s'échappe des estacades.



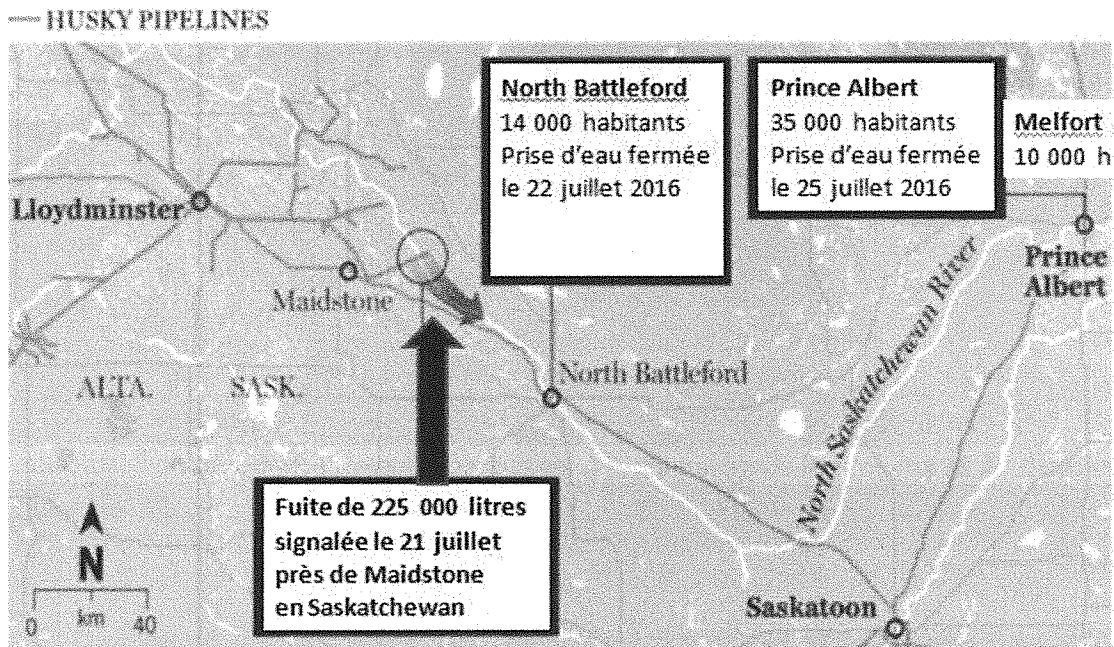
Photo 2 : À 10 km en aval du déversement, les hydrocarbures s'échappent de l'estacade.



Photo 3: À 20 km en aval, équipes déployées au barrage Ceresco, le bitume se disperse.
Source : Site web. Gouvernement du Michigan. 30 juillet 2010 (J+4). Auteur Mloilspill.

3.0 Lieu du déversement en Saskatchewan et caractéristiques de l'oléoduc

Le déversement a été signalé le 21 juillet 2016 près de Maidstone en Saskatchewan. Environ 225 000 litres de bitume dilué se sont répandus dans l'environnement. Le bris est survenu à 300 mètres de la rive de la rivière Saskatchewan Nord. Les interventions de nettoyage sur le lieu du déversement ont permis de récupérer 124 000 L, environ **101 000 litres⁶** se sont déversés dans la rivière. La rivière a été polluée sur 500 km.



Carte : Lieu du déversement et principales villes touchées le long du parcours du panache

L'oléoduc⁷ en acier d'une épaisseur de 7,9 mm et de diamètre de 406 mm (16po) a été mis en service en 1997. Il transportait en moyenne 273 m³/h (41 000 barils/j) à une pression de 5500kPa (800PSI) et à une température pouvant atteindre 53 °C. Un second oléoduc de diamètre inférieur (8 pouces) transportant du condensat (solvant) est à proximité mais n'a pas fuit. Après le signalement du déversement une tranchée a été excavée afin de rejoindre et d'inspecter les canalisations.



Photo: Lieu du déversement (Source: PC Jason Franson)

4.0 Cause et impacts du déversement pétrolier dans la rivière Saskatchewan Nord

Selon le rapport d'étude de la compagnie *Stantec*⁸ commandé par *Husky Energy* suite au déversement, la cause du bris est due à un déplacement de sol en bordure de la rivière. La nature du terrain avoisinant (sol argileux) et de fortes pluies dans les jours précédents ont déstabilisé le talus et entraîné un déplacement de sol. Le plissage de 21 degrés des conduites a provoqué la fissure qui a mené à la fuite.

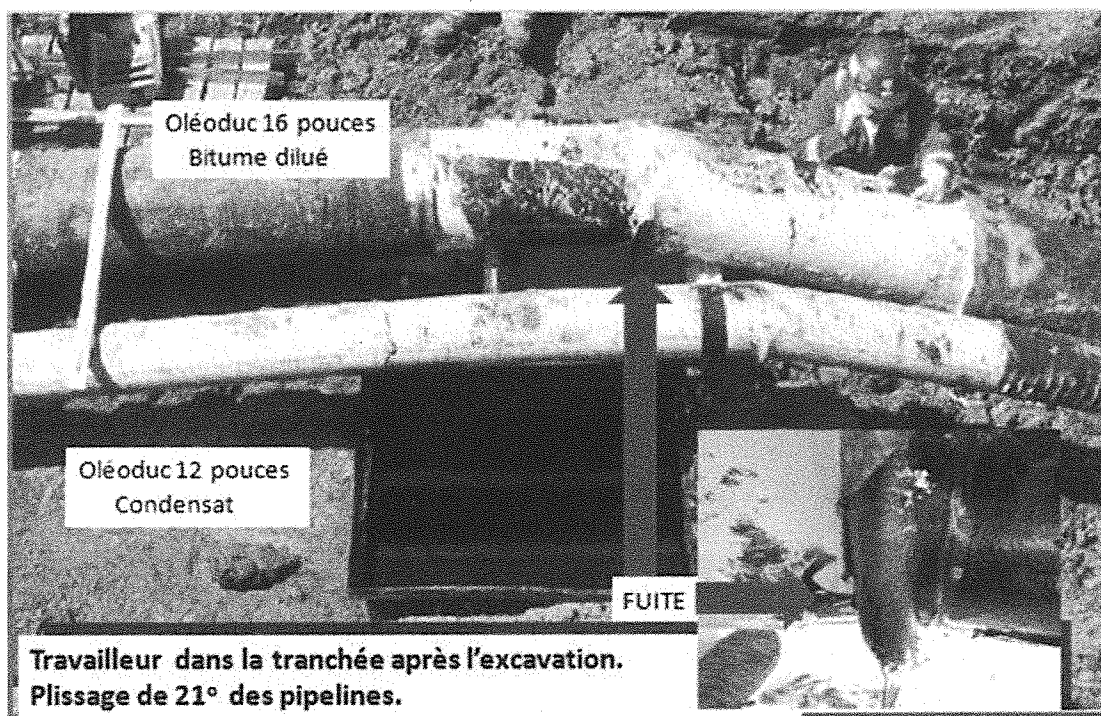


Photo: Fuite de l'oléoduc de la compagnie Husky dans la tranchée (Source Chief Wayne Semaganis)

Les impacts les plus sévères ont été observés dans les 40 premiers kilomètres. C'est là que les efforts de nettoyage ont été les plus importants. Au plus fort des travaux, 500 personnes furent affectées au nettoyage.

Afin de tenter de récupérer des hydrocarbures et protéger les prises d'eau, une douzaine de barrières flottantes furent érigées le long de la rivière. La vitesse de propagation du panache fut rapide, soit 4 km/h rendant les efforts de récupération en rivière difficiles. Au dire même des autorités¹⁰ en place, les tentatives pour tenter d'intercepter et de récupérer le plus d'hydrocarbures possible se sont avérées peu efficaces.

Le délai d'intervention (14h), la nature du produit et le fort débit ont compliqués les efforts déployés par les équipes d'intervention. L'irisation d'huile à la surface de l'eau fût visible sur une distance de **500 km** en aval.



Photo: Installation d'estacades pour intercepter le pétrole.
Source PC Jason Franson



Photo: Panache à North Battleford à 120 k en aval, 2 jours après le déversement. Source PC Jason Franson

De même au moins huit (8) sites de dépôt de sédiments contaminés ont été confirmés. Les autorités ont aussi recensé la mort d'au moins 148 animaux sauvages.



Figure 3: James Smith Cree Nation residents using their own spill mitigation measures. Photo: James Smith Cree



Taken August 23rd, 2016 at James Smith Cree Nation

Photos : Installation de rideau absorbant X-Tech et capture de mousses flottantes contaminées aux hydrocarbures par des résidents de la communauté Crie de James Smith à 450 km en aval

5.0 Critères de qualité de l'eau

Afin de juger de la qualité de l'eau, les autorités gouvernementales partout au pays ont ciblé certains paramètres et établi des critères de protection pour la vie aquatique, les eaux de surface et d'autres normes sur la qualité de l'eau destinée à la consommation humaine.

Les hydrocarbures pétroliers contenus dans divers produits tels que les diluants, les essences, le diesel, divers pétroles bruts, bitume et goudron sont constitués de milliers de substances toxiques variées. Plusieurs de ces substances, plus ou moins volatiles, sont des cancérigènes connus ou suspectés. Parmi celles-ci, le groupe des BTEX (benzène, toluène, éthylbenzène et xylène) est particulièrement d'intérêt pour le traitement d'eau puisque ces produits, bien que volatils, ont aussi une disposition à se **solubiliser dans la colonne d'eau** et contaminer les sources d'eau.

Le Québec a établi la valeur maximale acceptable pour le benzène à l'eau potable à 0,5 µg/L. Certains hydrocarbures, même à l'état de trace, tel le dichlorobenzène (1 µg/L) ou l'éthylbenzène (1,6 µg/L) communiquent à l'eau de consommation des odeurs désagréables et la rendent impropre à la consommation. Ce fut le cas en janvier 2015 à Longueuil lorsqu'une très faible quantité de diesel a contaminé la prise d'eau brute de la municipalité et nécessité l'émission d'un *avis de non-consommation* qui a duré 3 jours. La chaîne de traitement conventionnel des stations d'eau de surface sont peu ou pas⁹ en mesure de réduire ces contaminants.

Une autre famille de composés, les hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP), sont également très préoccupants à cause de leur toxicité et de leur persistance dans l'environnement. Moins volatils que les BTEX, ces molécules adhèrent plus facilement aux particules en suspension dans l'eau et **se dispersent ainsi dans toute la colonne d'eau**. Les HAP se déposent et contaminent aussi les sédiments. Des épisodes de turbulence causés par un accroissement de débit (crue) et/ou des activités de nettoyage en rivière, entraîneront leur remise en suspension dans l'eau et pourront perturber le milieu aquatique pendant des années.

Le gouvernement du Québec a établi des critères de **qualité de l'eau de surface** pour les hydrocarbures.

SUBSTANCES	CPCEO Propriétés organo- leptiques ¹	CPCEO ²	GPCO ³	CVAC ⁴	CVAA ⁵	VAFa ⁶
Produits pétroliers						
Carburant diesel				0,2	2,8	5,5
Essence				0,011	1,8	3,6
Huile à chauffage domestique n° 2				0,2	2,8	5,5
Huile « Bunker C »					0,11	0,22
Pétrole brut				0,063	0,13	0,26
Hydrocarbures C ₁₀ -C ₅₀ ⁷				0,01		
BTEX						
Benzène		0,0022	0,051	0,37	0,95	1,9
Toluène		0,024	15	0,002	1,3	
Éthylbenzène	0,0024	0,53	2,1	0,09	0,16	0,09
Xylènes	0,3	0,5	16	0,041	0,37	0,73
HAP reconnus cancérogènes						
Somation de 7 HAP ⁸		0,000038	0,000018			
Autres HAP						
Acénaphthène	0,02	0,67	0,99	0,038	0,1	0,2
Anthracène		8,3	40			
Chloronaphtalène, 1-				0,0025	0,057	0,11
Chloronaphtalène, 2-		1	1,6			
Fluoranthène		0,13	0,14	0,0016	0,014	0,028
Fluorène		1,1	5,3	0,012	0,11	0,22
Méthylnaphtalène, 2-		0,6	1			
Naphtalène	0,01	0,1	1,2	0,011	0,1	0,2
Phénanthrène				0,0014	0,0047	0,0094
Pyrène		0,83	4			

¹ Au-delà de cette concentration, les propriétés organoleptiques ou esthétiques de l'eau de consommation pourront être altérées.

² CPCEO : critère de prévention de la contamination (eau et organismes aquatiques).

³ GPCO : critère de prévention de la contamination (organismes aquatiques seulement).

⁴ CVAC : critère de la vie aquatique (effet chronique).

⁵ CVAA : critère de la vie aquatique (effet aigu).

⁶ VAFa : valeur aiguë à l'effluent.

⁷ À partir des données disponibles, un critère de qualité opérationnel de 0,01 mg/L est recommandé pour les hydrocarbures pétroliers totaux.

⁸ Ce critère de qualité équivaut à un niveau de risque de un cas de cancer supplémentaire pour une population de un million d'individus exposés. Il s'applique à la somme des concentrations des sept HAP suivants considérés comme cancérogènes : benzo[a]anthracène, benzo[a]pyrène, benzo[b]fluoranthène, benzo[k]fluoranthène, chrysène, dibenzo[a,h]anthracène, indéno[1,2,3-cd]pyrène.

Tableau: Critères de qualité de l'eau de surface (mg/L) au Québec pour les hydrocarbures pétroliers
Source : BOUDREAU, L., M. SINOTTE ET M. A. DEFO (2015). *Développement de critères de qualité d'eau de surface pour les hydrocarbures pétroliers*. MDDELCC

Étant donné la multitude de composés présents dans les hydrocarbures, il est impossible de les analyser tous individuellement. Par ailleurs, l'analyse de quelques composés seulement ne permet pas de caractériser de manière adéquate les risques posés par tous les hydrocarbures présents dans l'eau.

C'est pourquoi, dans un premier temps, il est pratique d'analyser les hydrocarbures pétroliers totaux (C₁₀-C₅₀) puisqu'une telle analyse intègre l'ensemble des composés présents. Cependant l'estimation du risque basée sur la seule valeur d'hydrocarbures pétroliers totaux, est considérée comme une simplification excessive, pouvant contribuer à des erreurs dans l'estimation du risque.

Critères de qualité pour l'eau potable au Québec et au Canada

Les hydrocarbures pétroliers renferment des milliers de composés. Parmi ceux-ci le **benzène**, un produit reconnu cancérigène, est particulièrement à risque pour les prises d'eau. La concentration maximale acceptable (**CMA**) dans le *Règlement sur la qualité de l'eau potable au Québec (RQEP)* est fixée à 0,5 µg/L. La norme canadienne est de 5 µg/L. Pour ce qui est du benzo(a)pyrène de la famille des HAP, l'eau ne doit pas contenir une concentration supérieure à 0,01 µg/L. Plusieurs composés, même à des teneurs très faibles de l'ordre de 1 µg/L communiquent des goûts et odeurs et rendent l'eau désagréable à la consommation. En présence d'hydrocarbures, la chloration qui est appliquée dans toutes les stations contribue à générer des sous-produits odorants. Le gouvernement canadien a émis plusieurs recommandations en relation avec ces polluants dans l'eau de consommation. Les **objectifs esthétiques** sont édictés afin d'éviter les problèmes de goûts et d'odeurs à l'eau de consommation.

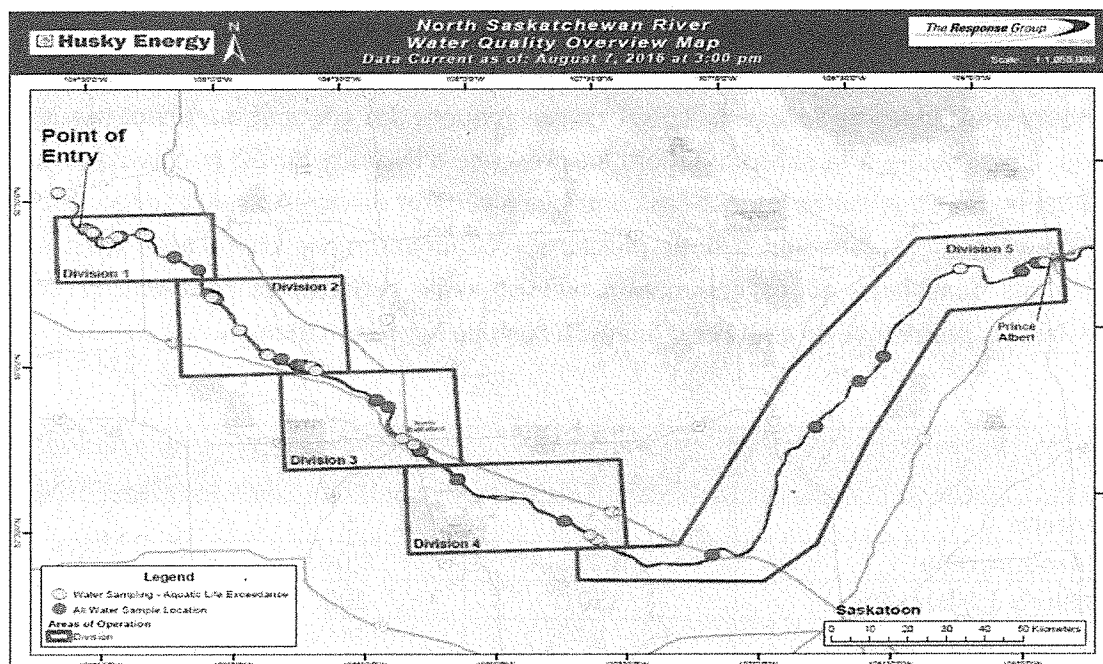
Paramètres	Norme RQEP CMA (µg/L)	Recommandation canadienne CMA (µg/L) Obj. Esthét.	
Benzène	0,5	5	-
Benzo(a)pyrène	0,01	0,04	-
Dichloro-1,2 benzène	150	200	3
Dichloro-1,4 benzène	5	5	1
Dichloro-2,4 phénol	700	900	0,3
Éthylbenzène	-	140	1,6
Monochlorobenzène	60	80	30
Pentachlorophénol	42	60	30
Tétrachloro-2,3,4,6 phénol	70	100	1
Toluène	-	60	24
Trichloro-2,4,6 phénol	5	5	2
Xylènes totaux	-	90	20

Tableau : Certaines normes et recommandations dans l'eau de consommation en µg/L

5.1 Résultats d'analyses transmis par Husky Energy

Lors du déversement en Saskatchewan, afin d'évaluer l'impact sur la qualité de l'eau, plusieurs intervenants ont procédé à des séries d'analyses. Dans les premiers jours, la compagnie *Husky* a procédé à l'analyse d'échantillons d'eau et de sédiments. Par la suite, le gouvernement de la province, via son agence de protection de l'eau Water Security Agency (WSA), a procédé lui aussi à plusieurs séries d'analyses. Enfin, la ville de Prince Albert a engagé son propre consultant pour réaliser des analyses.

Dès le premier jour suivant le déversement, la compagnie *Husky Energy* a débuté une campagne d'échantillonnage réparti sur 5 divisions. Les résultats d'analyses (1 400) transmis le 7 août notent des dépassements aux *critères de qualité de la vie aquatique* pour le toluène (37) et pour le pyrène (8). Les dépassements ont été enregistrés jusqu'à Prince Albert (Division 5) à 380 km.



Carte: Localisation des points échantillonnage et lieu des dépassements pour les critères de protection de la vie aquatique. (Source Husky Energy, 7 août 2016)

Par la suite, la compagnie a transmis le sommaire¹¹ des analyses effectuées sur 2 375 prélèvements, répartis sur les 5 divisions, en présentant pour chacune d'elle le nombre d'analyses, de détections et la valeur maximale détectée pour toute la période.

Paramètre	Nombre d'analyses	Nombre de détections	Valeur maximale détectée (µg/L)	Eau potable Norme (µg/L)	Nombre de dépassement
Benzène	539	6	9,3	5	2
Éthylbenzène	542	3	1,6	1,6 (OE)	0
Toluène	504	41	15	24	0
Xylènes	540	5	15	20 (OE)	0
F2 (C10-C16)	516	7	3400	20	7
F3 (C16-C34)	499	18	120000	120	18
F4 (C34-C50)	508	9	57000	n/d	-
Benzo(a)pyrène	476	6	0,21	0,01	5
Chrysène	476	31	0,32	n/d	-
Fluoreanthène	476	15	1,80	943	0
Phénanthrène	476	37	3,7	n/d	-

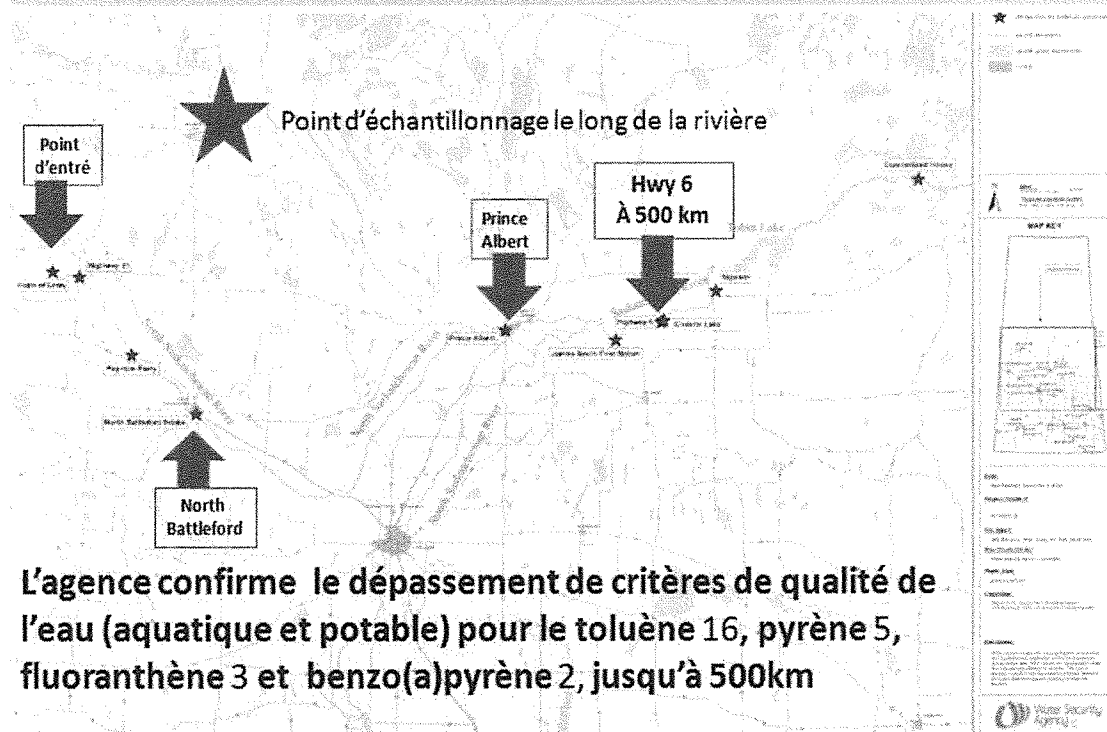
Tableau: Résultat partiel d'analyses pour la division 1, du 21 juillet au 23 août. (Source Husky Energy)

À ce jour, la compagnie ne nous a pas communiqué les résultats **détaillés** (date précise, lieu, valeur mesurée, profondeur de l'échantillon) qui nous permettraient de faire une interprétation adéquate des résultats et une évaluation de la contamination dans la colonne d'eau lors des premiers jours suivant le déversement.

5.2 Résultats d'analyses réalisées par l'agence provinciale de l'eau (WSA)

L'agence gouvernementale WSA, a débuté sa propre campagne d'échantillonnage¹² **que le 4 août 2016, soit 2 semaines après le début** du déversement. Malgré cette situation, 29% des échantillons prélevés (67/229) du 4 août au 27 septembre ont révélé la présence d'hydrocarbures et ce jusqu'au point Hwy6 à **500km en aval**.

Résultats de 278 analyses de la WSA débuté le 4 août (J+ 14)



À North Battleford, des hydrocarbures ont été détectés dans 19 des 36 échantillons prélevés soit 53%. Dans 6 de ces cas, des dépassements en fonction des critères de la protection de la vie aquatique pour le toluène (4), le fluoranthène (1), et le pyrène (1) ont été signalés. Un cas seulement de dépassement selon les critères de qualité de l'eau potable a été mesuré le 11 août sur le benzo(a)pyrène. La teneur la plus élevée en toluène (3,3 µg/L) a été détectée **dans la colonne d'eau** à une profondeur de 1,8 mètre.

À **Prince Albert**, pour la même période, des hydrocarbures ont été détectés dans 14 des 41 échantillons prélevés par le ministère, soit dans 34% des échantillons. Dans 5 de ces cas, des dépassements en fonction des critères de la protection de la vie aquatique pour le toluène (2), le fluoranthène (1), et le pyrène (2) ont été signalés. Un (1) cas de dépassement selon les critères de qualité de l'eau potable a été mesuré le 6 septembre sur le benzo(a)pyrène .

Route HWY 6

Finalement, plus loin, au croisement de la rivière et de la route HWY 6 des hydrocarbures ont été détectés dans 10 des 32 échantillons prélevés soit dans 31% des échantillons. Dans 4 de ces cas, des dépassements en fonction des critères de la protection de la vie aquatique pour le toluène (3) et le pyrène (1) ont été signalés.

Les avis d'interdiction de baignade, d'abreuvement d'animaux et de captation de l'eau pour des fins d'alimentation en eau potable ne seront levés que le 16 septembre, **55 jours** après le déversement.

Sédiments

Des HAP ont été détectés dans les sédiments à huit des neuf endroits échantillonnés. L'agence a estimé¹¹ à 44 000L le volume de bitume dilué non récupéré dans la rivière.

5.3 Résultats d'analyses réalisées par la ville de Prince Albert à sa prise d'eau

La municipalité de Prince Albert a elle aussi procédé à ses propres analyses et ce dès le début du signalement. Pour la période du 25 juillet au 26 août 2016, elle a prélevé une fois par jour (sauf à 5 dates) un échantillon à **sa prise d'eau** (PA intake) pour en faire l'analyse.

Dans 3 des 28 prélèvements (11%) la présence hydrocarbures pétroliers C16-C34 a été détecté soit le 26 juillet, le 2 et le 5 août, à des valeurs variant de 0,2 à 0,5 mg/L. Cependant aucun critère de qualité pour l'eau potable n'est émis pour ce paramètre au Québec.

Le ministère fixe à 0,01mg/L le critère de protection pour la vie aquatique (effet chronique) pour les hydrocarbures pétroliers C10-C50.



26-Jul	North Sask River PA Intake	C>16 - C34	0.5	NO GUIDEL
	North Sask River 30 km Upstream of PA Intake	C>10 - C16	0.13	NO GUIDEL
2-Aug	North Sask River PA Intake	C>16 - C34	0.2	NO GUIDEL
	North Sask River 30 km Upstream of PA Intake	C>16 - C34	0.4	NO GUIDEL
5-Aug	North Sask River PA North Shore	Xylene	0.0013	0.09 mg/l
	North Sask River PA North Shore	C>16 - C34	0.2	NO GUIDEL
	North Sask River PA North Intermediate	Xylene	0.0006	0.09 mg/l
	North Sask River PA North Intermediate	C>16 - C34	0.2	NO GUIDEL
	North Sask River PA Center	Xylene	0.0008	0.09 mg/l
	North Sask River PA Center	C>16 - C34	0.2	NO GUIDEL
	North Sask River PA Intake	Xylene	0.0012	0.09 mg/l
	North Sask River PA Intake	C>16 - C34	0.4	NO GUIDEL
	North Sask River PA Intake	C>34 - C50	0.2	NO GUIDEL
	North Sask River PA South Shore	C>16 - C34	0.3	NO GUIDEL
	North Sask River PA South Shore	C>34 - C50	0.1	NO GUIDEL

Tableau: Teneur des hydrocarbures pétroliers à Prince Albert du 26 juillet au 5 août 2016

L'ampleur de la pollution mesurée est évidemment plus importante dans les premiers jours suivants le déversement et a été significative **pendant 10 jours**. Par la suite, le phénomène de dilution a permis l'amélioration graduelle de la qualité de l'eau.

5.4 Résultats d'analyses dans la colonne d'eau

Du 4 août au 27 septembre 2016, la WSA a analysé 254 échantillons¹² à différentes profondeurs sur 10 sites afin de déterminer la teneur en toluène.

La présence de toluène a été détectée dans 22% (44/201) des échantillons prélevés juste sous la surface, à 5 cm, tandis qu'elle a été détectée dans 21% des échantillons prélevés (11/53) à une profondeur de 0,3 à 4,0m dans la colonne d'eau.

La teneur moyenne en toluène détectée juste à 5 cm sous la surface s'établit à **0,52 µg/L** (0,2 à 2,7 µg/L). Celle en profondeur s'établit à **0,77 µg/L** (0,2 à 3,3 µg/L).

En moyenne donc, pour l'ensemble des résultats, **la teneur en toluène mesurée en profondeur dans la colonne d'eau (0,77 µg/L) a été de 48% supérieure à la teneur en toluène mesurée dans les échantillons prélevés à 5cm sous la surface (0,52 µg/L)**. La colonne d'eau a été contaminée dans toute son étendue.

Site	Profondeur échantillon cm	Toluène				
		Nombre d'analyses	Nombre Détections	Minimum µg/L	Maximum µg/L	Moyenne µg/L
Point of entry	5	27	7	0,2	1,8	0,87
	30 à 180	8	2	0,3	2,2	1,25
HWY 21	5	30	8	0,2	0,6	0,35
	75 à 150	8	2	0,3	0,4	0,35
Paynton Ferry	5	26	7	0,2	2,7	0,63
	50 à 150	8	3	0,3	0,6	0,40
North Battleford	5	30	9	0,2	0,6	0,46
	100 à 180	7	1	3,3	3,3	3,30
Prince Albert	5	33	4	0,3	1,1	0,58
	150	8	2	0,2	0,3	0,25
Jame Smith Cree nation	5	4	1	0,3	0,3	0,30
	24	1	0	0	0	0
HWY 6	5	26	7	0,2	0,7	0,46
	150 à 350	5	1	0,3	0,3	0,30
Codette Reservoir	5	3	0	0	0	0
	600	2	0	0	0	0
Nipawin	5	21	1	0,3	0,3	0,3
	200 à 400	6	0	0	0	0
Cumberland house	5	1	0	0	0	0
	n/d	-	-	-	-	-
Bilan	5	201	44	0,2	2,7	0,52
	> 30	53	11	0,2	3,3	0,77
Total		254	55			

Tableau: Teneur en toluène dans la colonne d'eau du 4 août au 27 septembre 2016

Dispositif de détection d'huile dans la colonne d'eau (sumerge oil detection device SODD)

Afin d'évaluer la présence d'hydrocarbures dans la colonne d'eau, des dispositifs de détection d'huile, ont été submergés durant 24h. Ce sont des filaments absorbants de polypropylène qui ont été installés sur des câbles à différentes profondeurs sur 8 sites le long de la rivière. À chaque jour, du 2 au 24 août 2016 des observations ont été effectuées, soit 14 à 36 jours après le début du déversement.

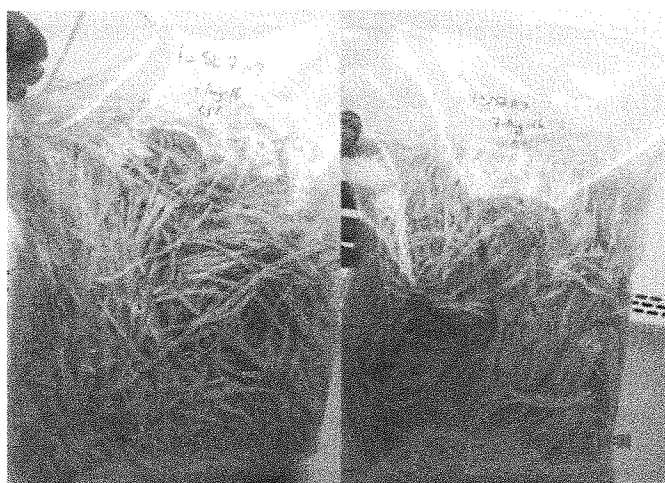


Photo: Dispositif de détection d'huile submergée (SODD)

Source : North Saskatchewan River Water Source Risk Assessment –Matrix solutions inc

La présence d'hydrocarbures pétroliers a été détectée à toute les profondeurs de la colonne d'eau, principalement sur les 3 premiers sites à 18km, 75km et 126km en aval.

Au site Hwy 21 à 18 km, la présence (1 à 25%) est observée sur le côté sud de la rivière, là où le déversement a eu lieu (à gauche sur le tableau). Plus loin à Paynton Ferry à 75km, une présence moins forte (dilution) mais plus diffuse sur l'ensemble du transept du cours d'eau est observable(à droite sur tableau). L'échantillon le plus contaminé, le 15 août, où 25% de la surface est couverte, pourrait être attribuable aux activités de nettoyage.

SD2 HWY 21 2-Aug						SD6 Paynton Ferry 2-Aug					
A	B	C	D	E	F	A	B	C	D	E	F
<1%	<1%	Clean	Clean	Clean	Clean	<1%	<1%	<1%	<1%	Clean	Clean
<1%	<1%	Clean	Clean	Clean	Clean	<1%	<1%	<1%	<1%	Clean	Clean
<1%	<1%	Clean	Clean	Clean	Clean	<1%	<1%	<1%	<1%	Clean	Clean
1%	<1%	Clean	Clean	Clean	Clean	<1%	<1%	<1%	<1%	Clean	Clean
<1%	<1%	Clean	Clean	Clean	Clean	<1%	<1%	<1%	<1%	Clean	Clean
<1%	<1%	Clean	Clean	Clean	Clean	<1%	<1%	<1%	<1%	Clean	Clean
<1%	<1%	Clean	Clean	Clean	Clean	<1%	<1%	<1%	<1%	Clean	Clean
<1%	<1%	Clean	Clean	Clean	Clean	<1%	<1%	<1%	<1%	Clean	Clean
<1%	<1%	Clean	Clean	Clean	Clean	<1%	<1%	<1%	<1%	Clean	Clean

SD2 HWY 21 15-Aug						SD6 Paynton Ferry 15-Aug					
A	B	C	D	E	F	A	B	C	D	E	F
25%	1%	Clean	Clean	Clean	Clean	Clean	Clean	Clean	Clean	Clean	Clean
1%	<1%	Clean	Clean	Clean	Clean	Clean	Clean	Clean	Clean	Clean	Clean
5%	1%	Clean	Clean	Clean	Clean	Clean	Clean	Clean	Clean	Clean	Clean
<1%	1%	Clean	Clean	Clean	Clean	Clean	Clean	Clean	Clean	Clean	Clean
<1%	1%	1%	Clean	Clean	Clean	Clean	Clean	Clean	Clean	Clean	Clean
5%	1%	Clean	Clean	Clean	Clean	Clean	Clean	Clean	Clean	Clean	Clean
<1%	5%	Clean	Clean	Clean	Clean	Clean	Clean	Clean	Clean	Clean	Clean

SD2 HWY 21 22-Aug						SD6 Paynton Ferry 22-Aug					
A	B	C	D	E	F	A	B	C	D	E	F
1%	1%	Clean	Clean	Clean	Clean	<1%	<1%	<1%	<1%	Clean	Clean
<1%	1%	Clean	Clean	Clean	Clean	<1%	<1%	<1%	<1%	Clean	Clean
<1%	1%	Clean	Clean	Clean	Clean	<1%	<1%	<1%	<1%	Clean	Clean
1%	1%	Clean	Clean	Clean	Clean	<1%	<1%	<1%	<1%	Clean	Clean
<1%	1%	Clean	Clean	Clean	Clean	<1%	<1%	<1%	<1%	Clean	Clean
1%	1%	Clean	Clean	Clean	Clean	<1%	<1%	<1%	<1%	Clean	Clean
<1%	1%	Clean	Clean	Clean	Clean	<1%	<1%	<1%	<1%	Clean	Clean
<1%	1%	Clean	Clean	Clean	Clean	<1%	<1%	<1%	<1%	Clean	Clean
<1%	1%	Clean	Clean	Clean	Clean	<1%	<1%	<1%	<1%	Clean	Clean

Tableau: Contamination dans la colonne d'eau à 18km(hwy21) et 75 km (Paynton)en aval, du 2 au 22 août
Source : North Saskatchewan River Water Source Risk Assessment –Matrix solutions inc (2016)

Par la suite, une corrélation a été effectuée afin d'estimer la teneur en hydrocarbures pétroliers (HP) totaux en fonction du % observé sur les SODD submergés. (Ci-contre)

Surface Recouverte (%)	1	1 à 5	5
C10-C16 (F2) mg/kg	20	21	22
C16-C34 (F3) mg/kg	113	157	190
C34-C50 (F4) mg/kg	52	69	83

Tableau: Concentration en HP versus % observé

Les résultats d'analyse de l'agence WSA ainsi que les dispositifs de détection d'huile (SODD) utilisés confirment la contamination de la colonne d'eau par les hydrocarbures.

Le déversement a donc impacté la qualité de la rivière sur une distance de 500 km pendant plus d'un mois et ce dans toute l'étendue de la colonne d'eau.

6.0 Mesures d'urgence dans les municipalités touchées

En aval du déversement, trois (3) villes importantes ont dû fermer leur prise d'eau par mesure préventive afin d'éviter la contamination.

La première ville affectée est North Battleford, à environ 120 km en aval, qui a fermé sa prise d'eau à la rivière le 22 juillet. Prince Albert, à environ 380 km en aval, ainsi que la municipalité de Melfort (500 km) ont procédé à la fermeture de leurs prises d'eau le 25 juillet 2016, 4 jours après le déversement. Les prises d'eau sont restées fermées jusqu'au 16 septembre soit environ **55 jours**.

6.1 Mesures d'urgence entreprises à North Battleford

La ville de North Battleford compte 14 000 habitants et fut la première affectée par le déversement. Cette municipalité possède 2 stations de traitement d'eau. La station *F.E. Holliday* ($Q_{\text{moy}} = 2\,500\text{m}^3/\text{j}$) à traitement conventionnel puise son eau de la rivière Saskatchewan Nord alors que la station *Plant 1* est alimentée par des puits en eau souterraine qui n'ont pas été affectés.

L'apport de la rivière à la station a été fermé le 22 juillet, réduisant de 60% l'approvisionnement en eau de la ville qui a imposé des restrictions d'eau obligatoires. Les laveries et les lave-autos ont été fermés, les arrosages interdits. La ville a procédé à l'installation d'équipements de protection (estacades) à proximité de sa prise d'eau.

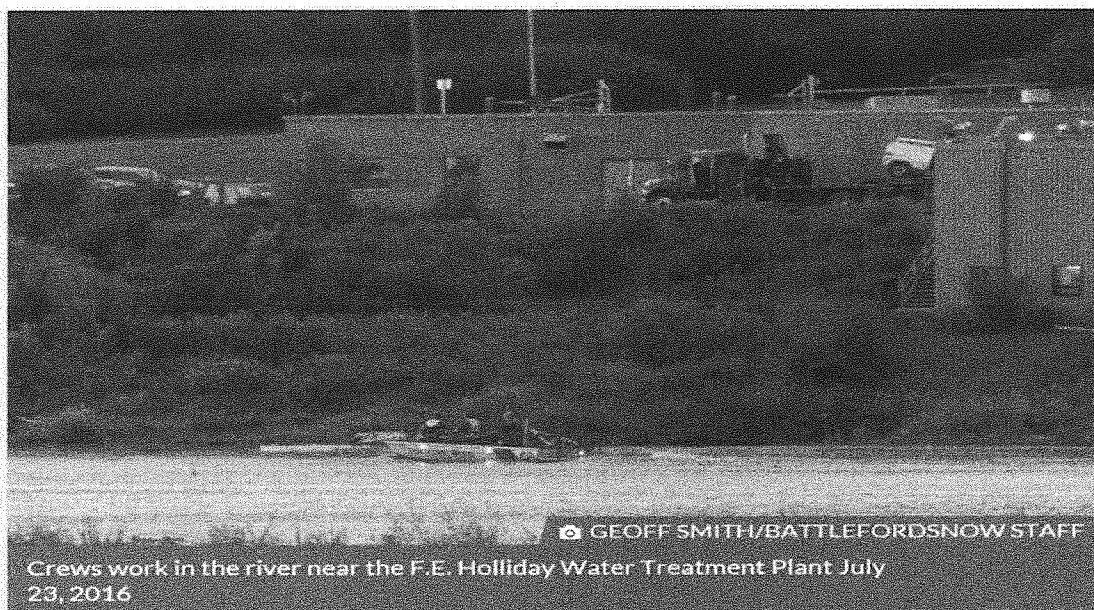


Photo: Protection de la prise d'eau à la station F.E. Holliday à North Battleford le 23 juillet

Afin de pallier à la baisse de capacité de ses installations, les autorités municipales ont adopté les mesures d'urgence suivantes:

1) Installation d'une conduite de surface depuis la ville voisine de Battleford (≈ 10 km) non affectée par le déversement (eau souterraine) pour alimenter en eau traitée le réservoir d'eau potable à la station F.E. Holliday. Une fois installée et désinfectée, cette conduite de surface a pu être mise en service le 9 août 2016.

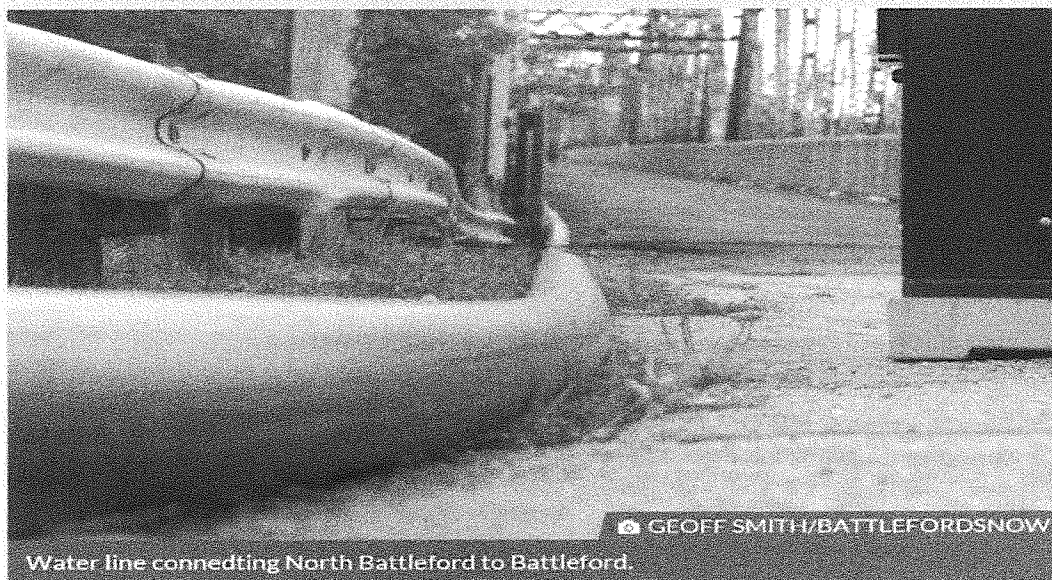


photo: Conduite d'alimentation en eau traitée de 10km reliant Battleford à North Battleford

2) La construction de 4 puits additionnels au *Plant 1*. La mise en service fut complétée le 12 septembre 2016.

3) Par mesure préventive à plus long terme, la municipalité a décidé de procéder à l'installation d'unités mobiles de prétraitement de l'eau à la station *F.E. Holliday*. Cette unité de prétraitement, fournie par *GE System*, a été installée au cours de l'automne 2016 afin de prémunir la station en cas de recrudescence d'hydrocarbures suite à de fortes pluies ou lors de la crue printanière.

Ces étapes de prétraitement consistent en 2 étapes de pré-filtration, une sur média granulaire argileux suivi d'une seconde sur charbon activé en grain. Les équipements ont été rendus opérationnels avant l'arrivée de l'hiver afin de pallier au retrait de la conduite de surface reliant les 2 municipalités.

6.2 Mesures d'urgence entreprises à Prince Albert

La ville de 35 000 habitants, située à 380 km en aval du déversement, approvisionne aussi environ 1000 résidences en milieu rural depuis son usine de traitement d'eau. Contrairement à North Battleford, Prince Albert puise toute son eau de la rivière Saskatchewan Nord. La ville est munie d'une station à traitement conventionnel et produit en moyenne 17 000 m³/d en été. La ville a dû fermer sa prise d'eau le matin du 25 juillet et installer des équipements de protection (estacades et absorbants).

Le conseil de ville a déclaré l'état d'urgence et mis en œuvre une interdiction de toute utilisation non nécessaire de l'eau avec des amendes pouvant atteindre 1400\$ en cas de non respect du règlement. Les réserves accumulées d'eau potable ont soutenu la ville pendant deux jours.

La ville a travaillé pour établir à court et moyen terme trois (3) différentes sources d'approvisionnement en eau:

1. Raccordement et traitement d'un bassin de rétention des eaux de pluie qui a fourni 4 jours d'approvisionnement en eau supplémentaire dans les premiers jours.
2. Une conduite d'urgence sera installée pour rejoindre la rivière Little Red river à 6 km de la station.
3. Une seconde conduite d'urgence, de plus grande capacité, de 30 km pour pomper de l'eau de la rivière Saskatchewan Sud jusqu'au puits d'eau brute de la station.

Captation d'un bassin de rétention d'eau de pluie

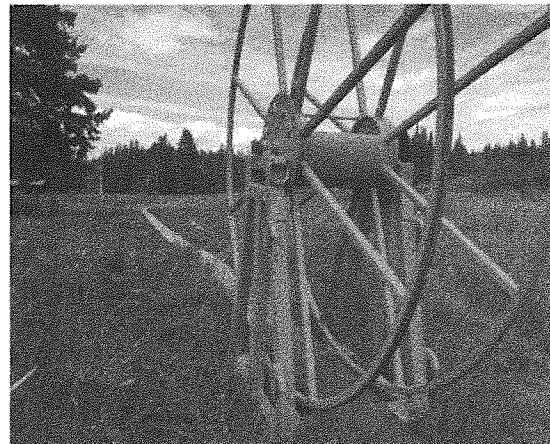
La municipalité a traité l'eau d'un bassin de rétention d'eau de pluie pour accroître de 4 jours les réserves disponibles.



Photo: Captation d'un bassin de rétention d'eau de pluie à Prince Albert (Source City.PA)

Conduite de 6 km depuis la rivière Little Red River

La rivière Little Red River tire son eau du lac Anglin. En accord avec le ministère de l'environnement (WSA), la Ville a installé une retenue et procédé à l'installation de pompes et d'une conduite. Les vannes au barrage du lac Anglin ont été ouverte davantage afin d'accroître le débit d'eau du réseau hydrographique. La mise en service de cette première conduite d'urgence fut réalisée le 30 juillet.



Crews in Prince Albert, Sask., have deployed pipes and a pumping system Little Red River Park to draw water from the Spruce River to supply the city water treatment plant. (CBC)

Photos: Installation d'une retenue d'eau et déploiement d'une conduite d'urgence de 6 km

Conduite de 30 km depuis la rivière Saskatchewan Sud

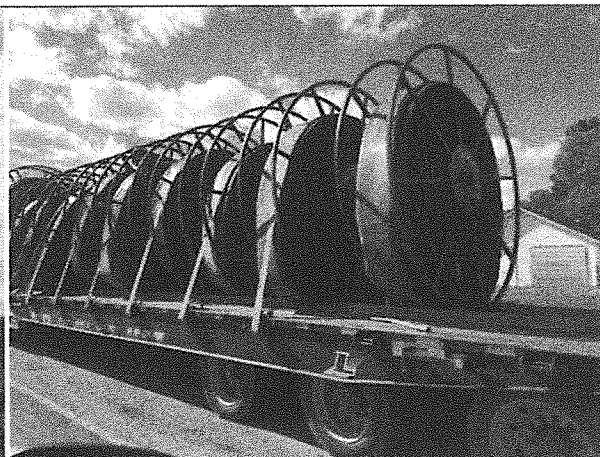
Afin de sécuriser l'approvisionnement en eau, les autorités ont procédé à l'installation d'une seconde conduite de surface. Celle-là depuis la rivière Saskatchewan Sud à 30 km.



Carte: Tracé de la conduite d'urgence depuis la rivière saskatchewan sud à la station de Prince Albert



Arrivée de 30 groupes moteur-pompe à Prince-Albert



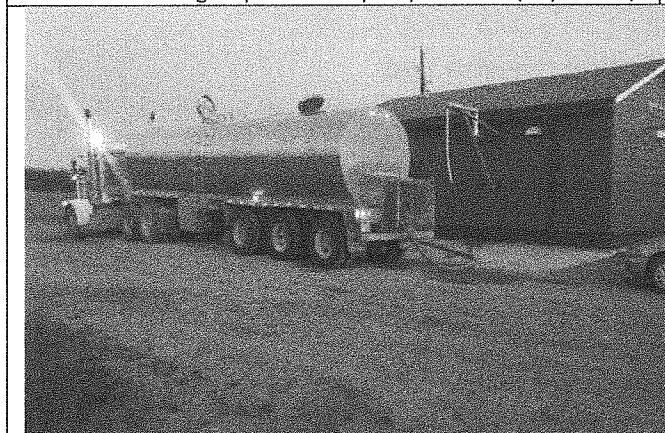
Arrivée des 30 km de tuyauterie (City.PA)



Installation d'un groupe moteur-pompe au km (Kayle Neis)



Protection de la tuyauterie à Prince-Albert (City.PA)



Alimentation par camion à la réserve Muskoday

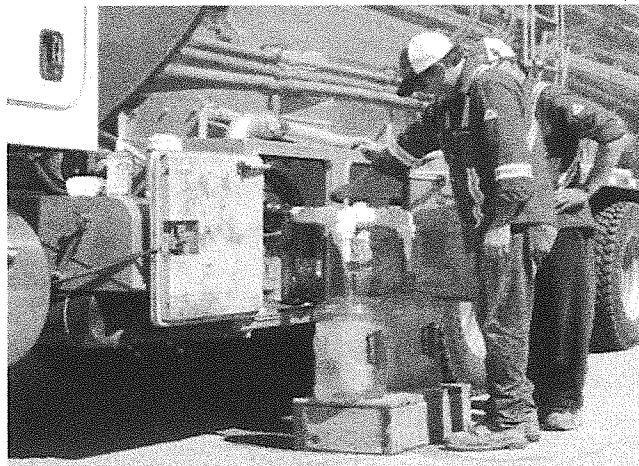


Installation de réservoirs en milieu rural (SarahAnderson CBC)

L'arrêt de l'approvisionnement, par la ville de Prince Albert de la réserve amérindienne Muskoday et de communautés en milieu rural (1 200 habitants), a forcé celles-ci à avoir recours à des livraisons par camions citernes pour pallier à la situation.

6.3 Mesures d'urgence entreprises à Melfort

La ville de Melfort (pop =7000) a coupé son apport en eau de la rivière le 25 juillet et a eu recours à une ancienne prise d'eau abandonnée en 1993. Parce que l'eau du barrage n'est pas aussi propre que ce que la station de traitement de la ville traite habituellement, un avis d'ébullition pour l'eau potable fut en vigueur les premiers jours et la ville a distribué par camion de l'eau potable pour les résidents qui le désiraient.



Distribution par camion à Melfort (Joshua Santos The journal)

Ville Km en aval	Principales mesures implantées dans les stations de purification de l'eau suite au déversement de l'oléoduc le 20 juillet 2016		
	Court terme jours	Moyen terme semaines	Long terme mois
North Battle ford 120 km	Mise à l'arrêt du pompage à la station F.E. Holliday le 22 juillet 2016. Alimentation en eau partiellement assurée par le Plant 1 (eau souterraine). Installation du dispositif de protection de la prise d'eau de surface. Implantation de mesures d'économie d'eau: Interdiction d'arrosages, fermeture laveries.	Installation d'une conduite de surface depuis la ville voisine de Battleford (km) pour alimenter en eau traitée le réservoir d'eau potable à la station F.E. Holliday; mise en service le 9 août 2016. Construction de 4 puits additionnels au Plant 1; mis en service le 12 septembre 2016	Installation d' unités de prétraitement de l'eau à la station F.E. Holliday munies de 2 étapes de filtration: Filtration sur média granulaire argileux suivi d'une filtration sur charbon activé en grain
Prince Albert 380 km	Demande à la population de remplir les baignoires et autres récipients avant le début du rationnement. Fermeture de la prise d'eau le 25 juillet. Raccordement du bassin de rétention d'eau de pluie à la station. Installation du dispositif de protection de la prise d'eau de surface. Implantation de mesures d'économie d'eau: Interdictions d'arrosages, Fermeture des lave-auto et laveries etc.	Installation d'une conduite de 30km en surface, d'un diamètre de 20 cm nécessitant 30 pompes de 400HP afin d'approvisionner en eau brute la station depuis la rivière Saskatchewan sud; mise en service le 2 août 2016. Installation d'une seconde conduite de surface de 6 km afin d'approvisionner en eau brute la station depuis la rivière Little Red river ; mise en service le 30 juillet 2016. Installation de réservoirs en milieu rural	Installation d' unités de prétraitement de l'eau à la station munies de 2 étapes de filtration: Filtration sur média granulaire argileux suivi d'une filtration sur charbon activé en grain Analyseur d'hydrocarbures (HAP) en continue (Hach sonde FP360) Au besoin, surdosage (10 X) de charbon actif en poudre Installation d'une sonde à hydrocarbure
Melfort 500 km	Fermeture de la prise d'eau le 25 juillet. Avis d'ébullition.	Retour à leur ancienne prise d'eau abandonnée en 1993.	

Tableau : Sommaire des actions réalisées par les municipalités impactées par le déversement d'hydrocarbures dans la rivière Saskatchewan Nord en juillet 2016

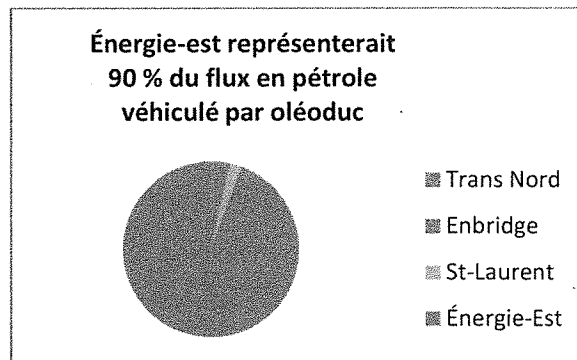
7.0 Analyse du parcours de l'oléoduc Énergie-est au Québec

La quantité de pétrole transporté par Énergie-Est (1,1 Mb/J) représenterait, à elle seul, près de **4 fois** la consommation journalière totale de pétrole (0,325 Mb/J) au Québec.

7.1 Accroissement du transport par oléoduc attribuable à Énergie-est

Le flux volumique (charge) appliqué est un paramètre utile pour comparer l'apport réel attribuable à un élément donné. Le transport d'hydrocarbures liquides (essence, diesel,

pétrole brut) par oléoduc au Québec est principalement réalisé par trois (3) fournisseurs de service. **Enbridge** achemine du pétrole brut depuis la frontière ontarienne jusqu'à la raffinerie Suncor de Montréal-Est, **Trans-Nord** retourne des produits raffinés vers l'Ontario alors que **Valéro** assure le transport de produits raffinés entre la raffinerie de Lévis et Montréal-Est.



Graphique: Le flux de pétrole véhiculé au Québec

La charge globale (flux) imposée sur le territoire québécois de ces 3 transporteurs est équivalente à 70 millions de baril-Km par jour (Mb-km/J).

Oléoduc en opération au Québec (2017)	Capacité de transport Million de barils par jour (Mb/J)	Distance parcourue (km)	Flux (charge) appliqué (Mb-km/J)
Trans-Nord section au Québec	0,132	≈ 100	13
Enbridge 9B	0,300	109	33
Valero Pipeline St-Laurent	0,100 (0,170)	243	24
		Total	70

Tableau: Charge appliquée (Mb/J-km) par le réseau d'oléoduc en opération au Québec en 2017

À lui seul le projet Énergie-est multiplierait par **10 fois** (712/70) la charge (flux) en pétrole transportée par oléoduc le long du fleuve. Si on ajoute au calcul la charge attribuable au transport le long de la rivière Outaouais c'est **15 fois plus** (1069/70).

Projet oléoduc Énergie-Est	Capacité de transport Million de barils par jour (Mb/J)	Distance parcourue (km)	Flux (charge) appliqué (Mb-km/J)
Énergie-Est Fleuve St-Laurent	1,100	648	712
Énergie-Est Rivière des Outaouais ¹	1,100	325	357
¹ sur la rive ontarienne		Total	1069

Tableau : Charge appliquée (Mb/J-km) par le projet d'oléoduc Énergie-est

7.2 Volume et fréquence d'un déversement

Une estimation judicieuse du volume et de la fréquence probable d'un déversement majeur est indispensable afin d'évaluer les impacts et de planifier les mesures d'urgence. Un historique récent de déversements majeurs (+ 1000 m³) d'oléoduc survenus depuis 2010 en Amérique du Nord nous permet d'estimer l'ampleur du volume que pourrait déverser le passage du plus gros oléoduc d'Amérique du Nord.

Oléoduc Compagnie		Diamètre Pouces	Capacité barils/ jour	Quantité déversée barils Million litres		Localisation et Date
1	pipeline 6B Enbridge Canada	30	283 000	20 082	3,2	Marshall, Michigan juillet 2010
2	Rainbow pipeline Plains Midstream	20	187 000	28 204	4,5	Little Buffalo, Alberta avril 2011
3	Pace oil and gaz (mélange eau/pétrole)	n/d	n/d	21 875	3,5	Rainbow lake Alberta mai 2012
4	Pegasus pipeline Exxon mobile	20	95 000	7 125	1,1	Mayflower Arkansas mars 2013
5	High plain pipeline Tesoro	6	68 000	20 000	3,2	Tioga Dakota Nord septembre 2013
6	Plantation pipeline Kinder Morgan	26	475 000	8 800	1,4	Belton Caroline Sud decembre 2014
7	Murphy oil	n/d	n/d	16 875	2,7	Peace river Alberta mars 2015
8	Long lake pipeline L37 Nexen Energy	12	72 000	31 500	5,0	Fort McMurray Alberta juil. 2015
9	Seaway pipeline Enbridge	30	400 000	14 250	2,3	Blue Ridge Texas jan. 2017
Moyenne			225 000	18 566	3,0	
Potentiel de déversement Oléoduc Énergie-Est		42	1 100 000	90 767	15	$\frac{1,1 \text{ Mb/J} \times 3,0 \text{ ML}}{0,225 \text{ Mb/J}} = 15$

Tableau: Déversement d'oléoduc de plus 1000 m³ (1ML) survenu en Amérique du Nord depuis 2010

Toute proportion gardée, en regard de la moyenne historique des déversements récents (3,0 ML) et de la capacité de transport de l'oléoduc Énergie-est, ce sont **15** millions de litres (ML) que l'oléoduc Énergie-est pourrait potentiellement rejeter dans l'environnement. **Cent cinquante (150) fois plus** que les déversements survenus en Saskatchewan et au Québec (0,1 ML), et qui ont privé des populations entières de leur accès à leur prise d'eau potable pendant des semaines.

Selon le promoteur TCP, le pire cas possible de déversement d'Énergie-est est de 3,6ML. Des pipelines neufs (Nexen) ou de faibles diamètres (6 à 20 pouces) ont déversé récemment des quantités supérieures de pétrole dans l'environnement. **Comment un pipeline (Énergie-Est) 10 fois plus gros en capacité pourrait-il en déverser moins?**

Cette estimation du volume d'un déversement majeur de **15 ML** est en concordance avec les estimations faites par la firme *Savaria Experts Conseils* de **14 à 23 ML** et aussi avec une étude américaine réalisée en 2015 dans le cadre d'un projet similaire, celui de l'oléoduc Keystone XL (900 000 b/j) de la même compagnie TCP.

L'étude¹³, réalisée par John Stansbury Ph.D. P.E., associée à l'université du Nébraska, s'est basée sur la banque de données de l'agence américaine PHMSA pour estimer le volume de déversement du pire-cas de l'oléoduc Keystone XL. C'est **20 ML à 30 ML** (122 867 à 189 000 barils) qui pourraient se déverser et ce, pour un oléoduc de moindre capacité que l'oléoduc Énergie-Est (1,1 Mb/J).

Table 3: Worst-Case Spill Volume Estimates.

Location	Estimate from this analysis		
	Pumping Rate Volume (Bbl)	Drain Down Volume (Bbl)	Total Release (Bbl)
Groundwater	189,000 ^(a)	NA	189,000
Missouri River	75,000 ^(b)	47,867 ^(c)	122,867
Yellowstone River	75,000 ^(b)	90,416 ^(c)	165,416
Platte River	75,000 ^(b)	65,950 ^(c)	140,950

(a) 900,000 Bbl/d (Keystone XL design pumping rate) * 1.5percent leak * shut-down time of 14 days

(b) 900,000 Bbl/d (Keystone XL design pumping rate) * shut-down time of 2 hours

(c) Expected volume to drain from ruptured pipeline after pumps and valves closed

Figure: Estimation du volume de déversement possible du pire-cas pour l'oléoduc Keystone XL

Source: John Stanbury, *Analysis of frequency Magnitude and Consequence of Worst-Case spill from Keystone XL* (2015)

FRÉQUENCE

Cette même étude scientifique estime le risque de déversement majeur sur l'oléoduc Keystone XL de 1673 milles de long à **1 tous les 4 ans** (12,74 majors spills over 50 years lifetime).

Table 1: Predicted Number of Spills from Keystone XL Pipeline Over a 50-Year Lifetime.

	TransCanada Estimate	Estimates Using Historical Data
Spills per year per mile	0.00013 ^(a)	0.00109 ^(a)
Pipeline spills per year	0.22 ^(b)	1.82 ^(b)
Pipeline spills per 50-year lifetime	11 ^(c)	91 ^(c)
Pipeline spills from > 10 inch hole	1.54 ^(d)	12.74 ^(d)

(a) ENTRIX, 2010

(b) spills/year-mile *1673 miles

(c) spills/year* 50 years of pipeline lifetime

(d) spills/lifetime * 14 percent spills from > 10 inch hole

Figure: Prédiction du nombre de fuites pour l'oléoduc Keystone XL sur une période de 50 ans

Source: John Stanbury, *Analysis of frequency, Magnitude and Consequence of Worst-Case spills from Keystone XL*

Finalement, l'étude évalue l'impact sur les prises d'eau d'un déversement majeur dans la *Platte River*. Selon ses calculs, la concentration en benzène, un cancérigène connu, dépasserait largement, sur une distance de 450 milles, la concentration maximale acceptable pour l'eau potable, et ce une pour une période allant jusqu'à 20 jours après le déversement. Des populations importantes (+1 million de personnes) pourraient se voir priver d'eau potable.

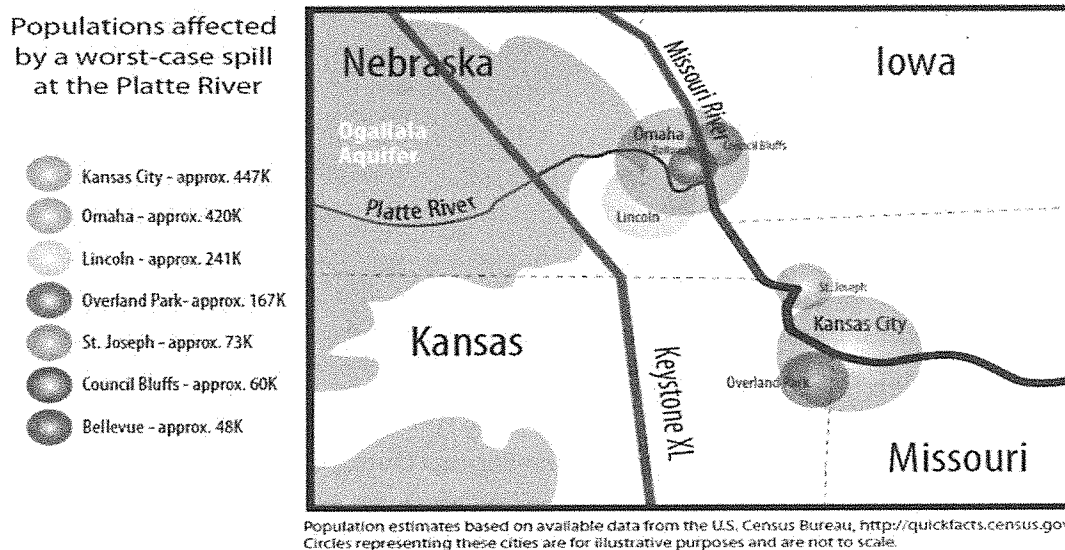


Figure: Populations affectées par un déversement majeur (Worst-case) dans la rivière Platte

Source: John Stanbury, *Analysis of frequency, Magnitude and Consequence of Worst-Case spills from Keystone XL*

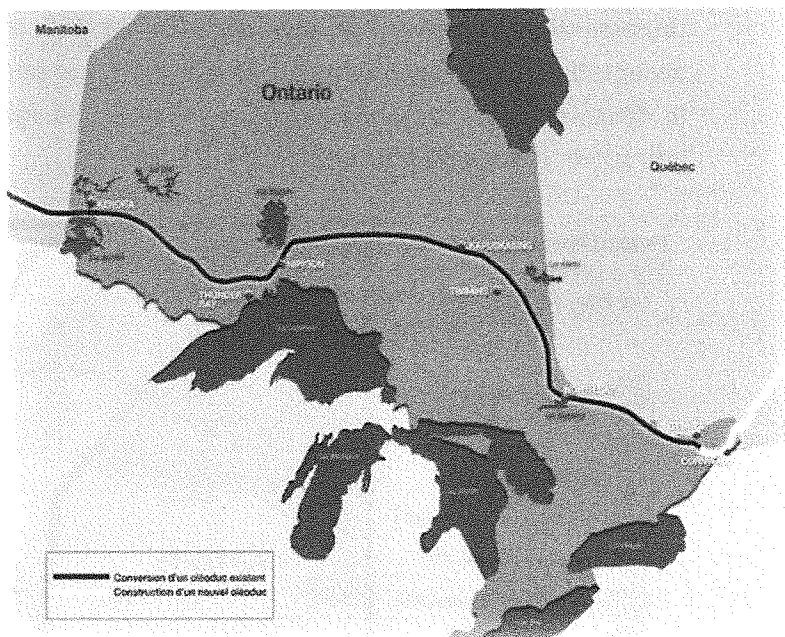
Temps de réaction et d'intervention

Le temps de réaction pour fermer l'écoulement et le délai d'intervention pour contenir un déversement sont critiques. L'agence américaine PHMSA a produit un volumineux rapport¹⁴ sur les fuites d'oléoducs survenues de 2010 à 2012 aux États-Unis. Pendant cette période de 30 mois, ce sont les résidents du secteur, **le public, qui sont les premiers responsables de la détection et du signalement d'une fuite** le long de la canalisation. Le public a été responsable de 45 des 154 signalements (29%). Le système de détection à distance SCADA, pour sa part, a été à l'origine de seulement 23 des 154 signalements (15%).

En régions éloignées, la nuit, ou en hiver sous un couvert de glace ou de neige, *combien de temps s'écouleront avant que quelqu'un sonne l'alerte et que les premiers intervenants arrivent?*

8.0 Risques associés au parcours de l'oléoduc le long de la rivière des Outaouais

La rivière des Outaouais est une source d'approvisionnement en eau potable cruciale pour des millions de personnes depuis Mattawa en Ontario en passant par la région Ottawa/Gatineau et jusqu'à Montréal où elle se jette dans le fleuve St-Laurent là où son débit moyen (2 000 m³/s) contribue à hauteur de 20% au débit du fleuve. La compagnie TCP projette en Ontario de convertir un gazoduc existant, construit en 1976, en oléoduc.



Dès son arrivée sur le territoire du bassin versant de l'Outaouais, à North Bay le projet inquiète. L'oléoduc longe le lac à Truite où se situe la prise d'eau potable de la municipalité. Plusieurs élus s'opposent au projet alléguant qu'une fuite contaminerait leur source d'eau potable. Lors d'une entrevue, le maire de North Bay mentionne que:

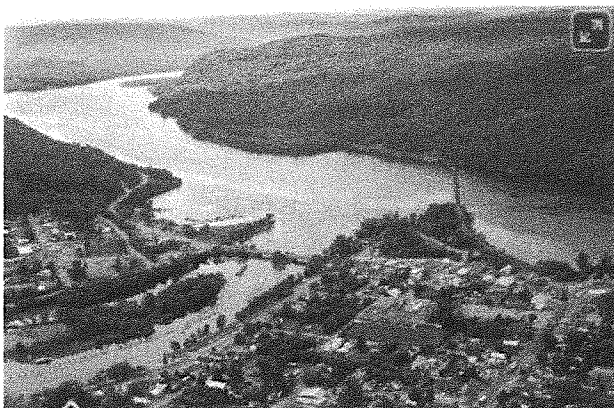


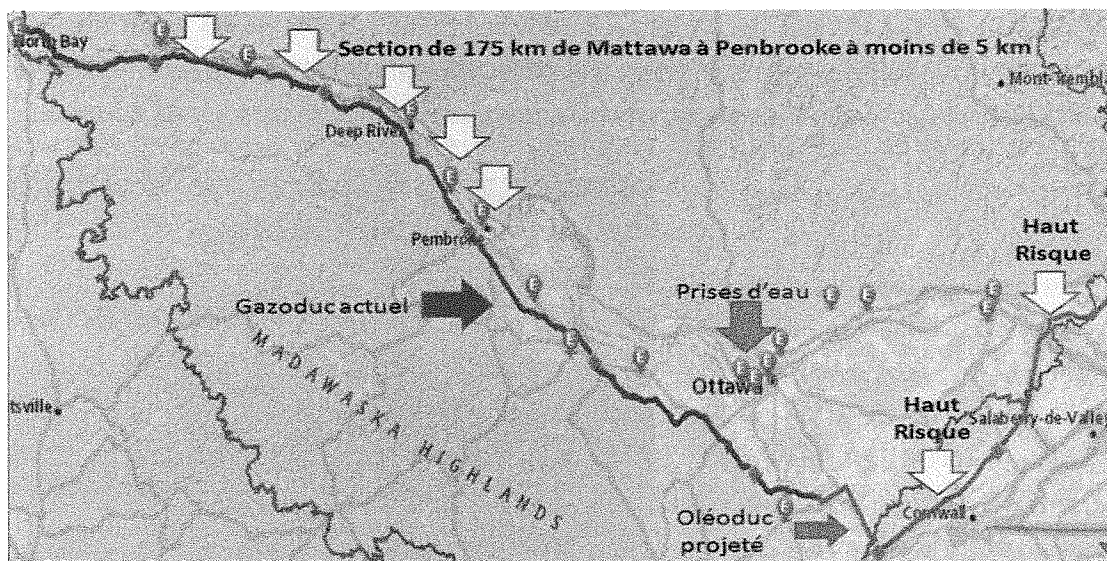
Photo: Embouchure de la rivière Mattawa dans la rivière des Outaouais

"Il n'y a pas de plan B. Nous n'avons pas d'autres sources d'eau potable ou d'eau pour la protection contre les incendies. Si les contaminants ont touché le lac, nos ingénieurs nous ont dit que nous devrions fermer notre usine de traitement de l'eau ... une fois que cela se produira, en été, nous aurons probablement assez d'eau pendant 24 heures"

- Maire de North Bay

De North Bay à Mattawa sur une distance de 60km il suit, souvent, à moins de 5 km, la rivière Mattawa jusqu'à son embouchure (photo) dans la rivière des Outaouais.

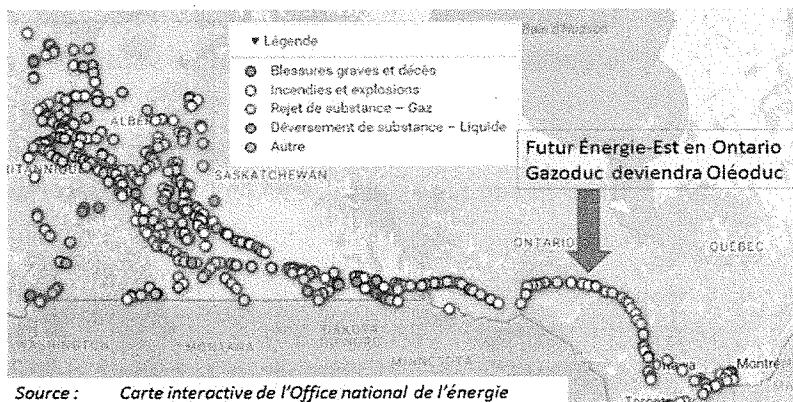
De Mattawa en passant par Pembroke puis la banlieue sud d'Ottawa, il longe la rivière sur une distance de plus de 300 km traversant au passage des centaines de cours d'eau. **Le parcours de 175 km de Mattawa à Pembroke est particulièrement critique, la distance séparant l'oléoduc de la rivière des Outaouais n'est que de 5 km ou moins.**



Carte: Tracé de l'oléoduc en territoire ontarien fleuve Source: Sentinelle de l'Outaouais et Google map.

Huit municipalités québécoises de la région ont leur prise d'eau potable dans la rivière des Outaouais, dont trois à Gatineau. Dans cette région, plus de 200 000 Québécois dépendent de la rivière des Outaouais pour leur approvisionnement en eau. Il en va de même pour les résidents d'Ottawa (850 000 pop.) et de plusieurs autres municipalités ontariennes. Pour le fleuve, le pipeline longe sa rive sur une distance d'environ 70 km, parfois de très près (2 km), et traverse des dizaines de cours d'eau. Un déversement au fleuve pourrait polluer la prise d'eau de Salaberry-de Valleyfield pour laquelle aucune source d'eau alternative à proximité n'est disponible.

Ci-contre, la carte interactive de l'Office national de l'énergie illustrant les fuites de gaz survenues le long de la canalisation du futur oléoduc de 2008 à 2016. Le pire¹⁵ incendie, **857 millions** de litres de gaz naturel, est survenu à Cornwall en 2006.



Source : Carte interactive de l'Office national de l'énergie

8.1 Rapport d'étude commandé par la commission de l'énergie de l'Ontario

La commission de l'énergie de l'Ontario a commandé un rapport¹⁶ concernant les aspects environnementaux associés au projet Énergie-est en territoire ontarien. Il souligne les risques élevés encourus pour l'environnement et les prises d'eau dus au passage de l'oléoduc le long de la rivière des Outaouais et du fleuve côté ontarien, entre Morrisburg et Cornwall. **L'étude remet clairement en question le bien fondé du tracé.**

L'étude fait remarquer que les conversions antérieures de pipelines au Canada n'ont pas été localisées dans une zone de projet qui rencontre des centaines de cours d'eau et dans un milieu urbain de forte densité. L'étude reproche au promoteur de ne pas faire de distinction entre l'acheminement d'un oléoduc par rapport à un gazoduc

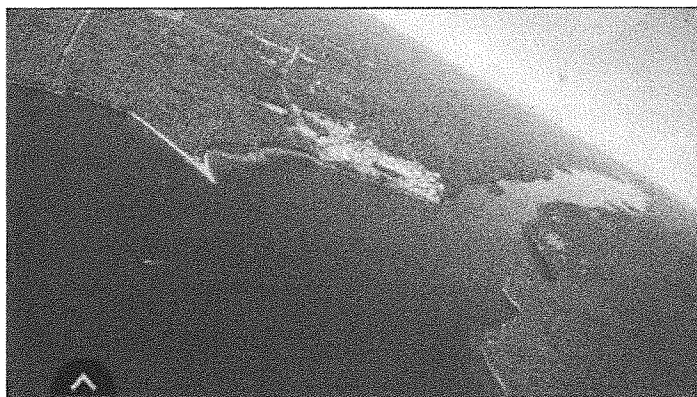


Photo: Rivière des Outaouais près de Deep River.
Source Sentinelle Outaouais

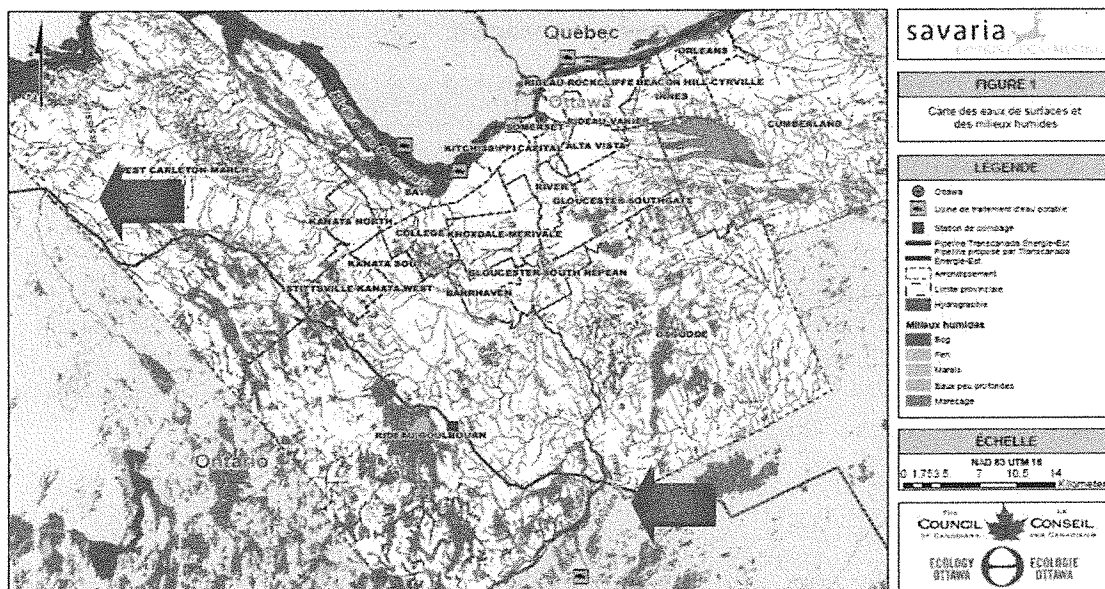
Dans leur conclusion, l'étude soulève les principaux aspects suivants :

- Le choix du parcours d'un oléoduc doit chercher à éviter autant que possible les *récepteurs très sensibles* (RTS) comme les plans d'eau et les aquifères. Ce critère est le principal d'une liste de critères auquel tout promoteur de projet d'oléoduc doit chercher à se soumettre.
- **La conversion** (pour des raisons économiques) **d'un gazoduc existant en oléoduc empêche le promoteur de satisfaire à cette condition essentielle.**
- **D'étudier un autre tracé de pipeline le long du fleuve** afin de l'éloigner de ses rives et réduire les conséquences d'un déversement.

Le gazoduc est déjà vieux de 41 ans. À la fin de vie prévue du projet Énergie-est, il aura plus de 100 ans. Quel sera l'impact du transport de bitume dilué, acide et abrasif, sur l'état (corrosion) de la canalisation?

8.2 Rapport d'expertise Savaria sur l'impact de déversement dans la région Ottawa

Le groupe *Savaria Experts Conseils* a produit en 2016 un rapport¹⁷ sur l'impact de déversement d'hydrocarbures sur le territoire de la région d'Ottawa. L'étude analyse les impacts d'un déversement dans la rivière Mississippi et dans la rivière Rideau (flèches).



Carte: Tracé du pipeline dans la région d'Ottawa. Source Groupe Savaria Experts Conseils 2016

L'estimation de la quantité déversée est basée sur 2 scénarios. L'un proposé par le promoteur pour un temps de réaction de 1 minute, jugé irréaliste par les auteurs, et un autre de 2 heures basé sur le délai d'intervention de 25 déversements importants enregistrés au cours des 10 dernières années. En fonction de la distance entre 2 vannes de sectionnement, les volumes déversés varient de **15 à 23 millions** de litres. En comparaison, un volume **150 à 230 fois supérieur** au volume déversé dans la rivière Saskatchewan en 2016 ou celui déversé dans la rivière Chaudière (0,1ML) en 2013.

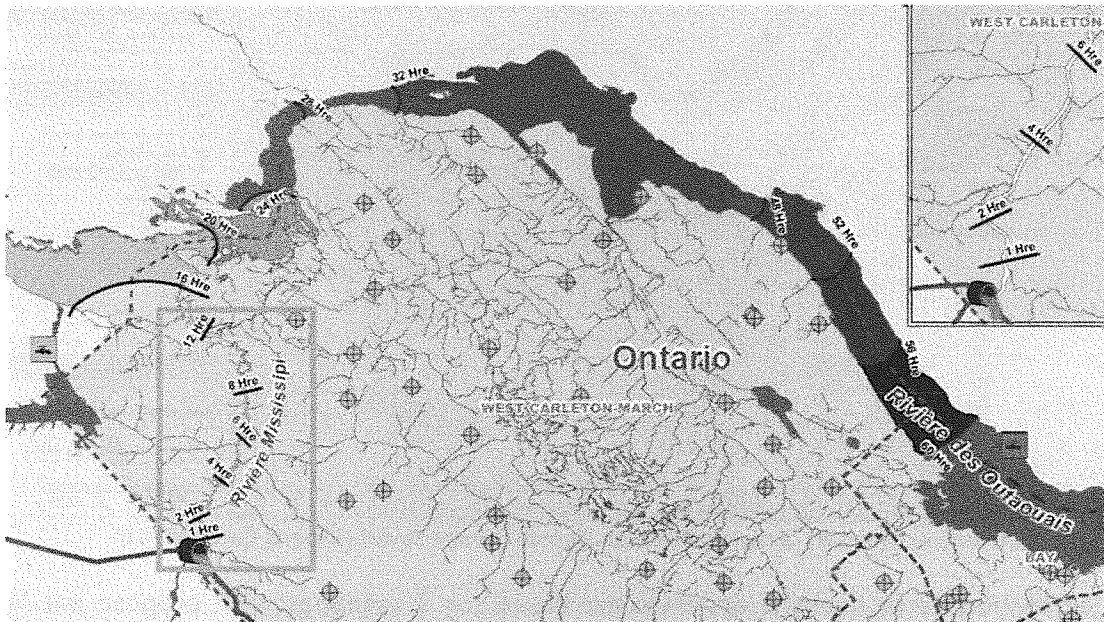
Longueur entre deux vannes de sectionnement (km)	1	2	5	10
Volume déversé avant la fermeture des vannes [pendant 120 min] (litres)	14,5 millions			
Volume déversé après la fermeture des vannes (litres)	892,000	1,78 million	4,5 millions	8,9 millions
Volume total estimé (litres)	15 millions	16 millions	19 millions	23 millions

* Selon les données de TransCanada, la canalisation est d'un diamètre de 42 pouces (1,07 m).

Tableau : Volume déversé par Énergie-est en fonction d'un temps de réaction de 120 minutes et de la distance de sectionnement entre 2 vannes. Source: Groupe Savaria Experts Conseils 2016

Déversement dans la rivière Mississippi

L'étude estime qu'à débit moyen ($40 \text{ m}^3/\text{s}$) la vitesse de propagation du panache serait de 1 km/h. Douze heures après le début du déversement, le pétrole aurait atteint la rivière des Outaouais. La première prise d'eau municipale de Gatineau est située à 60 km en aval du point de rupture. L'étude évalue à 60 heures le délai avant que le panache de dispersion atteigne la première prise d'eau municipale.



Carte: Simulation d'un déversement d'hydrocarbures dans la rivière Mississippi près d'Ottawa
Source: Groupe Savaria Experts Conseils 2016

La portion de l'oléoduc de 175 km entre Mattawa et Pembroke est encore plus à risque, la distance séparant la rivière des Outaouais de centaines de cours d'eau traversés par l'oléoduc n'étant que de 5 km ou moins. En quelques heures seulement, les hydrocarbures atteindraient la rivière des Outaouais.

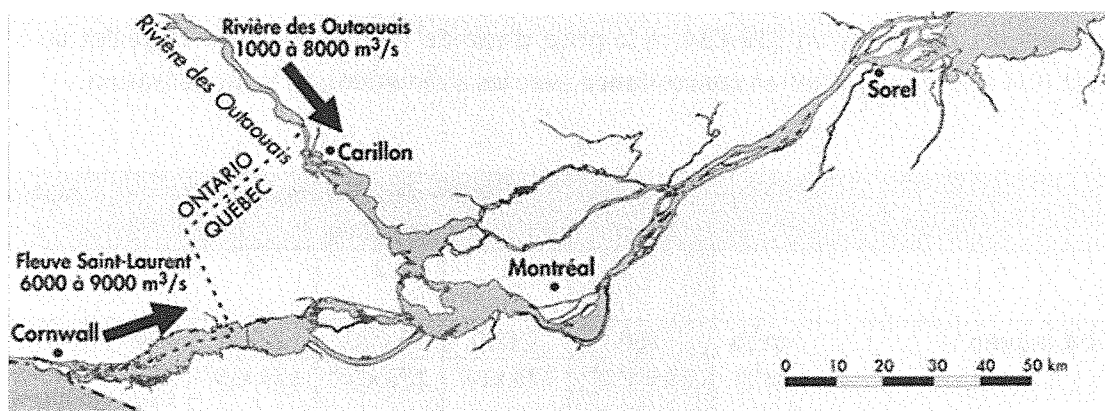
Comment les temps de réaction et les délais d'intervention observés historiquement permettront-ils aux équipes d'intervention d'arriver à temps pour empêcher les hydrocarbures d'atteindre la rivière des Outaouais?

Les événements en Saskatchewan l'ont démontré, la récupération du pétrole sur un tel plan d'eau pourrait s'avérer difficile même en été, imaginez la nuit, en hiver.

La région métropolitaine de Gatineau-Ottawa, puis plus loin celle de Montréal, pourraient être affectées en cas de déversement majeur.

8.3 Modélisation d'un déversement d'hydrocarbures dans la rivière des Outaouais

Il va de soit que toute modélisation n'est qu'un outil afin d'évaluer des problématiques complexes. L'endroit, le volume déversé, le type de pétrole, les conditions hydro-géologiques et climatiques demeurent des incertitudes. Qui plus est, lorsque le pétrole traverse des rapides, il se mélange davantage dans la colonne d'eau, alors que lorsqu'il transite dans des étendus calmes, peut remonter en surface ou se sédimenter plus aisément. Tout lac de barrage (ex: Carillon) sur le parcours de la rivière des Outaouais ou le lac des Deux-Montagnes à son embouchure agiront aussi de la sorte sur le devenir des hydrocarbures dans la colonne d'eau. Mais, malgré toutes ces incertitudes, il est impératif de tenter d'estimer au mieux de nos connaissances, les impacts prévisibles qu'un déversement d'hydrocarbures pourrait avoir sur nos prises d'eau. Les mesures d'urgence à prévoir le nécessitent.



Carte: Débit minimum et maximum du fleuve et de la rivière des Outaouais

Nous avons adapté une **modélisation**⁶ utilisée en Saskatchewan suite au déversement afin d'estimer la concentration résiduelle en hydrocarbures pétroliers possibles dans la rivière des Outaouais suite à un déversement majeur d'Énergie-est.

Nous avons élaboré **3 scénarios** basés sur les hypothèses suivantes:

- 1) un déversement à proximité de la rivière des Outaouais au **débit moyen annuel de 2 000 m³/s**. Si le débit est plus faible, la concentration résiduelle augmente mais la vitesse de propagation diminue. Inversement si le débit est plus grand.
- 2) scénario 1: déversement de **3 600 m³** du pire cas, tel que proposé par TC
- 3) scénario 2 et 3 : déversement de **10 000 m³**, plus réaliste selon notre étude

- 4) scénario 1 et 2: en conditions idéales, déversement au sol en premier, l'été, avec **80 % de récupération et évaporation** sur le site (cas en Saskatchewan en 2016)
- 5) scénario 3: du pire cas, déversement directement au cours d'eau ou en conditions difficiles, (région éloignée, hiver) avec **20% de récupération et évaporation** au site
- 6) **50 % du volume résiduel** de bitume dilué, non récupéré ou évaporé, **se dépose** dans le lit de la rivière
- 7) **L'autre 50 %** du volume résiduel **se disperse ou se dissout** dans la colonne d'eau

En se basant sur ces hypothèses, une estimation de la concentration résiduelle en hydrocarbures pétroliers (mg/L) dans la colonne d'eau de la rivière des Outaouais a été calculée à **1 jour** après le déversement, **7 jours** plus tard, et enfin **après 30 jours de dilution constante**.

Les teneurs mesurées en C16-C34 à la prise d'eau de Prince Albert du 26 juillet au 5 août (0,4 à 0,5 mg/L), sont en **concordance** avec les estimations de la modélisation.

		Riv. Sask Bilan ⁶	Rivière des Outaouais scénario			Notes
			1	2	3	
Débit moyen	m ³ /s m ³ /j	300 25,9 x10 ⁶	2 000 173 x10 ⁶	2 000 173 x10 ⁶	2 000 173 x10 ⁶	Débit riv. Outaouais à l'embouchure du Lac Deux-Montagnes
Déversement initial	m ³	225	3 600	10 000	10 000	1) pire cas selon TCP 2 et 3) plus réaliste
Récupération au site + Évaporation+ Écumage	% m ³	80 181	80 2 880	80 8 000	20 2 000	1 et 2) selon bilan riv. Sas 3) en conditions difficiles
Volume résiduel dans la rivière	m ³	44	720	2 000	8 000	225 - 181 = 44 m ³
Volume dispersé dans la colonne d'eau	m ³	22	360	1 000	4 000	50% sédimente au fond 50% dans la colonne d'eau
Teneur résiduelle dans la colonne d'eau en mg/L	jour 1 jour 7 jour 30	0,85 0,12 0,03	2,08 0,30 0,07	5,78 0,83 0,19	23,15 3,31 0,77	Dilution après 1, 7 et 30 jours d'écoulement d'eau. Densité ≈ 1 000 kg/m ³ 4000 x10 ⁶ g /173x10 ⁶ m ³ = 23,15
Teneur mesurée (mg/L) C16-C34 à la prise d'eau de Prince Albert	26 juil 2 août 5 août	0,50 0,40 0,40	- - -	- - -	- - -	Les c16-c34 représentent 50% (frais) à 64% (altéré) de l'ensemble des hydrocarbures pétroliers

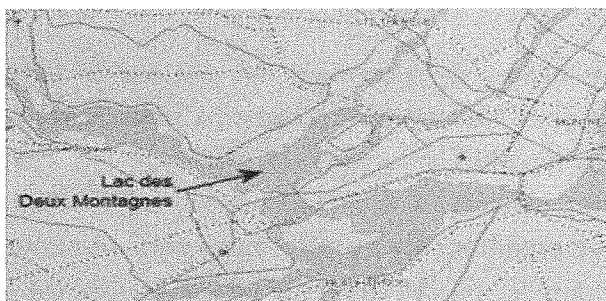
Tableau: Teneur résiduelle (mg/L) dans la colonne d'eau après 1j, 7 j et 30 jours de dilution

Résultat de la modélisation

En cas de déversement majeur dans la rivière des Outaouais des concentrations largement **supérieures à 1 mg/L voire 5 mg/L** (1 000 à 5 000 µg/L) en hydrocarbures sont prévisibles pendant plusieurs jours, voire semaines. Un déversement près d'Ottawa, où le débit de la rivière est deux fois moindre (1 180 m³/s) verrait même une augmentation de ces concentrations aux prises d'eau de cette région.

Le volume de pétrole restant (50%) qui aura déposé dans le lit de la rivière sera remis en suspension lors d'épisode de fort débit (crue) ou d'activité de nettoyage. Une pollution chronique, à long terme de nos prises d'eau, est envisageable. Un déversement de pétrole dans la rivière des Outaouais durant l'hiver ou la débâcle pourrait être très difficile à confiner, à récupérer et à nettoyer. De plus la glace pourrait ne pas être assez résistante pour soutenir les travailleurs ou l'équipement. Les vents pourraient aussi venir compliquer les opérations de récupération et favoriser la remise en suspension des contaminants dans la colonne d'eau.

À son embouchure, dans le lac des Deux-Montagnes, la rivière des Outaouais se divise pour alimenter la rivière des Mille-Îles, la rivière des Prairies et le fleuve St-Laurent.



Au fleuve, les stations montréalaises, principalement *Atwater* et *Charles de Baillets*, bénéficieront du facteur de dilution qu'apporte le débit du fleuve (8 000 m³/s) réduisant les concentrations en pétrole anticipées en provenance de la rivière des Outaouais. Cependant, ces 2 stations n'ont pas d'étapes de décantation capables de retirer de l'eau les composés précipités, moins solubles, avant qu'ils ne viennent adhérer au milieu filtrant. Plus à l'ouest, les stations de Pointe-Claire, Dorval et Lachine qui puisent au Lac St-Louis (fleuve) sont souvent, particulièrement au printemps, sous influent marquées de l'eau en provenance de la rivière des Outaouais.

Pour les autres stations de la région, à l'exception de celles sur la rive sud, elles seront toutes directement affectées par la qualité de l'eau en provenance de la rivière des Outaouais puisqu'elles puisent toutes directement du lac ou dans ses exutoires.

9.0 Filière de traitement municipale et élimination des hydrocarbures

Une eau de consommation, à une teneur aussi faible que $1 \mu\text{g/L}$ en résidu pétrolier, sous forme d'éthylbenzène ou de chlorobenzène, peut communiquer des goûts et odeurs inacceptables à l'eau distribuée.

Lors des événements à Longueuil en janvier 2015, de très faibles teneurs en hydrocarbures pétroliers, de l'ordre de 1 à $5 \mu\text{g/L}$ ¹⁸, pour quelques composés seulement (toluène, xylène, triméthylbenzène) ont été détectées à l'eau brute et suffit à rendre l'eau impropre à la consommation, forçant l'émission d'un avis de non- consommation.

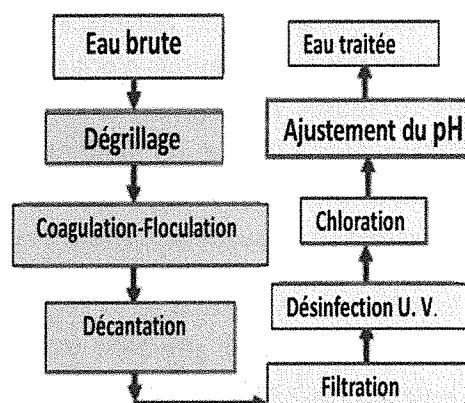


Photo: La crise de l'eau à Longueuil 2015. Jacques Nadeau Le Devoir

Les filières de traitement des stations de purification d'eau de surface ne sont pas conçues pour traiter les hydrocarbures. Les risques de contamination amèneront les municipalités à arrêter le pompage de l'eau brute, le temps du passage des contaminants. Si la contamination est importante qui peut prédire aujourd'hui le temps que prendront les hydrocarbures pour se disperser suffisamment afin de permettre la remise en marche des stations? Des heures, des jours, des semaines?

Le projet Énergie-est véhiculerait 3 types de pétroles bruts dans 45 mélanges différents d'hydrocarbures. Vu la grande variété possible des contaminants, de leur concentration résiduelle imprévisible, des caractéristiques changeantes de l'eau brute, ces **multiples impondérables** rendent difficile voir impossible, de prédire le comportement d'une chaîne de traitement **même en cas de faible contamination résiduelle**. Exposons quand même quelques aspects qui entourent la problématique du comportement des hydrocarbures dans la chaîne de traitement.

Principales étapes de traitement d'une station de purification d'eau de surface



Filière de traitement conventionnel: coagulation, sédimentation, filtration, chloration

La filière de traitement conventionnel de l'eau a un effet **négligeable ou nul**⁹ sur les concentrations de composés organiques volatils (COV) tels le benzène, le toluène, l'éthylbenzène et le xylène (BTEX), contenus dans l'eau potable. Une faible quantité seulement peut être éliminée à la suite d'une volatilisation dans des déversoirs et des bassins à ciel ouvert. Pire, la chloration appliquée pour assurer la désinfection finale de l'eau, génère, en présence de BTEX, des sous-produits odorants, qui même à de très faibles concentrations (1 µg/L) rendent l'eau distribuée impropre à la consommation. C'est dans les premiers jours suivant un déversement que les concentrations en BTEX seront les plus élevées et inquiétantes. Une partie se solubilise dans la colonne d'eau, l'autre, la plus grande, s'évapore rapidement et réduit d'autant les risques de contamination à long terme des prises d'eau.

Cependant, un déversement en période hivernale réduirait l'évaporation naturelle du pétrole et accentuerait les risques de solubilisation des BTEX dans la colonne d'eau. Ce phénomène a été confirmé lors du déversement d'un oléoduc dans la rivière Yellowstone en janvier 2015. Le benzène a contaminé la prise d'eau potable de la municipalité de Glendive et privé les résidents d'eau potable pendant 1 semaine.



Photo: Distribution d'eau à Glendive en janvier 2015

HAP

Une autre famille de composés, les hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP) sont inquiétants vu leur toxicité reconnue. De façon générale, les usines de filtration de l'eau municipale faisant appel à des techniques de traitement conventionnel (coagulation, sédimentation, filtration et chloration) peuvent réduire⁹ les concentrations de **certains HAP**, surtout ceux **peu solubles** à masse molaire élevée, comme le Benzo(a)pyrène (BaP) pour lequel la norme CMA est fixée à 0,01 µg/L.

En raison de son caractère peu soluble, le BaP présent dans l'eau brute s'absorbera sur les particules et il sera ensuite éliminé par les procédés de traitement conventionnel. Le traitement permettrait une réduction de 75 à 92 % du produit.

Il existe cependant des centaines de HAP différents en concentration variable lors d'un déversement, dont 16, vu leurs toxicités aiguës, sont considérés prioritaires. Certains comme le naphthalène et l'acénaphthène sont plus mobiles et solubles et se prêtent moins bien au traitement conventionnel. Finalement, les composantes plus visqueuses (asphaltènes, résines) adhèrent davantage sur les matériaux (bassin et sable) et les contaminent.

HAP	Masse Molaire g/mol	Solubilité dans l'eau à 25 °C (mg/L)
Naphtalène	128,2	32
Acénaphthène	154,2	3,4
Acénaphthylène	152,2	3,93
Fluorène	166,2	1,9
Phénanthrène	178,2	1-1,3
Anthracène	178,2	0,05-0,07
Fluoranthène	202,3	0,26
Pyrène	202,3	0,14
Benzo(a)anthracène	228,3	0,01
Chrysène	228,3	0,02
Benzo(b)fluoranthène	252,3	0,0015
Benzo(k)fluoranthène	252,3	0,00081
Benzo(a)pyrène	252,3	0,0038
Indéno(1,2,3-cd)pyrène	276,3	0,00026
Indéno(ghi)perylene	276,3	0,00026
Dibenzo(ah)anthracène	278,4	0,0006

Tableau: Caractéristiques de 16 HAP prioritaires considérés cancérogènes. Source: Leila Faham, U. Sherbrooke

Traitement spécifique: Adsorption sur charbon actif en poudre (CAP)

L'adsorption sur charbon actif en poudre (CAP) s'est révélée un traitement **peu efficace**⁹ (Santé Canada) pour éliminer le benzène de l'eau potable. Cependant, pour d'autres contaminants (BTEX), le taux d'efficacité augmente et, avec un dosage de 8 à 27 mg/L, peut atteindre pour le toluène (67%), l'éthylbenzène (33 à 99%) et les xylènes (60 à 99%) des rendements appréciables. La capacité d'adsorption du charbon actif à l'égard des composés organiques (hydrocarbures) cependant varie grandement en fonction d'une série de facteurs, comme la compétition d'autres contaminants, le degré de mélange, le temps de contact, la température de l'eau ainsi que les propriétés physico-chimiques des composés organiques et du charbon. Sans essai pilote en usine la détermination de l'efficacité du CAP est difficilement prévisible.

Dans les stations de purification, l'ajout de CAP est plus réalistement envisageable parce que sa mise en application nécessite moins d'investissement et peut se faire sur une base temporaire selon les besoins. Le dosage de CAP est en mesure de réduire ou d'éliminer une très faible contamination résiduelle causée par certains hydrocarbures. Actuellement, seules quelques stations¹⁸ (8 stations sur 26) de la région métropolitaine disposent de système de dosage au charbon actif en poudre. En situation d'urgence, le CAP pourrait s'avérer utile.

Traitement spécifique: Adsorption sur filtre au charbon actif en grain (CAG)

Bien que le rendement des filtres CAG en mode adsorption est supérieur à celui du charbon actif en poudre, sa mise en application nécessite des investissements colossaux. Aucune station d'eau de la région métropolitaine n'a ce type de filtre CAG qui travaille en mode adsorption.

Traitement spécifique: Traitement biologique sur charbon actif en grain (CAB)

Le rendement d'enlèvement de micropolluants, peu ou non-biodégradables, par ce type d'unité fonctionnant en mode biologique est faible. Le caractère biologique (adaptabilité lente des micro-organismes aux nouveaux contaminants) du traitement est peu compatible avec la nature des contaminants à traiter, particulièrement les molécules à haut poids moléculaire, peu ou non assimilable.

Traitement spécifique: Oxydation par ozonation

L'oxydation par ozonation est un procédé relativement efficace pour réduire les concentrations en benzène dans l'eau potable. Des essais pilotes⁹ ont démontré que l'ozone à des doses variant de 1,5 mg/L à 12 mg/L permettait une réduction de 75% à 94% du benzène. Pour d'autres composantes retrouvées dans les hydrocarbures tel les HAP les rendements sont inférieurs²⁰ de 30 à 90 %. Cependant, aucune donnée sur son utilisation à grande échelle n'est disponible. De plus la formation des sous-produits de l'oxydation du benzène, potentiellement à risque, est peu documentée. En région métropolitaine, 10 des 26 stations sont munies de système d'ozonation.

Traitement spécifique: Aération

Le système d'aération par tour de garnissage ATG (stripping) s'avère efficace pour l'élimination de composés organiques **volatils** (COV) comme le benzène. On a eu recours à cette technologie récemment au Québec à la Conception et à Ste-Marceline de Kildare suite à une contamination de leurs sources d'eau au benzène. Aucune station d'eau de surface n'est équipée de ce genre d'équipement.

10.0 Évaluation des conséquences et planification de mesures d'urgence

L'intrusion d'hydrocarbures à la station pourrait contaminer les installations de traitement et le réseau de distribution et nécessiter un long nettoyage²¹. Afin de mieux comprendre les risques que posent l'intrusion d'hydrocarbures dans une chaîne de traitement d'eau de surface des études seraient à mener afin de mieux en évaluer les impacts et de planifier des mesures d'urgence appropriées.

Depuis toujours, l'autorité municipale et ses travailleurs de l'eau, opérateurs et responsables de centrales d'eau partout au Québec, assurent avec un haut degré de professionnalisme et de responsabilité la distribution, sans interruption, d'une eau d'excellente qualité à leurs concitoyens.

Il nous suffit de s'imaginer ce que serait la situation sans eau distribuée, même pour une seule journée, en milieu urbain pour comprendre à quel point toute la société serait rapidement et profondément affectée par un arrêt de la distribution ou même simplement par la distribution d'une eau de mauvaise qualité.

Une **multitude d'impondérables rendront difficile** voire hasardeuse, dans le court laps de temps disponible avant l'épuisement des réserves, **une évaluation précise** de la situation. Un scénario de rupture de l'approvisionnement en eau, aux conséquences socio-économiques dramatiques ne peut être exclu. Dans un tel cas, ni l'argent, ni les solutions techniques faciles ne permettront de remédier rapidement à la situation.

Même la distribution massive de bouteilles d'eau embouteillée, comme le propose le promoteur dans sa *lettre d'engagement*²² en cas de rupture de l'approvisionnement, déposée au BAPE le 21 mars 2016, ne pourra pas constituer une réponse acceptable à ce genre de situation d'urgence. Premièrement la faisabilité technique de distribuer, comme le suggère le promoteur, **20 à 50 litres** par habitant par jour, pour assurer les besoins de **base et d'hygiène** de la population, serait un défi logistique de très grande envergure, voire impossible à réaliser en milieu urbain. Qui plus est, cette distribution massive ne règle pas le problème crucial de l'approvisionnement en eau pour les institutions, les commerces et les entreprises.

Pour toute ces stations qui ne pourront compter sur **aucune source d'eau alternative**, élaborons à l'aide du scénario suivant:

À l'approche de l'arrivée du panache de dispersion des contaminants, les stations fermeront leurs prises d'eau pour éviter la contamination. Une fois les réserves épuisées (6h à 24h), si la contamination est toujours présente, les options disponibles aux responsables des stations, de l'environnement, de la santé et de la sécurité civile seront limitées et difficiles:

1. Remettre en marche la production et distribuer une eau légèrement contaminée, non-conforme, sous couvert d'un avis de non-consommation;
2. Arrêter complètement la distribution afin de protéger l'intégrité de la station et celle du réseau de distribution.

Dans les deux cas, les conséquences seraient dramatiques et nécessiteraient la mise en place de mesures d'urgence sans précédent.

À la station

Quels seront les critères, les balises, les teneurs en hydrocarbures résiduels, sur lesquels nous devons baser, en quelques heures, notre décision de rouvrir ou non la prise d'eau?

Si des traces et des odeurs d'hydrocarbures sont toujours perceptibles à l'eau brute, remettrons-nous en marche la chaîne de traitement? Le laboratoire, nous confirme la présence dans la colonne d'eau d'hydrocarbures pétroliers totaux (C10-C50) à 100, 500 ou 1 000 µg/L, **rouvrons-nous les vannes de nos prises d'eau?**

Quelle teneur maximale en benzène ou HAP à l'eau brute sommes-nous prêt à accepter? Afin d'éviter la contamination à long terme de la station et du réseau de distribution, vaudrait-il mieux maintenir fermée la prise d'eau plus longtemps? Combien d'heures, de jours pourrions-nous réalistement nous le permettre? Quelles en seront les conséquences? Qui va assumer la responsabilité?

Évidemment, entre deux maux, il faudra choisir le moindre, mais sur quels paramètres techniques nous baserons-nous, pour prendre cette décision lourde de conséquences?

C'est à chacune des stations d'évaluer la situation et de planifier soigneusement son plan de mesure d'urgence, "pendant que le ciel est bleu".

L'approvisionnement en eau est une infrastructure critique essentielle pour la sécurité et la santé des populations et doit demeurer **la priorité** dans toute prise de décision. Le premier rôle de l'état est d'assurer, **avant toute autre considération**, la sécurité de sa population.

11.0 Conclusion

Aucun tracé d'oléoduc en Amérique ne menace autant l'intégrité des écosystèmes aquatiques et les sources d'approvisionnement en eau de population (5 millions) que le projet Énergie-est. Cet oléoduc serait, le plus gros (1,1 Mb/J), le plus long (4 600 km), le plus toxique (bitume dilué) **sur le pire des parcours imaginables**. Il longerait de près les rives de la rivière des Outaouais et du fleuve St-Laurent, des cours d'eau vitaux pour les populations riveraines. Il traverse sur cette partie du parcours, **plus de mille cours d'eau**, dont plusieurs à haut risque de traverser chacun étant susceptible de contaminer rapidement et à long terme la rivière des Outaouais et le fleuve St-Laurent.

L'*Académie des sciences des États-Unis* met en garde contre les difficultés accrues que pose la récupération du bitume dilué. La densité du produit, une fois les solvants évaporés, est voisine de celle de l'eau, ce qui favorise sa dispersion dans la colonne d'eau et accroît d'autant les risques de contamination de nos prises d'eau, même celles en eau profonde. Des essais réalisés en laboratoire et d'autres essais à échelle pilote ont démontré aussi que le bitume dilué se disperse et se dépose plus facilement dans la colonne d'eau qu'un pétrole conventionnel.

Qui peut garantir que cet oléoduc résistera à un glissement de terrain, un tremblement de terre, une rupture de barrage, une mauvaise soudure, une pièce défectueuse, une surpression, un accident, un attentat, une erreur humaine. Dans sa partie ontarienne, le long de la rivière des Outaouais, la conversion pour des raisons économiques d'un vieux gazoduc de 41 ans, ne fait qu'alourdir la menace de corrosion et d'abrasion sur des canalisations déjà âgées prévues à un autre usage au départ. Un événement majeur pourrait voir 10 ML se déverser, **100 fois plus** qu'en Saskatchewan ou à Lac Mégantic.

Notre histoire récente: le glissement de terrain à St-Jean Vianney, le déluge du Saguenay, la crise du verglas, la catastrophe du Lac Mégantic sont tous des événements qui devraient nous porter à la plus grande prudence. La quantité de pétrole transporté par jour par Énergie-Est représenterait, à lui seul, près de **4 fois** la consommation journalière actuelle de pétrole au Québec et transformerait notre territoire en véritable autoroute pour le transport de pétrole bitumeux.

Le gouvernement fédéral a rejeté en décembre 2016 le projet d'oléoduc *Northern Gateway* prétextant, avec raison, qu'il mettait trop à risque l'écosystème d'une région côtière du nord de la Colombie Britannique. *Comment pourrait-il en être autrement ici, le long de l'Outaouais et du fleuve, alors que le tracé de l'oléoduc Énergie-Est menacerait, telle une bombe à retardement, pour les 60 prochaines années, la source d'eau potable de 4 millions d'habitants?*

Le déversement d'un oléoduc dans la rivière Saskatchewan Nord en 2016 a mis en lumière à nouveau les risques que pose le parcours prévu de cet oléoduc au Québec. Ce déversement d'hydrocarbures a pollué, **dans toute la colonne d'eau**, la rivière sur **500 km** et a nécessité la fermeture de 3 prises d'eau municipales pour **55 jours**. Heureusement, les populations touchées, plus de 70 000 personnes, ont pu avoir recours rapidement à une source d'eau alternative pour pallier à la situation.

Ici en régions métropolitaines de Gatineau et Montréal, la très vaste majorité des stations de purification de l'eau ne pourront compter sur **aucune source d'eau alternative**. Leurs chaînes de traitement ne sont pas en mesure d'éliminer ces polluants. Après l'épuisement des réserves (6 à 24h), une rupture de l'approvisionnement en eau ou la distribution forcée d'une eau de mauvaise qualité seront des risques bien réels auxquels les populations touchées seront exposées.

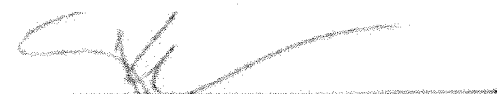
En fait, dès le signalement d'un déversement d'hydrocarbures, toute prise d'eau à proximité doit être fermée par mesure préventive pour éviter la contamination des installations et protéger la population, mais **qu'en sera t-il pour ce qui est de la décision de la rouvrir ou non** à l'approche de l'épuisement des réserves, si aucune source d'eau alternative n'est envisageable et que la contamination est toujours bien présente? En cas de déversement majeur, **quel est le plan B** pour alimenter la population, les institutions, les commerces, les industries? Quelles seront les conséquences socio-économiques d'une telle situation? Qui va en assumer la responsabilité?

Ce projet **met à risque de façon inacceptable** la sécurité des approvisionnements en eau de 5 millions²³ de Canadiens. À titre d'enseignants (es) affectés (es) à la formation des opérateurs des stations de purification d'eau du Québec, **nous tenons à réaffirmer notre ferme opposition au projet d'oléoduc Énergie-est.**


Guy Coderre

Rédacteur, l'auteur est technicien DEC eau et assainissement. Certificat Sciences et techniques de l'eau, formateur et superviseur de stage dans les stations de purification depuis 20 ans. Auparavant, opérateur ou chef de station d'eau, 10 ans.

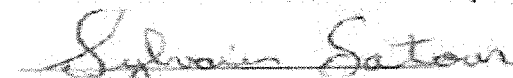
Ont collaboré ou donné leur appui à la réalisation de ce mémoire:


Patrick Beaudoin

Bac. Sc. Appliqués DEC Eau et assainissement
et 30 ans expériences


Mario Taillon

D.E.S.S. Gestion de l'environnement. M. Sc.
Chimiste. DEC Eau et ass. et 30 ans expériences


Sylvain Latour

BAC Biologie
et 25 ans expériences


Daniel Morasse

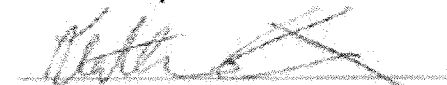
Bac Sc. Appliqués
et 25 ans expériences


Houde Belarbi

M. Sc Pharmaceutique. Bac Tech. alimentaire
et 10 ans expériences


Louis-Martin Laporte

DEP Conduite de procédés de traitement d'eau
et 20 ans expériences


Mathieu Lacroix

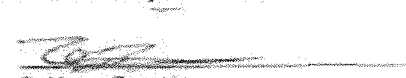
DEP Conduite de procédés de traitement d'eau
et 5 ans expériences


Marcel Beaulieu

Bac Sc. Appliquées. DEC Eau et assainissement.
et 30 ans expériences


Marc Brodeur

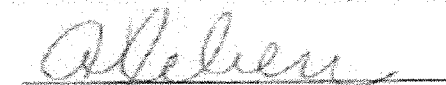
M. Sc. Chimiste
et 30 ans expériences


Entissar Zenati

M. Sc. Chimiste
et 25 ans expériences


Sylvie Rozon

DEC Analyse chimique. DEP Conduite de procédés
de traitement d'eau et 20 expériences


Anik Lelièvre

M. Sc. Chimiste
et 20 ans expériences


Nicolas Sabourin

DEP Conduite de procédés de traitement d'eau
et 15 expériences


Judy-Fay Perron

DEC Eau et assainissement
et Sans expériences

Références bibliographiques

1. National Academy of Sciences (USA) (2015). *Spills of Diluted Bitumen from Pipelines: A Comparative Study of Environmental Fate, Effects, and Response*
2. Environnement Canada (2013), Rapport technique. Propriétés, composition, comportement des déversements en milieu marin de bitume dilué issus des sables bitumeux canadiens
3. Liang Chen 2014, Water in bitumen emulsion of oil sands. Dept chemistry, Université alberta
4. SL Ross Environmental Research Ltd. 2013. Meso-scale Weathering of Cold Lake Bitumen/ Condensate Blend. Ottawa (Ont.) : ENG JRP Exhibit #B193-2.
5. Site Web. Gouvernement du Michigan. http://www.michigan.gov/deq/0,4561,7-135-3313_56784-241427--,00.html
6. Husky Energy (2016). North Saskatchewan river water source risk assessment, Mass balance, Fate, and Transport. Matriix solution Inc
7. Husky Energy- Acuren Group Report (2016). Pipeline metallurgical failure analysis
8. Husky Energy- Stantec Consulting (2016). Saskatchewan river crossing geotechnical report
9. Gouvernement du Canada (2009). *Recommandation pour la qualité de l'eau potable au Canada. Document technique le Benzène. Document technique Toluène. Éthylène et Xylène.*
10. National observer. august 2nd 2016. Saskatchewan government "unlikely" to clean all husky oil spill. By Elizabeth May
11. North Saskatchewan river water source risk assessment, Human health risk assessment. Center for Toxicology and environmental Health. sep. 2016
12. WSA (2016). Surface Water Quality Verification dataset-Summary. North Saskatchewan river. <https://www.wsask.ca/Global/About%20WSA/News%20Releases/Water%20Quality%20Sampling%20%20Sept.%2022/Surface%20Water%20Quality%20table.pdf>
13. John Stansbury, Ph.D., P.E.(2011). Analysis of Frequency, Magnitude and Consequence of Worst-Case Spills From the Proposed Keystone XL Pipeline
14. U.S. Department of Transportation Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration - December 10, 2012 Leak Detection Study –Dr. David Shaw, Dr. Martin Phillips, Ron Baker.
15. J. Harvey Consultants associés. (2015). *Les impacts du projet d'oléoduc Énergie-Est de TCP dans la MRC de d'Autray.*
16. DNV-GL (2015), Ontario Energy board, Energy east project, assesment on impacts on the natural environment
17. Savaria Experts Conseils (2016). Énergie-est: Impact de déversement dans la région d'Ottawa
18. https://www.longueuil.quebec/files/longueuil/images/PDF/compilation_resultats_echantillonnage.pdf
19. MDDELCC, *Répertoire des stations municipales de production d'eau potable approvisionnées en eau de surface. Site web du MDDELCC.*
20. ONEMA (2014) Réduction des micropolluants par lestraitements complémentaires: procédés d'oxydation avancée, adsorption sur charbon actif. Sophie Besnault.
21. Ville de Laval (2015). *Mémoire déposé dans le cadre de la consultation publique de la Commission de l'environnement de la CMM sur le projet d'oléoduc Énergie-Est de TCP.*
22. TransCanada-Énergie-est. *Titre de l'engagement : Coûts approvisionnement en eau*, question du 10 mars 2016 du président de la commission, M. Joseph Zayed, 21 mars 2016, 1 page. déposée au BAPE
23. Le conseil des Canadiens(2016). Énergie-Est-Une menace à l'eau potable.

FIN DU DOCUMENT

