



**Mémoire du ROB VQ déposé au BAPE dans le cadre des audiences sur le Projet Oléoduc Énergie Est - section québécoise**



**Avril 2016**



## **Rédaction**

Antoine Verville  
Directeur général adjoint

Regroupement des organismes de bassins versants du Québec (ROBVQ)  
870, avenue de Salaberry, bureau 106, Québec (Québec) G1R 2T9  
Téléphone : 418 800-1144, poste 9

Courriel : [antoine.verville@robvq.qc.ca](mailto:antoine.verville@robvq.qc.ca)  
Internet : [www.robvq.qc.ca](http://www.robvq.qc.ca)

## **Avec la collaboration de**

Delphine Deléglise, Agir Maskinongé  
Michel Lambert, Agir Maskinongé  
Pauline Marquer, Conseil de bassin de la rivière Etchemin  
Cynthia Guay, Corporation du bassin de la Jacques-Cartier  
Michel Leclerc, OBV Charlevoix-Montmorency  
Caroline Brodeur, OBV de la Capitale  
Michel Grégoire, OBV Fleuve Saint-Jean  
Annie Ouellet, Comité de bassin de la rivière Chaudière  
Véronique Dumouchel, Organisme de bassins versants de Kamouraska, L'Islet et  
Rivière-du-Loup  
Elsa Dufresne-Arbique, Conseil des bassins versants des Mille-Îles  
Jean-Paul Raïche, ROBVQ

## **Révision**

Marie-Hélène Gendron, ROBVQ  
Catherine Ferland-Blanchet, ROBVQ

## Table des matières

1. Synthèse des recommandations .....	2
2. Introduction .....	9
3. Présentation de l'organisme .....	11
Le Regroupement des organismes de bassins versants du Québec .....	11
Les organismes de bassins versants (OBV).....	11
4. Considérations d'ordre général.....	12
Les limites du processus actuel d'audience du BAPE .....	12
La nécessité de diminuer la dépendance aux hydrocarbures .....	13
L'eau comme patrimoine collectif dont l'État doit être le gardien .....	14
5. Impacts potentiels du projet lors de l'implantation.....	15
Impacts sur les eaux de surface et les écosystèmes aquatiques .....	15
Choix de la technique de traverse .....	15
Impacts sur la potabilité de l'eau .....	17
Effets sur les écosystèmes aquatiques .....	17
Sécurité de l'oléoduc .....	18
Les impacts sur les eaux souterraines .....	20
Les impacts sur les milieux humides .....	21
6. Impacts potentiels en cas de déversement ou de fuite.....	25
Impacts d'un déversement sur les eaux de surface et les écosystèmes aquatiques .....	26
Impacts d'un déversement sur les eaux souterraines .....	27
Impacts d'un déversement sur les milieux humides .....	29
7. Interventions en cas d'urgence.....	32
Comportement des bitumes dilués et du pétrole léger .....	32
Analyses de risques .....	33
Pire scénario .....	35
Fuites non détectables .....	36
État de référence.....	37
Coûts des interventions .....	38
Plans d'intervention .....	39
8. Gestion des diluants .....	41
9. Gouvernance, acceptabilité sociale et impacts sociaux .....	42
Acceptabilité sociale .....	42
Impacts sociaux.....	44
Conflits usages .....	45
10. Encadrement légal .....	47
Loi sur les hydrocarbures .....	47
Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection .....	48
11. Conclusion .....	49
12. Références.....	50

## 1. Synthèse des recommandations

Recommandation 1: Considérant les risques entraînés par les fuites et déversements pour la santé et la sécurité des populations, l'eau et les écosystèmes aquatiques (risques clairement démontrés par plusieurs incidents de grande envergure survenus ces dernières années en Amérique du Nord) ainsi que les conflits d'usages potentiels, le ROBVQ recommande que le gouvernement du Québec applique le principe de précaution et qu'il s'oppose au projet d'oléoduc Énergie Est, tant et aussi longtemps que les technologies de détection des fuites n'auront pas démontré leur efficacité complète et que les entreprises pipelinières n'auront pas amélioré considérablement leurs bilans et leurs approches des risques, notamment ceux liés au transport des produits bitumineux.

Avis 1: Considérant que le projet d'oléoduc Énergie Est constitue l'un des plus grands projets industriels de l'histoire récente du Québec, le ROBVQ est d'avis que le mandat actuel du BAPE ne permet ni une juste évaluation des impacts environnementaux et sociaux du projet, ni au gouvernement de statuer sur l'autorisation du projet.

Avis 2: Le ROBVQ est d'avis que le gouvernement du Québec, qui souhaite se positionner comme « chef de file nord-américain dans les domaines de l'énergie renouvelable et de l'efficacité énergétique, et ainsi [bâtir] une économie nouvelle, forte et à faible empreinte carbone », se doit d'être cohérent vis-à-vis ce « virage historique » qu'il souhaite entreprendre. Considérant que le projet Oléoduc Énergie Est ne permet pas de cheminer vers la diminution de la dépendance aux hydrocarbures, le ROBVQ est d'avis que le gouvernement du Québec devrait s'y opposer.

Avis 3: Considérant le grand nombre de préoccupations énoncées au BAPE et restées sans réponse satisfaisante, le ROBVQ est d'avis que le gouvernement du Québec devrait appliquer le principe de précaution énoncé dans la Loi sur le développement durable et s'opposer au projet d'oléoduc Énergie Est afin de prévenir une dégradation des ressources en eau.

Recommandation 2: Le ROBVQ recommande que les propositions de Polytechnique Montréal soient appliquées afin de mettre en place une réelle approche multicritères fiable pour identifier la bonne technique de traverse de cours d'eau.

Recommandation 3: Le ROBVQ recommande qu'une caractérisation complète des cours d'eau traversés soit réalisée et rendue disponible, incluant notamment des inventaires ichtyologiques respectant les meilleurs standards, une caractérisation aval du milieu aquatique et riverain, le suivi de l'IQBP 6 et une caractérisation de sédiments.

Recommandation 4: Le ROBVQ recommande, si le projet devait se réaliser, que soient recensées toutes les prises d'eau potable en aval des travaux de construction avant de débiter les travaux de franchissement de cours d'eau, afin que puisse être mis en

place un suivi continu de la turbidité, des matières en suspension et de certaines substances toxiques pendant la construction et les semaines suivantes.

Avis 4: Étant donné le nombre de cours d'eau à traverser, le ROBVQ est d'avis que le calendrier de réalisation des travaux apparaît comme une contrainte majeure. En outre, la période hivernale devrait être ciblée pour tous travaux en milieux humides.

Recommandation 5: Le ROBVQ recommande que Transcanada fournisse un échéancier des travaux de traverses de cours d'eau et de milieux humides afin d'en évaluer la faisabilité et les impacts réels sur le milieu.

Recommandation 6: Le ROBVQ recommande que les propositions suivantes de Polytechnique Montréal (2015) soient considérées comme des minimums requis qu'elles soient documentées par le promoteur pour chacune des traverses de cours d'eau:

- Que les parois des puits d'accès soient étayées adéquatement pour éviter des ruptures et des accidents de travail;
- Que le maître d'œuvre procède aux études géotechniques sur la stabilité des talus des cours d'eau traversés;
- Si les résultats des études de stabilité montrent que les coefficients de sécurité des talus sont insuffisants, prévoir la mise en place de mesures pour améliorer la stabilité des pentes argileuses;
- Dans les endroits les plus critiques, faire un suivi des talus argileux au moyen soit d'inspections visuelles et aériennes, soit de levées géodésiques, ou encore d'inclinomètres pour évaluer les mouvements en profondeur des sols.

Recommandation 7: Le ROBVQ recommande que des pratiques basées sur la meilleure science existante soient imposées au promoteur lors de l'implantation de l'oléoduc afin de réduire les impacts des activités de forage, de dynamitage et de nivelage sur les eaux souterraines.

Recommandation 8: Le ROBVQ recommande qu'il soit exigé que TransCanada intègre l'ensemble des jeux de données cartographiques à jour dans ses analyses, pour tous les types de milieux humides.

Recommandation 9: Le ROBVQ recommande qu'un nouveau tracé soit exigé à Transcanada, évitant l'ensemble des milieux humides à statut et leur aire d'alimentation et minimisant les impacts sur tous les autres milieux humides.

Recommandation 10: Le ROBVQ recommande qu'il soit exigé que TransCanada détaille sa méthode d'identification et de caractérisation des milieux humides

Recommandation 11: Le ROBVQ recommande qu'il soit exigé que TransCanada précise la valeur écologique des milieux caractérisés et qu'il présente sa méthodologie à cet effet.

Recommandation 12: Le ROBVQ recommande que soit appliquée minutieusement la séquence d'atténuation éviter-minimiser-compenser afin d'éviter toute perte nette de milieu humide ou perte de milieu humide d'intérêt. Considérant que le projet Oléoduc Énergie Est figure parmi les plus grands projets industriels de l'histoire du Québec, il devrait aussi permettre de faire des gains nets en superficies et fonctions de milieux humides.

Recommandation 13: Le ROBVQ recommande que l'ensemble des zones sensibles identifiées à l'issue de processus de concertation régionale soient considérées par TransCanada et que le tracé proposé de l'oléoduc Énergie Est soit revu afin d'éviter ces zones.

Recommandation 14: Le ROBVQ recommande que tous les captages souterrains d'eau potable situés en aval du tracé de l'oléoduc soient considérés à risque en cas de déversement et que des scénarios de migration sur ou dans l'aquifère soient élaborés afin d'estimer les impacts d'un déversement en milieu terrestre sur les eaux souterraines et les puits privé.

Recommandation 15: Le ROBVQ recommande que le tracé de l'oléoduc soit revu afin d'éviter les zones de recharge des nappes phréatiques.

Recommandation 16: Le ROBVQ recommande que le gouvernement du Québec exige que les données issues du programme PACES soient prises en compte par TransCanada pour déterminer les milieux récepteurs sensibles et que si leur niveau de précision est insuffisant, des études complémentaires devraient être réalisées aux frais du promoteur.

Recommandation 17: Le ROBVQ recommande que les suggestions suivantes, proposées dans l'avis de Rousseau et Fossey (2016) soient retenues et mises en oeuvre avant qu'une analyse détaillée du projet d'oléoduc Énergie Est ne soit réalisée:

- Intégrer les milieux humides dans leur unité hydrographique fonctionnelle afin de s'assurer d'une évaluation hydrologique pertinente;
- Mettre en place des campagnes de reconnaissance de terrain aux fins d'inventaire exhaustif;
- Procéder à la caractérisation du fonctionnement hydrologique des milieux humides impactés aux fins de modélisation et d'évaluation de leur capacité de résilience, tant à l'échelle locale qu'à l'échelle régionale (c.-à-d., bassin versant);
- Évaluer plus clairement les dégradations potentielles affectant les milieux humides.

Recommandation 18: Le ROBVQ recommande qu'il soit exigé que TransCanada revoie l'ensemble de sa documentation sur les interventions en cas d'urgence en tenant compte des conclusions du rapport de la NAS et du comportement problématique distinct du pétrole dilué dans l'environnement.

Recommandation 19: Le ROBVQ recommande que TransCanada fournisse des données quant au taux de succès de récupération du bitume dilué en cas de déversement majeur et touchant des cours d'eau.

Recommandation 20: Le ROBVQ recommande que toutes les lacunes en matière d'analyse de risque soient comblées et révisées par des experts indépendants avant que toute autorisation du projet ne soit envisagée.

Recommandation 21: Le ROBVQ recommande que plusieurs “pires scénarios” de déversement soient élaborés, dans des conditions diverses et avec plusieurs variables pondérées dont : le type de produit transporté, les coûts de l'intervention; les impacts écologiques; la vulnérabilité des sources d'eau potable municipales et individuelles; les délais d'intervention; la distance des équipements; le nombre de personnes touchées; l'approvisionnement en eau pour les usages autres que l'eau potable; les impacts sur la villégiature, le tourisme, l'agriculture, etc; les impacts psychosociaux des populations affectées; la saison et les conditions d'intervention; etc.

Recommandation 22: Le ROBVQ recommande aussi que des pires scénarios soient élaborés pour chacun des cours d'eau traversés ayant leur embouchure au fleuve. Ces scénarios devraient prendre en compte les conditions hydrodynamiques ayant cours dans le fleuve Saint-Laurent dans l'éventualité où un déversement l'atteindrait.

Recommandation 23: Le ROBVQ recommande que les “pires scénarios” comprennent le volume total pouvant s'écouler par vidange du tuyau suite à l'arrêt du flux par les vannes de sectionnement.

Recommandation 24: Considérant les coûts économiques associés à une interruption du flux de l'oléoduc et les difficultés de détection des fuites de moins de 1,5% du débit, le ROBVQ recommande que le seuil exact à partir duquel la compagnie interrompra le flux pour vérifier la fuite soit déterminé.

Recommandation 25: Le ROBVQ recommande que soit clarifié comment TransCanada entend procéder pour assurer, voire garantir qu'une fuite longitudinale dans la conduite pourra être détectée dans le minimum de temps prescrit dans sa demande (12 minutes) et qu'elle ne sera pas confondue avec une variation normale de pression dans la conduite.

Recommandation 26: Le ROBVQ recommande que la méthode de caractérisation de l'état initial soit imposée et encadrée par le gouvernement et qu'en aucun cas, un état initial “passable” ou “très mauvais” ne puisse servir à diminuer les efforts de réhabilitation des usages initiaux suite à un potentiel déversement.

Recommandation 27: Le ROBVQ recommande que soit revue l'estimation des coûts d'intervention en cas de déversement afin de tenir compte des expériences vécues, notamment à Kalamazoo, et que les valeurs associées aux pertes de non-usages y soient intégrées.

Recommandation 28: Le ROBVQ recommande que la garantie minimale exigée à TransCanada permette de couvrir les coûts réels d'intervention.



Recommandation 29: Le ROBVQ recommande que soient définis les rôles des municipalités, des MRC et des gouvernements provincial et fédéral en matière d'intervention en cas d'urgence et que TransCanada doive moduler son plan d'intervention en conséquence avant que ne soit autorisé le projet d'oléoduc Énergie Est.

Recommandation 30: Le ROBVQ recommande que soit imposée, à la charge du promoteur, la remise en état complète des écosystèmes touchés par un déversement, de même qu'un suivi de l'intégrité des ces écosystèmes dans le temps.

Recommandation 31: Le ROBVQ recommande que l'élaboration de plans d'intervention localisés pour chacun des scénarios potentiels de fuite et de déversement soit imposée comme condition à l'autorisation du projet. Le promoteur, les gouvernements fédéral et provincial ainsi que les gouvernements et intervenants locaux devraient être impliqués dans l'élaboration de ces plans d'intervention localisés. Les plans d'intervention devraient prendre la forme de protocoles hiérarchisés incluant notamment des procédures de notification et de signalement et les domaines de responsabilité des acteurs concernés pour faire face aux urgences de façon adéquate.

Recommandation 32: Le ROBVQ recommande que l'information sur le contenu de l'oléoduc soit minimalement rendue disponible en temps réel à tous les intervenants potentiellement impliqués dans une intervention en cas de fuite ou déversement.

Recommandation 33: Le ROBVQ recommande que le mode de gestion et la destinée des diluants livrés à destination fasse partie intégrante du projet Énergie Est, que des études d'impact pour cette portion de la filière soient exigées et que des garanties d'approvisionnement et d'utilisation à long terme soient fournies.

Avis 5: Le ROBVQ est d'avis qu'une simple consultation n'assure en aucun moment l'acceptabilité sociale d'un projet, bien qu'elle puisse y contribuer. Qui plus est, le ROBVQ est d'avis que le présent BAPE ne devrait pas être considéré comme une consultation adéquate des communautés locales puisqu'il vise la participation du gouvernement du Québec au processus de l'ONÉ et non la prise de décision par le gouvernement du Québec.

Avis 6: Le ROBVQ est d'avis que le gouvernement devrait considérer le projet d'oléoduc Énergie Est comme inacceptable pour la communauté dans sa forme actuelle.

Avis 7: Le ROBVQ est d'avis que l'acceptabilité sociale des projets passe aussi par une participation ouverte et transparente des promoteurs aux mécanismes de gouvernance existants sur le territoire.

Recommandation 34: En vertu du principe de subsidiarité et afin de favoriser l'acceptabilité sociale du projet, le ROBVQ recommande que les études de caractérisation réalisées dans le cadre du projet d'oléoduc Énergie Est soient rendues

disponibles afin de contribuer à l'acquisition de connaissance sur les ressources en eau du territoire québécois.

Avis 8: En complément, si le projet d'oléoduc Énergie Est venait à se concrétiser, le ROBVQ est d'avis qu'une collaboration exemplaire de Transcanada aux travaux des OBV qui le souhaitent devrait être imposée, notamment en terme de diffusion des connaissances.

Recommandation 35: Le ROBVQ recommande que l'analyse des impacts sociaux potentiels et actuels du projet Énergie Est soit réalisée et qu'elle fasse partie intégrante du processus d'évaluation et d'autorisation du projet.

Recommandation 36: Le ROBVQ recommande que soit effectuée une analyse détaillée des conflits d'usages pouvant être créés soit par l'implantation de l'oléoduc ou suite à un déversement et que l'ampleur et la durée de ces conflits soient spécifiées. Une attention particulière à l'alimentation en eau potable, au récréotourisme, aux activités agricoles et aux écosystèmes aquatiques devrait être portée.

Avis 9: Le ROBVQ est d'avis que le cadre réglementaire en place régissant le transport des hydrocarbures ne permet pas d'assurer la protection des ressources en eau de surface et souterraine.

Recommandation 37: Conformément à sa position présentée dans le cadre de l'Évaluation environnementale stratégique sur la filière des hydrocarbures, le ROBVQ recommande que le gouvernement du Québec s'oppose au projet d'oléoduc Énergie Est tant et aussi longtemps qu'une Loi sur les hydrocarbures n'aura pas été adoptée et que la Loi sur la qualité de l'environnement et la Loi sur l'aménagement et l'urbanisme et les règlements qui y sont associés n'auront pas été modifiés pour assurer une protection complète de la ressource eau.

Avis 10: Qui plus est, le ROBVQ est d'avis que l'actuel cadre légal (notamment la Loi sur les mines) ne permet pas d'encadrer adéquatement le transport des hydrocarbures au Québec. L'adoption d'une nouvelle Loi sur les hydrocarbures s'avère donc nécessaire.

Recommandations 38: Le ROBVQ recommande l'adoption d'une Loi sur les hydrocarbures pour encadrer les projets d'exploration, d'exploitation et de transport des hydrocarbures.

Avis 11: Le ROBVQ est aussi d'avis que les ressources naturelles, renouvelables ou non, constituent un patrimoine collectif devant bénéficier à l'ensemble de la communauté québécoise. C'est pourquoi les systèmes de redevances locales et de retombées économiques régionales devraient être considérés dans l'élaboration d'une telle loi.

Avis 12: Le ROBVQ est d'avis qu'il est essentiel, tel que le stipule la Loi sur le développement durable, d'appliquer le principe de subsidiarité qui prévoit une délégation de responsabilités au niveau d'autorité approprié dans le souci de les rapprocher des communautés concernées.

Recommandation 39: Le ROBVQ recommande que soit révisé le RPEP afin de permettre aux municipalités d'imposer dans les aires d'alimentation de leurs prises d'eau potable, des restrictions au passage d'un oléoduc et ce, afin de protéger les sources d'eau potable de leurs collectivités.

Avis 13: Le ROBVQ est d'avis que le projet d'oléoduc Énergie Est pourrait entraîner des modifications majeures à la situation des ressources en eau de surface et souterraine ainsi qu'aux écosystèmes aquatiques du Québec, notamment en cas de fuite ou de déversement. Il nous semble que les impacts potentiels de cette industrie sur la qualité de l'eau, la santé publique et la sécurité des populations, de même que les conséquences sur les habitats fauniques et floristiques et les milieux humides justifient à eux seuls une extrême prudence, voire l'opposition ferme du gouvernement du Québec au projet d'oléoduc Énergie Est.

Avis 14: En outre, le ROBVQ est d'avis que l'exportation des sables bitumineux par voie de pipeline n'est pas souhaitable en raison des impacts environnementaux majeurs de cette industrie, liés notamment à l'émission de GES, aux procédés eux-mêmes et à la gestion des résidus de procédés.

## 2. Introduction

Le présent mémoire fait état des préoccupations et des recommandations du Regroupement des organismes de bassins versants du Québec (ROBVQ) et des OBV du Québec quant au projet d'oléoduc Énergie Est, dont TransCanada est le promoteur.

Ce mémoire est élaboré dans le contexte du mandat attribué au Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) sur la section québécoise du projet d'oléoduc Énergie Est, visant à préparer l'intervention du gouvernement du Québec dans le cadre des audiences à venir de l'Office national de l'énergie (ONÉ).

La présente position a été élaborée avec la participation des OBV touchés par le tracé de l'oléoduc et en se basant sur les résolutions adoptées par six d'entre eux, soit l'Organisme de bassin versant de la rivière du Nord (Abrinord), le Conseil des bassins versants des Mille-Îles (COBAMIL), la Corporation de l'Aménagement de la rivière l'Assomption (CARA), l'organisme de bassin versant Fleuve Saint-Jean, l'organisme des bassins versants de la zone Bayonne et l'Association de la gestion intégrée de la rivière Maskinongé (AGIR Maskinongé).

Ce mémoire est donc issu d'un travail collectif du ROBVQ, des OBV potentiellement impactés par le projet, et des acteurs de leur territoire. Les craintes soulevées quant au projet sont donc inspirées de celles d'acteurs variés, impliqués au sein de nos organisations, dont des municipalités, des MRC, des fédérations de l'Union des producteurs agricoles du Québec (UPA) ou des acteurs communautaires.

En complément à ce mémoire, cinq OBV ont déposé au BAPE un mémoire complémentaire, permettant de préciser leurs préoccupations à l'échelle de leur territoire. Il s'agit de l'Organisme de bassins versants de Kamouraska, L'Islet et Rivière-du-Loup (OBAKIR), du Comité de bassin de la rivière Chaudière (COBARIC), du Conseil de bassin de la rivière Etchemin (CBE), de l'OBV du Fleuve Saint-Jean et de la Corporation du Bassin de la Jacques-Cartier (CBJC).

Ce mémoire présente des avis et des recommandations du ROBVQ. Les avis permettent de souligner des passages cruciaux du mémoire du ROBVQ, nécessaires à la compréhension des différentes recommandations. Les recommandations sont quant à elles formulées aux différents intervenants (gouvernement du Québec, promoteur, etc.) et présentent des attentes du ROBVQ dans ce dossier. Les avis et recommandations sont présentés de la façon suivante dans le document:

**Avis**

**Recommandation**

Afin de faciliter la lecture du présent mémoire, il importe de souligner d'entrée de jeu la recommandation générale qui s'en dégage.

**Recommandation 1 : Considérant les risques entraînés par les fuites et déversements pour la santé et la sécurité des populations, l'eau et les écosystèmes aquatiques (risques clairement démontrés par plusieurs incidents de grande envergure survenus ces dernières années en Amérique du Nord) ainsi que les conflits d'usages potentiels, le ROBVQ recommande que le gouvernement du Québec applique le principe de précaution et qu'il s'oppose au projet d'oléoduc Énergie Est, tant et aussi longtemps que les technologies de détection des fuites n'auront pas démontré leur efficacité complète et que les entreprises pipelinières n'auront pas amélioré considérablement leurs bilans et leurs approches des risques, notamment ceux liés au transport des produits bitumineux.**

Afin de préciser cette position, notre mémoire abordera successivement les grandes préoccupations du ROBVQ se rapportant à des considérations d'ordre général, aux impacts du projet et à deux autres enjeux d'importance. Premièrement des considérations générales relatives aux limites du mandat attribué au BAPE, à la nécessaire diminution de la dépendance aux hydrocarbures, ainsi qu'à la protection de nos ressources en eau à titre de patrimoine collectif seront exposées. Deuxièmement, les impacts du projet d'oléoduc au moment de l'implantation seront abordés, puis ceux en cas de déversement pendant la période d'exploitation. Nous nous attarderons ensuite aux interventions en cas d'urgence, puis à l'enjeu de gestion des diluants du bitume. En outre, les notions d'acceptabilité sociale, de gouvernance et de conflits d'usage feront l'objet de recommandations et finalement, nos préoccupations en matière d'encadrement légal seront précisées.

Bien que le ROBVQ s'oppose à la réalisation du projet, plusieurs recommandations visent à mieux encadrer son déroulement s'il venait à être autorisé par les gouvernements provincial et fédéral. En aucun cas ces recommandations ne devraient être interprétées comme un appui à la réalisation du projet, mais devraient plutôt être considérées comme des pistes pour en minimiser les impacts.

### 3. Présentation de l'organisme

#### Le Regroupement des organismes de bassins versants du Québec

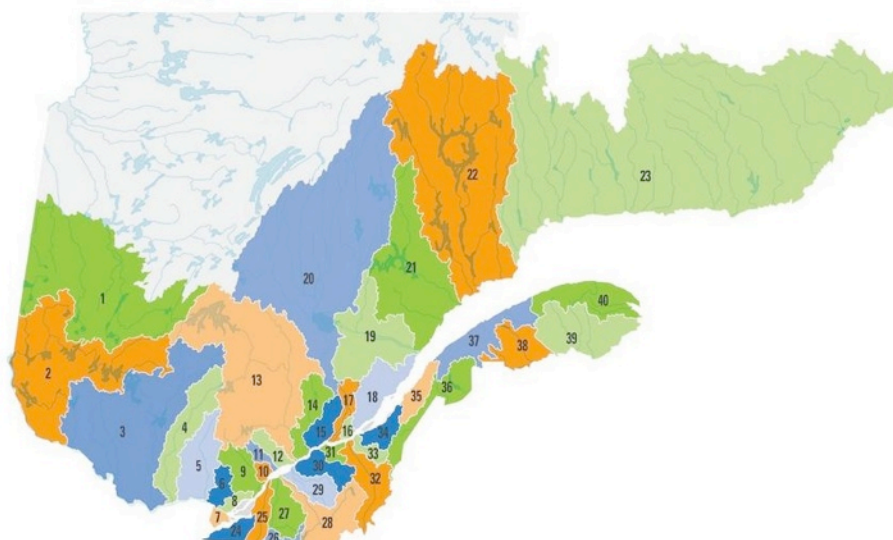
Le Regroupement des organismes de bassins versants du Québec (ROBVQ) compte comme membres les 40 organismes de bassins versants (OBV) agissant sur l'ensemble du territoire québécois méridional. Ceux-ci sont mandatés par la *Loi affirmant le caractère collectif des ressources en eau et visant à renforcer leur protection*. En plus de représenter ses membres, le ROBVQ a pour mandat de promouvoir les grands principes de la gouvernance participative et de la gestion intégrée et concertée de l'eau par bassin versant. Le ROBVQ est, dans le cadre de la réalisation de ce mandat, le partenaire privilégié du gouvernement du Québec.

#### Les organismes de bassins versants (OBV)

La mission dévolue aux OBV, en vertu de *Loi affirmant le caractère collectif des ressources en eau et visant à renforcer leur protection*, est d'élaborer et de mettre à jour un plan directeur de l'eau (PDE) et d'en promouvoir et suivre la mise en oeuvre, en s'assurant d'une représentation équilibrée des utilisateurs et des divers milieux intéressés, dont le milieu gouvernemental, autochtone, municipal, économique, environnemental, agricole et communautaire.

Il existe 40 OBV reconnus par le gouvernement du Québec et agissant sur l'ensemble du territoire québécois méridional (figure 1). Ces OBV regroupent près de 900 acteurs de l'eau à l'échelle provinciale, en plus de travailler directement avec les citoyens de leur territoire. Parmi les OBV, les bassins versants de 17 d'entre eux sont directement traversés par le tracé projeté de l'oléoduc Énergie Est alors que le territoire couvert par plusieurs autres OBV pourrait être affecté par un déversement ou une fuite dans un secteur à marées ou transfrontalier.

Figure 1. 40 zones de gestion intégrée de l'eau par bassin versant



## 4. Considérations d'ordre général

Avant de formuler des recommandations spécifiques quant au projet Oléoduc Énergie Est et à ses impacts sur la ressource eau, le ROBVQ souhaite aborder trois considérations générales, soit:

1. les limites du processus actuel d'audience du BAPE;
2. la nécessité de diminuer la dépendance aux hydrocarbures et;
3. l'eau comme patrimoine collectif dont l'État doit être le gardien.

### Les limites du processus actuel d'audience du BAPE

Dans ses sept conditions pour l'autorisation du projet Oléoduc Énergie Est, le gouvernement du Québec stipulait que le promoteur devrait "s'assujettir à une évaluation environnementale sur l'ensemble de la portion québécoise du projet".

En effet, tel que le souligne le Centre québécois du droit de l'Environnement (CQDE), "Les articles 31.1 et suivants de la *Loi sur la qualité de l'environnement* (LQE) et l'article 2 du *Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement* stipulent que tout oléoduc de plus de 2 km est assujéti à la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement et requiert l'obtention d'un certificat d'autorisation du gouvernement du Québec. Il s'agit d'une procédure obligatoire d'évaluation et d'autorisation en vigueur depuis plus de 35 ans."

Or, le présent mandat a été attribué au BAPE en vertu de l'article 6.3 de la Loi, notamment, puisque TransCanada n'a toujours pas soumis les documents requis en vertu de la LQE pour la réalisation d'une évaluation environnementale. Rappelons que cet article stipule que le BAPE « doit tenir des audiences publiques dans les cas où le ministre le requiert ». Dans ce contexte, le ROBVQ appuie les démarches entreprises par le Centre québécois du droit de l'environnement, Équiterre, Nature Québec et la Fondation Coule pas chez nous, de même que celle annoncée ultérieurement par le ministre de l'Environnement afin d'exiger que TransCanada dépose les documents nécessaires au processus d'évaluation environnementale.

La procédure réalisée en vertu de l'article 6.3 comporte à notre avis de graves lacunes puisqu'elle est basée sur une documentation incomplète et jugée irrecevable par l'Office national de l'Énergie (ONÉ) et qu'elle ne mènera pas à une prise de décision par le gouvernement du Québec. En outre, il importe de souligner que dans le cas d'un processus d'analyse d'impact réalisé en vertu de l'article 31.1 de la Loi, TransCanada devrait collaborer avec les directions régionales de ministères, considérer les milieux naturels et les habitats fauniques à une échelle régionale et être soumis à la séquence évitement/atténuation/compensation définie dans la réglementation québécoise. Il serait ainsi possible pour les directions régionales du ministère des Forêts, de la Faune et des Parcs (ci-après MFFP) et du ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (ci-après MDDELCC) de donner leur avis sur les particularités régionales, ce qui n'est pas le cas dans le processus actuel d'audience du BAPE.

**Avis 1: Considérant que le projet d'oléoduc Énergie Est constitue l'un des plus grands projets industriels de l'histoire récente du Québec, le ROBVQ est d'avis que le mandat actuel du BAPE ne permet ni une juste évaluation des impacts environnementaux et sociaux du projet, ni au gouvernement de statuer sur l'autorisation du projet.**

En outre, parmi les sept conditions émises par le gouvernement du Québec, il est stipulé que "le projet devra générer des retombées économiques et fiscales pour tout le Québec, notamment en matière de création d'emplois dans les régions où il sera installé".

Pourtant, dans le mandat attribué au BAPE, sont exclues "les retombées économiques et fiscales pour tout le Québec". Il est ainsi impossible de mettre en relation les supposés impacts économiques positifs anticipés avec les conséquences écologiques prévisibles et documentées, ce qui contrevient directement à la notion de développement durable.

Malgré ces questionnements sur le bien-fondé du processus, le ROBVQ et les OBV du Québec ont tout de même décidé de déposer un mémoire afin que leurs préoccupations soient entendues et considérées par le gouvernement du Québec dans l'élaboration de sa position en vue du processus d'audience de l'Office national de l'Énergie.

### **La nécessité de diminuer la dépendance aux hydrocarbures**

Le ROBVQ tient d'entrée de jeu à rappeler la nécessité de diminuer la dépendance des Québécois aux hydrocarbures. Ainsi, le Québec doit se positionner comme leader fort en matière de développement durable en privilégiant d'abord les énergies renouvelables, une position qui serait loin d'être affirmée par un appui provincial au projet Énergie Est.

Pour le ROBVQ, les efforts de l'État québécois devraient se concentrer sur la réduction de la dépendance aux hydrocarbures en misant vigoureusement sur l'efficacité énergétique, de même que sur l'électrification des transports, un secteur éolien socialement accepté et le développement des filières émergentes ou alternatives telles la biométhanisation, la biomasse, la géothermie et le solaire passif, le photovoltaïque et le stockage d'électricité en réseau (grid). Poursuivre le développement de la filière des hydrocarbures revient à augmenter notre dépendance économique à long terme à cette ressource qui subit les hauts et les bas du marché mondial. Il en résulte une fragilisation de notre économie.

Les objectifs dont le Québec s'est doté en matière d'énergie dans le cadre de sa Politique énergétique 2030 sont intéressants à cet effet, notamment l'amélioration de



l'efficacité énergétique de 15%, la réduction de 40% des produits pétroliers consommés ou l'augmentation de 25% de la part des énergies renouvelables. Le ROBVQ s'étonne toutefois de constater l'ouverture au transit du pétrole de l'Ouest sur le territoire québécois, en favorisant les modes de transport les plus sécuritaires. La littérature évoquée dans ce mémoire démontre clairement que le transport par pipeline comporte des risques majeurs pour la ressource eau et les lacunes associées au transport par train ont quant à elles été démontrées avec la catastrophe de Lac-Mégantic. Ainsi, les objectifs du gouvernement québécois devraient aussi faire l'objet d'un consensus social et permettre d'assurer la conservation de nos écosystèmes aquatiques et de nos ressources en eau.

**Avis 2: Le ROBVQ est d'avis que le gouvernement du Québec, qui souhaite se positionner comme « chef de file nord-américain dans les domaines de l'énergie renouvelable et de l'efficacité énergétique, et ainsi [bâtir] une économie nouvelle, forte et à faible empreinte carbone », se doit d'être cohérent vis-à-vis ce « virage historique » qu'il souhaite entreprendre. Considérant que le projet Oléoduc Énergie Est ne permet pas de cheminer vers la diminution de la dépendance aux hydrocarbures, le ROBVQ est d'avis que le gouvernement du Québec devrait s'y opposer.**

### **L'eau comme patrimoine collectif dont l'État doit être le gardien**

La *Loi affirmant le caractère collectif des ressources en eau et visant à renforcer leur protection* donne à l'eau un statut juridique de ressource collective faisant partie du patrimoine commun de la nation québécoise, en plus d'énoncer des grands principes devant guider l'État, dont le devoir de prévenir les atteintes aux ressources en eau.

De même, l'un des 16 grands principes de la *Loi sur le développement durable* qui guident l'action de l'État est le **principe de précaution**. La loi stipule que « lorsqu'il y a un risque de dommage grave ou irréversible, l'absence de certitude scientifique complète ne doit pas servir de prétexte pour remettre à plus tard l'adoption de mesures effectives visant à prévenir une dégradation de l'environnement » (Section I, article 6).

Ainsi, les recommandations du ROBVQ présentées dans ce mémoire visent à prévenir une dégradation de la ressource eau en vertu de ce principe de précaution.

**Avis 3: Considérant le grand nombre de préoccupations énoncées au BAPE et restées sans réponse satisfaisante, le ROBVQ est d'avis que le gouvernement du Québec devrait appliquer le principe de précaution énoncé dans la Loi sur le développement durable et s'opposer au projet d'oléoduc Énergie Est afin de prévenir une dégradation des ressources en eau.**

## 5. Impacts potentiels du projet lors de l'implantation

Les impacts potentiels du projet d'oléoduc d'Énergie Est concernent d'abord sa période d'implantation. À cet effet, trois types d'impacts font l'objet de préoccupations de la part du ROBVQ:

1. les impacts sur les eaux de surface et les écosystèmes aquatiques;
2. les impacts sur les eaux souterraines;
3. les impacts affectant les milieux humides.

### Impacts sur les eaux de surface et les écosystèmes aquatiques

Quatre sujets inquiètent particulièrement le ROBVQ quand il s'agit d'eau de surface et d'écosystèmes aquatiques. Il s'agit du choix de la technique de traverse du cours d'eau, des impacts d'une augmentation de la charge sédimentaire sur la potabilité de l'eau, des impacts sur les écosystèmes aquatiques et de la sécurité de l'oléoduc.

#### **Choix de la technique de traverse**

En matière d'eaux de surface et d'écosystèmes aquatiques, le choix de la méthode de franchissement des cours d'eau constitue une étape particulièrement importante lors de la construction d'un oléoduc, car elle peut avoir un impact sévère sur ces milieux. Différentes techniques de franchissement existent, affectant à des degrés variables les écosystèmes (Levesque & Dubé, 2007).

On trouve tout d'abord les méthodes de franchissement sans tranchée, associées au forage directionnel sous-fluvial, qui permettent de limiter la charge sédimentaire dans la rivière ainsi que les perturbations du lit et des berges du cours d'eau. En revanche, les boues de forages produites contiennent des composés toxiques pour les organismes aquatiques et peuvent être déversées accidentellement dans le cours d'eau. Outre les impacts causés par leur toxicité, le déversement des boues et fluides de forage pourrait entraîner de graves conséquences sur la faune et la flore, comparable aux impacts dus à une augmentation de la charge sédimentaire. De plus, les risques de fracturation du substrat ne sont pas à négliger, car elles peuvent provoquer une altération de la qualité de l'eau et de la quantité (perte d'eau, mauvaise recharge des nappes, obstruction des cours d'eau avec les dynamitages, lixiviation des métaux dans les roches mises à nue, etc.). Enfin, de grandes quantités d'eau doivent être disponibles à proximité pour le forage, ce qui peut poser des problèmes de quantité disponible (Reid & Anderson, 1998(a) ; Nugent, 2011 ; Van Hinte, 2007 ; Comité de franchissement des cours d'eau par des pipelines au Canada, 1999). Des conflits d'usages pourraient alors apparaître, notamment avec les prises d'eau situées en aval.

Le second groupe de techniques regroupe les franchissements avec tranchée. Il comprend notamment le franchissement par tranchée à ciel ouvert en pleine eau ou quand le lit est à sec ou gelé, et le franchissement avec confinement de la zone de travail à l'aide d'un batardeau ou de palplanches. La technique qui affecte le plus les

écosystèmes aquatiques est la méthode sans confinement et en pleine eau; la charge sédimentaire évacuée vers l'aval est alors plus importante qu'avec les techniques de confinement (Reid et al., 2004). Aussi, la possibilité toujours présente de crues subites peut mettre en péril la sécurité des chantiers. Ce risque s'accroît avec la taille réduite des bassins versants alimentant les cours d'eau. Ce type d'aléa hydrologique n'est pas à négliger puisqu'il concerne la majorité des cours d'eau traversés qui sont de petite taille.

Pour toutes les techniques employées, des pointes de concentration en sédiments sont relevées. Ces pointes sont, le plus souvent, dues à l'installation et au retrait des structures de dérivation d'eau pour les méthodes avec confinement (ex. les batardeaux), ou aux opérations d'excavation et de remblayage de tranchée pour les méthodes sans isolement. De plus, les défaillances matérielles, les ruptures ou les exfiltrations d'eau du chantier, ou encore une mauvaise gestion des eaux pompées peuvent limiter l'efficacité des méthodes d'isolement. Les techniques sans isolement provoquent de plus fortes concentrations de sédiments en aval, ce qui les rend moins avantageuses pour ce critère.

Afin d'élaborer une stratégie solide d'aide à la décision dans le choix d'une technique de traverse, Polytechnique Montréal (2015) recommande:

- de disposer d'une base de données des coordonnées des traverses de cours d'eau déjà en place ainsi que les techniques qui ont été utilisées pour ces traverses et les données utilisées pour leur choix ;
- de répertorier les accidents de pipeline survenus près des traverses de cours d'eau ;
- d'inventorier ou de mettre à jour la liste et les données pertinentes sur les cours d'eau du Québec selon leur importance ;
- de prioriser dans la collecte des données le couloir longeant le fleuve Saint-Laurent qui est l'embouchure d'une grande partie des rivières du Québec

**Recommandation 2 : Le ROBVQ recommande que les propositions de Polytechnique Montréal soient appliquées afin de mettre en place une réelle approche multicritères fiable pour identifier la bonne technique de traverse de cours d'eau.**

Or, pour choisir la bonne technique de traverse, il est indispensable de bien connaître le cours d'eau visé. Les fiches techniques de caractérisation des cours d'eau qui ont été rendues disponibles aux organismes de bassins versants semblent incomplètes. Les caractérisations réalisées par TransCanada sont insuffisantes pour bien planifier le projet et les effets possibles d'un déversement. Elles ont été réalisées à un seul moment et à un seul point, sans considérer l'aval des cours d'eau. De plus, dans certains cours d'eau, il a été omis de réaliser des inventaires ichtyologiques si le niveau d'eau était trop bas au moment de la réalisation des caractérisations. Enfin, le suivi de la qualité physicochimique de l'eau avec l'indice de la qualité bactériologique

et physicochimique (IQBP) n'a pas été réalisé pour tous les cours d'eau. L'IQBP6 est basé sur des descripteurs conventionnels de la qualité de l'eau et intègre 6 variables : le phosphore total, les coliformes fécaux, les matières en suspension, l'azote ammoniacal, les nitrites-nitrates et la chlorophylle a totale. Il s'agit d'un indicateur reconnu et préconisé par le gouvernement du Québec et les organismes de bassins versants.

**Recommandation 3 : Le ROBVQ recommande qu'une caractérisation complète des cours d'eau traversés soit réalisée et rendue disponible, incluant notamment des inventaires ichtyologiques respectant les meilleurs standards, une caractérisation aval du milieu aquatique et riverain, le suivi de l'IQBP 6 et une caractérisation de sédiments.**

#### **Impacts sur la potabilité de l'eau**

Aussi, l'augmentation de la charge sédimentaire en aval des zones de construction provoque une altération de la qualité chimique des eaux, pouvant compromettre les traitements de potabilisation et poser des problèmes de santé publique. Ainsi, que ce soit pour des méthodes de franchissement avec ou sans tranchée, l'augmentation de sédiments peut avoir des effets sur la potabilité de l'eau.

**Recommandation 4 : Le ROBVQ recommande, si le projet devait se réaliser, que soient recensées toutes les prises d'eau potable en aval des travaux de construction avant de débiter les travaux de franchissement de cours d'eau, afin que puisse être mis en place un suivi continu de la turbidité, des matières en suspension et de certaines substances toxiques pendant la construction et les semaines suivantes.**

Une liste des substances chimiques pouvant être relarguées suite aux travaux devrait être fournie afin que leur suivi et élimination puisse être complétés adéquatement.

#### **Effets sur les écosystèmes aquatiques**

En ce qui a trait aux effets des travaux sur les macroinvertébrés, les poissons et leurs habitats, ils dépendent grandement du niveau d'exposition aux taux élevés de sédiments (concentration et durée), de la sensibilité des espèces, de leur stade de vie et de la capacité de résilience du milieu. Aussi, la destruction de la bande riveraine dans le couloir de construction provoque des modifications physicochimiques, en augmentant la température de l'eau près des rives et en supprimant des habitats essentiels aux poissons (Comité de franchissement des cours d'eau par des pipelines au Canada, 1999). Une hausse des matières en suspension dans les rivières entraîne une hausse de la turbidité, suivie d'une diminution de la photosynthèse qui affecte négativement les producteurs primaires (Wood & Armitage, 1997 ; Kemp et al., 2011).

Elle provoque également l'altération des feuilles et des tiges de macrophytes due à l'abrasion, de même que leur étouffement dans les cas de très fortes concentrations (Wood & Armitage, 1997). La hausse des matières en suspension contribue aussi à réduire la teneur en matière organique des cellules de périphyton et à empêcher les algues, plantes et autres organismes de se fixer sur un substrat (Wood & Armitage, 1997, Kemp et al., 2011). Des plantes envahissantes telles que la salicaire pourpre ou le myriophylle à épis, mais aussi des parasites ou des maladies peuvent être introduits dans le milieu (Comité de franchissement des cours d'eau par des pipelines au Canada, 1999). Le phragmite pourrait quant à lui bénéficier d'un corridor de propagation créé par le passage de l'oléoduc et la renouée japonaise pourrait coloniser de nouveaux espaces riverains libres de compétition.

Aussi, les sédiments fins peuvent se déposer en aval et colmater les substrats grossiers de type gravier/galet. Il en résulte une diminution des espaces interstitiels disponibles, lesquels offrent des habitats de fraie pour de nombreuses espèces.

Puisque les sédiments peuvent transporter des éléments tels que le phosphore et l'azote, l'augmentation de leur charge pourra finalement favoriser la croissance des plantes aquatiques.

TransCanada déclare vouloir atténuer les effets de la construction en réalisant les travaux dans des périodes à moindre impact pour la faune aquatique et riveraine (hors des périodes de fraie par exemple).

**Avis 4 : Étant donné le nombre de cours d'eau à traverser, le ROBVQ est d'avis que le calendrier de réalisation des travaux apparaît comme une contrainte majeure. En outre, la période hivernale devrait être ciblée pour tous travaux en milieux humides.**

**Recommandation 5 : Le ROBVQ recommande que Transcanada fournisse un échéancier des travaux de traverses de cours d'eau et de milieux humides afin d'en évaluer la faisabilité et les impacts réels sur le milieu.**

### **Sécurité de l'oléoduc**

Un bris d'oléoduc causé par un glissement de terrain ou une crue géomorphique (rupture de barrage ou précipitations exceptionnelles comme celles de Saguenay en 1996) pourrait entraîner de graves conséquences sur les eaux de surface et les écosystèmes aquatiques. C'est pourquoi des précautions particulières devraient être prises au moment de la construction pour éviter ce type de situation.

Le rapport de Polytechnique Montréal (2015) a mis en lumière que dans le cas de l'oléoduc Énergie Est, « plusieurs traverses de rivières présentent une large plaine

inondable avec des terrasses, signes d'érosion active »<sup>1</sup>. Les inondations, lorsqu'elles surviennent, « remettent en cause l'intégrité du pipeline en accentuant l'érosion du lit et présentent même la possibilité d'une migration du chenal ». Les crues géomorphiques en sont le cas le plus extrême puisqu'elles ont la capacité de relocaliser le cours d'eau dans un chenal alternatif comme ce fut le cas notamment sur les rivières Ha! Ha! et Chicoutimi au Saguenay en 1996 (Lapointe et al, 1998; INRS-Eau, 1997).

Cette situation nous apparaît particulièrement préoccupante pour les cours d'eau moyens (5-20 m) pour lesquels l'oléoduc sera enterré peu profondément considérant les choix des techniques de traverse par tranchée.

Au sujet des traverses par tranchée, Polytechnique Montréal (2015) affirme que “toute tranchée ouverte dans un talus argileux, qu'elle soit perpendiculaire ou parallèle à la berge est une cause d'instabilité. À cet effet, si le maître d'œuvre décide de franchir le cours d'eau par la méthode de tranchée, il est recommandé, en premier lieu que la traverse se fasse le plus perpendiculairement possible au cours d'eau. Il faut éviter à tout prix que des segments de la tranchée soient excavés dans les berges parallèlement au cours d'eau. Cette dernière façon augmente considérablement le risque de développement de glissements de terrain. En deuxième lieu, il faut s'assurer que les matériaux excavés dans le lit de la rivière ne viennent pas rétrécir le cours d'eau, de façon à augmenter les vitesses de courant et ainsi accroître l'érosion subséquente des berges. D'autre part, le constructeur doit mettre en place des moyens de stabilisation des berges lors de ces travaux.”

Quant aux techniques sans tranchée, Polytechnique Montréal (2015) recommande que “l'évaluation des pressions des coulis de forage et les volumes injectés soient surveillés constamment, afin de s'assurer que les risques liés à la fracturation hydraulique des dépôts argileux soient sous contrôle”.

---

<sup>1</sup> C'est le cas par exemple de la rivière Saint-Maurice (800 m), la rivière Sainte-Anne (250 - 650 m), la rivière Jacques-Cartier (250 m), la rivière Portneuf (250 m), et la rivière Ouelle (270 m) (Golder Associates, 2014)

**Recommandation 6 : Le ROBVQ recommande que les propositions suivantes de Polytechnique Montréal (2015) soient considérées comme des minimums requis qu'elles soient documentées par le promoteur pour chacune des traverses de cours d'eau:**

- **Que les parois des puits d'accès soient étayées adéquatement pour éviter des ruptures et des accidents de travail;**
- **Que le maître d'œuvre procède aux études géotechniques sur la stabilité des talus des cours d'eau traversés;**
- **Si les résultats des études de stabilité montrent que les coefficients de sécurité des talus sont insuffisants, prévoir la mise en place de mesures pour améliorer la stabilité des pentes argileuses;**
- **Dans les endroits les plus critiques, faire un suivi des talus argileux au moyen soit d'inspections visuelles et aériennes, soit de levées géodésiques, ou encore d'inclinomètres pour évaluer les mouvements en profondeur des sols.**

### **Les impacts sur les eaux souterraines**

En matière d'eaux souterraines, les travaux de construction d'oléoducs peuvent entraîner des impacts sur la circulation des nappes et comportent des risques de contamination des aquifères.

En effet, lors des travaux de construction, les forages pour la traversée de cours d'eau, les dynamitages, les tunnels et les travaux de nivellement peuvent contribuer à la modification du régime hydrique des eaux souterraines. Des pertes d'eau peuvent se produire suite à des fissures provoquées dans l'aquifère. La recharge des nappes peut également être compromise, suite à un changement des écoulements d'eau souterraine, par exemple dans le cas des dynamitages (Van Hinte, 2007; O'Rourke & Connolly, 2003). Par ailleurs, une grande partie des aquifères se recharge via l'infiltration des eaux de ruissellement. Le taux de recharge dépend grandement de la porosité des sols et de l'aquifère : plus la porosité est grande, plus la recharge est rapide et grande. Or le tassement des sols dû à la machinerie utilisée durant les travaux contribue à diminuer la porosité des sols et donc à ralentir la quantité d'eau atteignant les aquifères (Van Hinte, 2007; O'Rourke & Connolly, 2003).

En outre, la qualité des eaux souterraines peut aussi être altérée par plusieurs facteurs. Tout d'abord, la lixiviation des métaux dans les roches mises à nues peut entraîner une contamination des nappes et provoquer un drainage acide. Des déversements accidentels de gazole (machinerie) peuvent également se produire et provoquer une contamination des nappes (David & Béla, 2000). Lors des travaux, les liquides de forage et les résidus de soudure peuvent se retrouver dans les sols (Shi et al., 2014 ; Nugent, 2011). Ils peuvent ensuite être entraînés dans les nappes d'eau par ruissellement et infiltration, contribuant à une baisse de la qualité de la ressource (David & Béla, 2000 ; Van Hinte, 2007 ; O'Rourke & Connolly, 2003). Enfin, lors des

dynamitages, si les explosifs utilisés montrent une combustion incomplète, des résidus tels la nitroglycérine et le dinitrate d'éthylène glycol peuvent se retrouver dans les sols. À forte concentration, les sols peuvent être contaminés localement, et par la suite les nappes via les eaux de ruissellement, d'autant plus que ces composés sont solubles dans l'eau.

**Recommandation 7 : Le ROBVQ recommande que des pratiques basées sur la meilleure science existante soient imposées au promoteur lors de l'implantation de l'oléoduc afin de réduire les impacts des activités de forage, de dynamitage et de nivelage sur les eaux souterraines.**

### Les impacts sur les milieux humides

La bibliographie démontre que l'impact de la construction d'oléoducs sur les milieux humides dépend de plusieurs facteurs. En premier lieu, le type d'habitat est à prendre en compte (composition du sol, présence d'espèces sensibles aux perturbations, fonctionnement hydrique, pente, milieu intègre et fonctionnel ou ayant déjà subi des perturbations liées à des travaux antérieurs, climat local, saison, etc.).

Les principaux effets à considérer concernent une perte directe des espèces animales ou végétales, localisées sur le couloir de construction (Rezneat, 1976). Le risque principal imposé aux milieux humides reste toutefois l'altération de leurs attributs biophysiques. L'excavation et le remblayage des tranchées, de même que la circulation des véhicules et du personnel, provoquent la compaction des sols. Ceci, conjugué à la création de fossés de drainage pour abaisser les niveaux d'eau durant les travaux, contribue à une modification du régime hydrique et à des modifications directes de l'habitat.

De plus, des changements dans la composition chimique des sols peuvent également être observés. Ils sont principalement dus au relargage de métaux lourds lors de la soudure des conduites, ainsi que des moteurs de véhicules, comme l'ont montré Rezneat, (1976) et Shi et al. (2014).

Enfin, même si on observe souvent un recouvrement de la végétation suivant les travaux, elle est maintenue à un stade pionnier par des coupes, fauchages et parfois même l'utilisation d'herbicides. L'ensemble de ces perturbations affecte négativement la faune et la flore résidant dans ces milieux, ou à proximité (Andrews, 1990). De plus, le cas échéant, la résilience de la végétation n'indique pas nécessairement un recouvrement fonctionnel de la zone humide, en termes de qualité de l'eau et d'habitat pour la faune sauvage présente avant les travaux, mais aussi en termes de recharge des nappes. Les suivis devraient être orientés en termes de viabilité pour les espèces vivant dans ces zones (Andrews, 1990 ; Baril & Chancerel, 2000).

Les impacts de l'implantation de l'oléoduc Énergie Est sur les milieux humides ne sont donc pas à négliger. Pourtant, dans son avis déposé au BAPE, le MDDELCC stipule



que “l’initiateur du projet a utilisé des sources de référence adéquates, mais incomplètes pour repérer les milieux humides dans la zone d’étude étendue (ZÉE) correspondant au corridor initial d’implantation du projet. Il s’en est tenu aux données écoforestières du MERN (FORGEN-TERGEN) et à la cartographie détaillée des milieux humides de Canards Illimités Canada (CIC) pour la Communauté métropolitaine de Montréal. Plusieurs travaux similaires de CIC n’ont pas été intégrés à l’ensemble des données étudiées (ex. cartographies détaillées des milieux humides des territoires de la ville de Trois-Rivières et de la MRC de Portneuf)”. Il souligne aussi que “quant aux données des cartes écoforestières du ministère des Ressources naturelles, le critère de sélection Code de terrain est incomplet; il devrait inclure, en plus des aulnaies, dénudés humides, de l’eau et des sites inondés, les battures (BAT) et les tourbières exploitées (TOE).” En outre, la cartographie des milieux humides de Canards Illimités ne répertorie pas les milieux humides de moins de 0,5 hectare. Ainsi, malgré la démarche réalisée par Transcanada, le tracé proposé de l’oléoduc traverse une réserve écologique (Tourbière de Lanoraie), plusieurs réserves naturelles reconnues, un habitat d’espèce à statut précaire et plusieurs refuges biologiques. Pourtant, cet inventaire aurait dû être mené dans le but d’adapter le tracé proposé, éviter les milieux humides, notamment ceux disposant d’un statut particulier et ainsi de réduire au maximum les impacts.

**Recommandation 8 : Le ROBVQ recommande qu’il soit exigé que TransCanada intègre l’ensemble des jeux de données cartographiques à jour dans ses analyses, pour tous les types de milieux humides.**

**Recommandation 9 : Le ROBVQ recommande qu’un nouveau tracé soit exigé à Transcanada, évitant l’ensemble des milieux humides à statut et leur aire d’alimentation et minimisant les impacts sur tous les autres milieux humides.**

Toujours dans son avis déposé au BAPE, le MDDELCC affirme que “la méthode d’identification et de caractérisation des milieux humides n’est pas clairement explicitée et certaines précisions doivent être apportées dans les références utilisées”.

**Recommandation 10 : Le ROBVQ recommande qu’il soit exigé que TransCanada détaille sa méthode d’identification et de caractérisation des milieux humides**

Enfin, le MDDELCC a soulevé dans son avis que «ni la valeur écologique des différents milieux humides recensés, ni les données d’inventaires de la composition floristique et des sols pour ces milieux humides, ne font partie des données fournies dans l’étude. Il n’est donc pas possible d’apprécier la nature des milieux humides présents et d’évaluer les impacts qu’aura le projet.» Poulin (2016) mentionne quant à elle que «le tracé prévu pour l’instauration du projet Énergie Est touche des aires de conservation et les documents traitent de la présence de plantes rares sans faire état précisément de la proximité des localités connues par rapport au tracé». Elle précise

aussi que «les inventaires faits par TransCanada restent sommaires et peu détaillés. Ils se limitent à de la caractérisation générale des habitats pour les espèces floristiques d'intérêt, des milieux humides et des types de peuplements forestiers et n'incluent pas une caractérisation des fonctions et services écologiques.»

**Recommandation 11 : Le ROBVQ recommande qu'il soit exigé que TransCanada précise la valeur écologique des milieux caractérisés et qu'il présente sa méthodologie à cet effet.**

Aussi, “TransCanada reconnaît l'importance de protéger les sols dans les milieux humides, mais ne présente pas en détail les moyens qui seraient mis en œuvre pour minimiser l'impact de l'implantation de l'oléoduc sur les sols. TransCanada ne fait aucunement état de la variabilité des sols entre les différents types de milieux humides et de l'importance de la perturbation du profil des sols et des phénomènes de subsidence” (Poulin, 2016). Dans le cas d'une tourbière qui met des milliers d'années à se former, le ROBVQ s'inquiète à l'effet que des travaux d'excavation altèreraient irrémédiablement le sol.

De plus, “TransCanada ne reconnaît pas clairement l'importance des processus hydrologiques associés aux milieux humides et présente peu de détails quant aux moyens [mis] en oeuvre pour les préserver (Poulin, 2016)”.

Or, afin d'appliquer adéquatement la séquence d'atténuation éviter-minimiser-compenser, il importe de connaître les fonctions et services rendus par chaque milieu humide perturbé ou perdu.

De plus, le MDDELCC stipule dans son avis que “comme conçu actuellement, les nouvelles portions d'emprise de l'oléoduc provoqueront des pertes dans une dizaine de milieux humides, principalement sur la Rive-Sud” du Saint-Laurent. Il recommande aussi que les options de compensation présentées dans l'étude d'impact fassent l'objet d'un plan de compensation avant l'étape d'acceptabilité, faisant notamment état des options de compensation potentielles, des échéanciers et des mesures de suivi envisagées.

Dans leur avis, Rousseau et Fossey (2015) précisent “le caractère fondamental d'une vision intégrative du milieu humide. En effet, il ressort que le milieu humide ne peut être dissocié de son unité hydrologique fonctionnelle que forme le bassin versant”. Il avance aussi qu'il est nécessaire de considérer les interventions sur le milieu de même que celles sur son aire drainée et de spécifier si les perturbations seront temporaires (pendant les travaux) ou permanentes. “À ce titre, deux échelles d'étude sont proposées :

- Une échelle locale définissant et caractérisant le milieu humide
- Une échelle « régionale » évaluant les interactions existantes entre le milieu humide et son environnement.”

“C’est aussi à ces deux échelles que peuvent être évalués non seulement les impacts que le projet Oléoduc Énergie Est pourrait avoir sur les milieux humides (...), mais également les répercussions que ces impacts pourraient avoir sur l’ensemble de l’hydrologie du secteur.”

**Recommandation 12 : Le ROBVQ recommande que soit appliquée minutieusement la séquence d’atténuation éviter-minimiser-compenser afin d’éviter toute perte nette de milieu humide ou perte de milieu humide d’intérêt. Considérant que le projet Oléoduc Énergie Est figure parmi les plus grands projets industriels de l’histoire du Québec, il devrait aussi permettre de faire des gains nets en superficies et fonctions de milieux humides.**

## 6. Impacts potentiels en cas de déversement ou de fuite

Les fuites d'oléoducs ne sont pas rares et peuvent être d'ampleurs variables (Séguin, 2015 ; Martel, 2009, Williams, 2012). Concernant le Canada, les statistiques issues du Bureau de la sécurité des transports montrent que les déversements de pétrole ont eu tendance à augmenter entre 2004 et 2013. Si on se fie à la présentation au BAPE du 8 mars 2016 du Bureau de la Sécurité des Transports du Canada (BSTC), le nombre d'accidents pour le transport de pétrole et le gaz a globalement diminué de 1990 à 2015 alors que le nombre d'incidents a quant à lui augmenté. Selon l'intervention de M. Jean Laporte, du BSTC, réalisée le 8 mars devant le BAPE, cette situation peut notamment s'expliquer par la classification des exigences de rapport en 2003 et 2004 et à des évolutions au niveau de la technologie de l'inspection.

Les origines de ces fuites sont multiples. Elles sont le plus souvent dues à la corrosion interne et externe, de nature électrochimique (Vincent-Genod, 1980, Karami, 2011), qui provoque des fissures. La corrosion a été responsable de 66% des ruptures de pipeline au Canada entre 1991 et 2009 (ONÉ). Les défauts de soudure lors de la construction sont aussi à prendre en compte.

Des petits déversements sont le plus souvent mis en cause. Or, ces fuites insidieuses peuvent être échelonnées sur une longue période de temps avant d'être repérées (Harvey & Allard, 2015; Martel, 2009; Williams, 2012, Yang et al., 2014). Lorsqu'ils sont cumulés, ces petits déversements peuvent avoir un impact non négligeable sur les écosystèmes, selon leur capacité de résilience (Maki, 1992).

Les risques de déversements ou de fuites sont d'autant plus grands lorsque le pétrole transporté est lourd (Swift et al., 2011). Le transport des produits bitumineux (ex. dilbit, synbit) comporte également plus de risque que celui des autres types de pétrole. Étant très visqueux à l'état natif, voire solide à température ambiante, il doit être dilué avec des condensats de gaz (dilbit ou *diluted bitumen*) et/ou des bruts légers, du pétrole synthétique issu d'un préaffinage en Alberta (SynBit ou *synthetic bitumen*), ou alors un mélange des deux ("DilSynBit") (TransCanada, EES, volume 6, section 3). Les produits ainsi obtenus sont généralement plus denses, abrasifs, acides et corrosifs que les autres types de pétrole, exerçant plus de contraintes sur les conduites. Ils sont aussi potentiellement plus instables, car ils contiennent des composés facilement volatilisables provenant des diluants (Swift et al., 2011 ; Marie, 2011). En effet, leur caractère volatil et inflammable les rend plus sensibles aux risques d'explosion (Harvey & Allard, 2015). Enfin, dans les régions froides comme le Canada, le froid accélère l'usure des conduites et les phénomènes de gel/dégel peuvent provoquer des soulèvements parfois importants des oléoducs enterrés, qui peuvent se rompre lorsque soumis à ces contraintes (Pétrova, 2011 ; Ruixia & Huijun, 2010 ; ONÉ(2)). Les accidents naturels sont également à prendre en compte, notamment en raison des risques sismiques (Pasquarè et al., 2011).

Dans les sections ci-après, les impacts potentiels d'un déversement sur les eaux de surface, les eaux souterraines et les milieux humides seront d'abord présentés, après quoi les préoccupations du ROBVQ seront abordées.

### Impacts d'un déversement sur les eaux de surface et les écosystèmes aquatiques

Dans son rapport, Polytechnique Montréal (2015) affirme que «dans le contexte d'une traverse de rivière, il est considéré qu'un déversement accidentel de pétrole est impossible à totalement contenir et nettoyer» et que «le pétrole pourrait rapidement voyager sur plusieurs kilomètres en aval du bris ou de la rupture. La situation est considérée comme étant encore plus préoccupante dans le cas de rivières à basse température».

En terme d'impacts, les déversements par ruptures ou fuites d'oléoduc peuvent entraîner une contamination des eaux de surface par différents produits chimiques et pétroliers et ainsi affecter gravement les approvisionnements en eau potable.

Aussi, un déversement accidentel dans un cours d'eau peut impacter de façon directe ou indirecte les habitats et la faune associée, de façon immédiate ou à long terme (Anifowose et al., 2014 ; Bustard & Miles, 2011).

Les invertébrés benthiques sont particulièrement sensibles à la toxicité du bitume, qui peut se déposer sur les fonds lors d'un déversement et provoquer une mortalité directe (Dew et al., 2015). Ils peuvent également subir des effets chroniques, en raison de la persistance de la contamination dans les sédiments, qui peut durer au moins 5 ans (Gordon, 1983).

Pour la faune piscicole, les impacts qui se manifestent en premier sont la mort immédiate due à la toxicité des produits présents dans la colonne d'eau, notamment le complexe BTEX (benzène, toluène, éthyl-éthylène, xylène). Des effets chroniques sont aussi observables et se manifestent par : des anomalies dans l'expression des gènes et dans le développement embryonnaire, une diminution de la croissance, des problèmes de la fonction cardiaque, la formation d'œdème, et enfin une diminution de la taille des mâchoires et d'autres structures craniofaciales (Lévy, 2009 ; Incardona et al., 2010, Heintz et al. 2000). Cette toxicité est corrélée à une haute concentration en HAP (hydrocarbures aromatiques polycycliques) dans les cours d'eau (Lévy, 2009 ; Bustard & Miles, 2011).

Concernant les impacts à long terme, les études réalisées ont montré qu'ils étaient surtout dus à la présence d'HAP dans les sédiments qui peuvent être remobilisés lors des crues et débâcles, par exemple et qui peuvent persister plus d'une centaine d'années.

En ce qui a trait à l'habitat du poisson, Transcanada propose une liste des espèces d'intérêt pour la pêche sportive et pour la conservation (Volume PR 8.5.6.1.1). On y

retrouve notamment la perchaude, pour laquelle un moratoire sur la pêche commerciale a été décrété dans le lac Saint-Pierre. En principe, les sites de fraie sont identifiés comme des zones de sensibilité élevée pour la conservation. Cependant, les sites recensés sont uniquement des frayères ou des sites d'alevinage ponctuels répertoriés par le ministère des Forêts, de la Faune et des Parcs (MFFP) ou dans le Centre de données sur le patrimoine naturel du Québec (CDPNQ). D'autres zones sensibles documentées dans des études scientifiques ou des documents de planification tels que les plans directeurs de l'eau ne sont pas considérées. Ainsi, le littoral du lac Saint-Pierre n'est pas identifié comme une zone sensible pour le poisson dans les documents de TransCanada, alors que des études (La Chenelière et al., 2014) démontrent qu'une des causes de déclin de la perchaude est la perte d'habitats dans le littoral.

D'autres espèces telles que des oiseaux peuvent également être affectées par un déversement ou une fuite. La perte de leur habitat, la destruction des nids, l'ingestion d'eau et de nourriture contaminées, les fonctions respiratoires réduites et la mortalité directe lorsqu'ils sont mazoutés en sont les principaux impacts (Van Hinte et al., 2007 ; Gouhier, 2014). Concernant les mammifères, le principal risque vient de l'ingestion des produits, lors du processus de nettoyage.

La situation est d'autant plus préoccupante dans le cas précis de l'oléoduc Énergie Est puisque les produits transportés seront majoritairement de type bitume dilué. Le "dilbit" semble généralement plus persistant dans l'environnement, du moins la fraction bitumineuse, les fractions légères telles que le naphte et les BTEX se dispersant plus rapidement dans la colonne d'eau ou l'atmosphère (voir section 7.1).

Enfin, l'oléoduc sera enfoui à 1,2 m de profondeur en terres agricoles. Les drains agricoles sont pour leur part enterrés entre 0,9 et 1,5 m, soit au même niveau de profondeur. Le ROBVQ craint qu'en cas de fuite ou de bris de l'oléoduc, le pétrole ne soit drainé et canalisé par les drains agricoles, se propageant ainsi plus rapidement vers les cours d'eau.

**Recommandation 13 : Le ROBVQ recommande que l'ensemble des zones sensibles identifiées à l'issue de processus de concertation régionale soient considérées par TransCanada et que le tracé proposé de l'oléoduc Énergie Est soit revu afin d'éviter ces zones.**

### Impacts d'un déversement sur les eaux souterraines

En cas de déversement, un des risques majeurs est la contamination à plus ou moins long terme des nappes d'eau souterraine et des eaux superficielles destinées à l'alimentation en eau potable. (Séguin, 2015 ; Van Hinte, 2007, Martel, 2009 ; Williams, 2012, Scheville, 1967).

Par exemple, l'accident survenu en 2008 sur le pipeline de la Nigerian National Petroleum Corporation près de Lagos au Niger, a provoqué la contamination des eaux souterraines à un tel niveau que l'eau n'est toujours plus potable 12 ans après (Doherty et al, 2013). L'accident survenu à la réserve de La Crau en France en 2008 a provoqué le déversement de 5 400 m<sup>3</sup> de pétrole brut sur 5 ha en pleine réserve naturelle. Ce déversement a conduit à une contamination durable de la nappe alimentant 270 000 personnes en eau potable (SYMCRU). En août 2010, 200 litres d'hydrocarbures sont encore extraits chaque semaine de la nappe phréatique par écrémage.

Lors des audiences publiques du 14 mars (transcriptions 3255 à 3320), il fut mentionné que TransCanada analyse les puits municipaux dans une zone tampon de 800 m de part et d'autre de l'oléoduc et les puits privés dans une zone de 200 m. Cependant, il n'existe aucune distance séparatrice minimale entre un puits et l'oléoduc, qu'il soit privé ou municipal. La zone tampon sert donc à inventorier les vulnérabilités, mais n'agit en aucun cas à titre de zone tampon en cas de déversement. Cela signifie aussi que les captages souterrains individuels situés en aval d'un déversement et à plus de 200 mètres ne seront même pas considérés comme vulnérables alors qu'ils pourraient être l'objet d'une contamination par déversement.

Qui plus est, un scénario de déversement dans la rivière Etchemin a été présenté alors que pour un déversement en milieu terrestre, aucun scénario de migration n'a été réalisé. Pourtant, le Dr Michel Savard, affirmait lors des audiences du 10 mars 2016 que les déversements en milieu terrestre et aquatique doivent être développés en complémentarité. Il mentionnait aussi qu'un déversement terrestre près d'une prise d'eau peut être encore plus important encore que dans le fleuve en raison de la contamination plus durable. La perte d'usage est quant à elle beaucoup plus longue.

**Recommandation 14 : Le ROBVQ recommande que tous les captages souterrains d'eau potable situés en aval du tracé de l'oléoduc soient considérés à risque en cas de déversement et que des scénarios de migration sur ou dans l'aquifère soient élaborés afin d'estimer les impacts d'un déversement en milieu terrestre sur les eaux souterraines et les puits privé.**

**Recommandation 15 : Le ROBVQ recommande que le tracé de l'oléoduc soit revu afin d'éviter les zones de recharge des nappes phréatiques.**

En outre, en ce qui a trait à la contamination des aquifères par déversement, il fut mentionné en audiences que le type de pétrole transporté a une capacité de pénétration limitée dans le sol, mais que s'il y avait pénétration, un forage serait fait pour récupérer la phase flottante. Des techniques de biorestauration seraient ensuite mises en place pour décontaminer l'aquifère. Ces techniques se font généralement *in situ*.

Le ROBVQ s'inquiète toutefois du fait que l'identification des aquifères ne fasse pas partie de l'étude déposée au BAPE. L'utilisation des techniques précédemment mentionnées nécessite une connaissance pointue du milieu. Le Programme d'Acquisition de Connaissances sur les Eaux souterraines (PACES) a permis l'acquisition de données sur les eaux souterraines au cours des dernières années, notamment en vue de pérenniser les approvisionnements en eau potable. Ces données devront être intégrées au cours des prochaines années dans les Plans directeurs de l'eau (PDE) des OBV, dans les Schémas d'Aménagement et de Développement (SAD) des MRC, de même que dans les plans de protection des sources d'eau potable. Dans ce contexte, il convient qu'une attention particulière soit attribuée aux résultats de ces études et à la conservation des ressources en eau souterraine qui y ont été documentées.

**Recommandation 16 : Le ROBVQ recommande que le gouvernement du Québec exige que les données issues du programme PACES soient prises en compte par TransCanada pour déterminer les milieux récepteurs sensibles et que si leur niveau de précision est insuffisant, des études complémentaires devraient être réalisées aux frais du promoteur.**

### Impacts d'un déversement sur les milieux humides

Les déversements dans les milieux humides ont des conséquences néfastes pour ces écosystèmes, d'autant plus que les travaux de restauration traditionnels provoquent souvent davantage d'impacts sur ces milieux (Hess et al 1997 ; Catallo, 1993 ; Pahl et al, 2003).

L'importance de l'impact dépend : «du type de produit; du temps d'exposition et de l'étendue de l'impact; du stade de vie et des capacités de résilience des populations exposées; du degré d'interaction et de connectivité entre les différentes populations; de l'existence de facteurs externes sur le système (marées, processus d'altération physiques, stress naturels tels que les inondations ou des intrusions de sel ; d'une exposition antérieure à des polluants» (Catallo, 1993). D'une manière générale, plus l'écosystème/les communautés/l'organisme est complexe, plus la sensibilité au polluant est accrue et plus la résilience est faible, avec un effet pouvant durer plus d'une dizaine d'années (Catallo, 1993 ; Howarth, 1991).

En cas de déversement de pétrole brut, les zones humides doivent faire face à une baisse radicale de la productivité végétale due à la toxicité des produits déversés, mais aussi à une réduction du taux de diffusion de l'oxygène conduisant à la mort de la végétation (Baca et al., 1985 ; Baker et al., 1989).

Les sols et la microfaune peuvent aussi subir des impacts. Lors d'un déversement, plusieurs auteurs ont montré une baisse de la diversité microbienne du sol, avec une spécialisation des taxons résistants ou capables de s'adapter et de dégrader les



hydrocarbures, au détriment des organismes saprophytes (Atlas, 1985 ; Catallo, 1993 ; Hood et al., 1975 ; Mckinley et al, 1982 ; Mosbech, 2002).

Concernant les autres taxons (méio et mésofaune, arthropodes, herpétofaune, mammifère, oiseaux), les impacts en milieux humides restent très peu documentés, à l'inverse des milieux marins et estuariens (Catallo, 1993). Ils peuvent être englués et l'inhalation des vapeurs dues à l'évaporation des produits peut causer des dommages physiologiques et sur la santé pour ces différentes espèces.

Les difficultés d'intervention en cas de déversement dans un milieu humide ont d'ailleurs été confirmées dans la réponse aux questions posées par la Commission lors de la séance du 11 mars 2016 en avant-midi, formulée par le MDDELCC. Ce document stipule que pour le cas du déversement d'hydrocarbures dans la tourbière Grande Plé Bleue, à Lévis, par le Canadien National, le plan de réhabilitation est divisé en trois approches, soit l'excavation, le traitement *in situ* par biostimulation et l'impraticabilité technique. En ce qui concerne l'impraticabilité technique, "les contaminants sont laissés en place pour la forêt, le fen boisé, le Lagg et tous les sols plus profonds que 30 cm. (...) Il est estimé que l'impraticabilité technique représente environ 13 % de la masse d'hydrocarbure présente dans le sol sur l'ensemble de l'enclave de contamination établie en 2012". Ces masses d'hydrocarbures présentes dans le sol nuisent aux nombreuses fonctions écologiques rendues par les milieux humides.

Cette situation est d'autant plus préoccupante que "les milieux humides, les zones de recharge des nappes phréatiques et les milieux souterrains sont des compartiments du cycle de l'eau qui peuvent servir de vecteur de contamination à long terme des eaux de surface dans les bassins versants traversés par l'oléoduc" Leclerc (2015).

Pourtant, TransCanada ne semble pas tenir compte de la valeur des services écologiques des milieux humides menacés par un déversement. D'ailleurs, Rousseau (2016) mentionne que «après examen des documents fournis, il apparaît qu'il existe certains manques quant à l'identification des milieux humides potentiellement affectés et aux informations nécessaires à la caractérisation de ces derniers».

**Recommandation 17 : Le ROBVQ recommande que les suggestions suivantes, proposées dans l'avis de Rousseau et Fossey (2016) soient retenues et mises en oeuvre avant qu'une analyse détaillée du projet d'oléoduc Énergie Est ne soit réalisée:**

- **Intégrer les milieux humides dans leur unité hydrographique fonctionnelle afin de s'assurer d'une évaluation hydrologique pertinente;**
- **Mettre en place des campagnes de reconnaissance de terrain aux fins d'inventaire exhaustif;**
- **Procéder à la caractérisation du fonctionnement hydrologique des milieux humides impactés aux fins de modélisation et d'évaluation de leur capacité de résilience, tant à l'échelle locale qu'à l'échelle régionale (c.-à-d., bassin versant);**
- **Évaluer plus clairement les dégradations potentielles affectant les milieux humides.**

## 7. Interventions en cas d'urgence

Le présent chapitre aborde les préoccupations du ROBVQ en matière d'intervention en cas d'urgence. Il abordera successivement le comportement du bitume dilué en cas de déversement, les analyses de risque réalisées par TransCanada, la méthodologie d'élaboration du "pire scénario", la notion d'état de référence, l'estimation des coûts d'intervention, les délais d'intervention et finalement, les plans d'intervention.

### Comportement des bitumes dilués et du pétrole léger

Le ROBVQ s'inquiète de certaines lacunes constatées dans les documents produits par TransCanada, associées au comportement particulier du bitume dilué. Le *dilbit* est généralement plus persistant dans l'environnement. L'effet d'évaporation est moins important que pour un pétrole léger.

Ainsi, le *dilbit* non récupéré pourrait couler au fond de l'eau entre 6 et 12 heures après un déversement. Il serait impossible de récupérer le pétrole dans ces délais. Pourtant, TransCanada ne semble pas avoir évalué la difficulté de récupérer le bitume coulé au fond de l'eau et s'agrégeant aux sédiments.

Suite à la catastrophe de la rivière Kalamazoo au Michigan en 2010, la National Academy of Sciences (NAS) aux États-Unis s'est intéressée au comportement spécifique du bitume dilué dans le cadre d'un rapport de 2015. Elle y relève des différences importantes du comportement entre le pétrole conventionnel et le bitume dilué, notamment en matière de viscosité, d'adhérence et de densité des attributs, qui influencent considérablement le comportement du bitume dans l'environnement.

En effet, le rapport précise que *"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."*

Ainsi, les délais d'intervention pour l'utilisation de dispersants et du brûlage *in situ* sont beaucoup plus courts que pour le pétrole conventionnel. De plus, si les techniques de retenue et de retrait du bitume ne sont pas efficaces dans un court délai, la probabilité que le bitume ne soit submergé ou ne coule augmente rapidement. Cette situation semble problématique puisque le rapport de la NAS stipule qu'il n'existe peu sinon pas de techniques efficaces de détection, de confinement et de récupération du bitume dans la colonne d'eau et que les techniques disponibles pour récupérer le pétrole coulé ont des efficacités qui varient en fonction des conditions de déversement.

Le rapport conclut que *"In light of the aforementioned analysis, comparisons, and review of the regulations, it is clear that the differences in the chemical and physical properties relevant to environmental impact warrant modifications to the regulations governing diluted bitumen spill response plans, preparedness, and cleanup."*

Ainsi, le ROBVQ comprend qu'en cas de déversement, les interventions sont plus complexes et les impacts environnementaux plus importants pour du bitume dilué que pour du pétrole conventionnel.

Dans un tel contexte, le ROBVQ s'inquiète du constat de Secretan (2015) à l'effet que le scénario de déversement dans la rivière Etchemin soit optimiste, tant dans les temps de réaction que dans ceux de transport vers le fleuve et qu'il ne tient pas compte des caractéristiques des différents produits transportés.

En outre, la réglementation sur les pipelines terrestres (RPT) de l'ONÉ exige que les évaluations pour la détermination des mesures d'urgence en cas de déversement tiennent compte des produits transportés et de facteurs d'influence (délai d'intervention, conditions climatiques, couvert de glace, etc.).

**Recommandation 18 : Le ROBVQ recommande qu'il soit exigé que TransCanada revoie l'ensemble de sa documentation sur les interventions en cas d'urgence en tenant compte des conclusions du rapport de la NAS et du comportement problématique distinct du pétrole dilué dans l'environnement.**

**Recommandation 19 : Le ROBVQ recommande que TransCanada fournisse des données quant au taux de succès de récupération du bitume dilué en cas de déversement majeur et touchant des cours d'eau.**

### Analyses de risques

Un principe à la base de la gestion intégrée de l'eau par bassin versant consiste à évaluer et considérer les impacts d'une activité sur l'eau et ses usages en aval. Ainsi, le ROBVQ se serait attendu à ce que l'analyse des risques et la planification du projet proposées par TransCanada considèrent l'écoulement des eaux souterraines et de surface et les impacts en aval, d'autant plus que le rapport *Énergie Est: une menace à l'eau potable* (Environmental defence Canada et collaborateur, 2016), avance que l'eau potable de 3 213 353 Québécois est menacée par le projet oléoduc Énergie Est. Ce rapport stipule aussi que "les inquiétudes entourant la sécurité du projet sont accentuées par le piètre bilan de TransCanada en matière de fuites et de déversements. La conduite de gaz naturel qui doit être reconvertie en oléoduc dans le cadre du projet Énergie Est a connu 10 ruptures au cours des 25 dernières années. L'installation Keystone (phase 1) de TransCanada, qui est aussi constituée d'un ancien gazoduc et de sections d'oléoduc neuves et qui inclut les stations de pompage, a connu 71 fuites au Canada au cours de ses deux premières années de service".

Selon Polytechnique Montréal (2015), "le risque nul n'existant pas, certains problèmes peuvent survenir lors de l'exploitation des pipelines. Les incidents impliquant les traverses de pipelines trouvent généralement leur cause après plusieurs années d'opération." La corrosion, les glissements de terrain, les séismes, les effets des

inondations et les marées sont quelques facteurs pouvant mener à des ruptures d'oléoduc.

Polytechnique Montréal (2015) souligne aussi que “plusieurs enjeux de sécurité se posent pour le projet Oléoduc Énergie Est, notamment par rapport au risque d'inondations, à la présence de barrages en amont des traverses ou à l'instabilité des berges des cours d'eau traversés”. Aussi, “la problématique la plus importante de la phase d'exploitation, aux conséquences très importantes sur les cours d'eau de surface ou souterrain ainsi qu'aux sols, demeure la rupture partielle ou totale du pipeline au niveau de la traverse de cours d'eau.” Les crues exceptionnelles au pouvoir géomorphique associées aux ruptures de barrage ou à des précipitations exceptionnelles (ex : la crue du Saguenay) ont aussi la capacité de provoquer des ruptures catastrophiques (Lapointe et al, 1998; INRS-Eau, 1997).

Leclerc (2015) mentionne quant à lui dans son rapport à la CMQ que “les analyses du risque présentées par le promoteur TransCanada concernant l'oléoduc Énergie Est comportent un grand nombre d'omissions et de réductions relatives aux aléas du transport de matières dangereuses telles que le pétrole extra-lourd bitumineux de types dilbit ou autres ainsi qu'à l'exposition de nombreuses vulnérabilités à un déversement dans un cours d'eau.”

Plus précisément, les analyses de risque de TransCanada semblent basées sur des prémises qui inquiètent le ROBVQ. D'abord, nous constatons une sous-estimation de la fréquence des déversements et de leur ampleur, aussi évoquée dans le rapport de Leclerc (2015).

Qui plus est, Leclerc (2015) évoque d'autres limites aux analyses de risque, dont une prise en compte déficiente des multiples vulnérabilités (usages sensibles), de l'exposition et de la résilience de l'ensemble des usages des cours d'eau, l'absence de monétarisation des usages actuels et d'évaluation des impacts financiers d'un déversement, une surestimation du niveau de préparation des autorités locales pour faire face à un déversement, etc. L'impact à long terme des dommages irréversibles aux ressources en eau, et aux usages qui n'auront pas pu être réhabilités n'est pas considéré, l'emphase semblant être mise sur les coûts d'intervention à court terme.

Secretan (2015) ajoute quant à lui que “la compréhension de l'hydrodynamique des cours d'eau est essentielle afin de définir les risques pour le fleuve Saint-Laurent. Cette connaissance existante et disponible auprès d'Environnement Canada n'a pas été mobilisée pour configurer un plan de mesures d'urgence et de rétablissement en cas de catastrophe.”

Le ROBVQ s'inquiète finalement du fait que le risque global, établi à 1,18 accident par 1000 km / année, semble avoir été modifié pour devenir quatre fois moindre (0,34) sans justification satisfaisante de la part de TransCanada lors des audiences publiques.

**Recommandation 20 : Le ROBVQ recommande que toutes les lacunes en matière d'analyse de risque soient comblées et révisées par des experts indépendants avant que toute autorisation du projet ne soit envisagée.**

### Pire scénario

En ce qui a trait au pire scénario proposé par Transcanada, Secretan (2015) mentionne dans son rapport à la CMQ que “les scénarios de déversement présentés pour les tributaires ou les autres composantes du réseau hydrographique (milieux humides, nappes souterraines) sont très réducteurs. Ils ne correspondent pas en fait aux données du projet, notamment par rapport aux volumes qui pourraient être déversés en cas de rupture transversale ou longitudinale de la conduite principale. Ils ne tiennent pas compte réalistement de la présence de glace dans les cours d'eau sous ses diverses formes (flottante, embâcle consolidé, banquise appuyée au fond, frasil). Ils ne tiennent pas du tout compte du facteur humain, facteur pourtant à la source de nombreuses catastrophes industrielles”.

Qui plus est, le ROBVQ se questionne sur la sélection du cas de la rivière Etchemin comme “pire scénario” et sur les critères qui ont été utilisés pour la sélection de ce pire scénario. Le ROBVQ s'inquiète aussi de l'absence de pondération associée aux facteurs utilisés pour déterminer le pire scénario ou de critères pour relativiser la dangerosité des différents scénarios. Leclerc (2015) mentionne à ce sujet que “Les scénarios du pire cas (*worst case scenario*) de déversement à considérer pour planifier les mesures d'urgence sous-estiment nettement les multiples paramètres servant à les définir”.

Ainsi, le scénario de l'Etchemin bénéficierait de la proximité immédiate des équipements et ressources humaines spécialisées disponibles chez Valéro. Qu'en serait-il d'un déversement survenant sur l'un ou l'autre des nombreux cours d'eau qui ne disposent pas de telles facilités à proximité?

En complément, le fait que seule une simulation pour le bitume dilué avait été réalisée a été soulevé en audience et le président de la Commission a demandé à Transcanada de produire une simulation pour l'Etchemin avec du pétrole léger, en considérant la profondeur des prises d'eau et l'impact sur l'approvisionnement. (séance du 11 mars 9h30).

**Recommandation 21 : Le ROBVQ recommande que plusieurs “pires scénarios” de déversement soient élaborés, dans des conditions diverses et avec plusieurs variables pondérées dont : le type de produit transporté, les coûts de l’intervention; les impacts écologiques; la vulnérabilité des sources d’eau potable municipales et individuelles; les délais d’intervention; la distance des équipements; le nombre de personnes touchées; l’approvisionnement en eau pour les usages autres que l’eau potable; les impacts sur la villégiature, le tourisme, l’agriculture, etc; les impacts psychosociaux des populations affectées; la saison et les conditions d’intervention; etc.**

**Recommandation 22 : Le ROBVQ recommande aussi que des pires scénarios soient élaborés pour chacun des cours d’eau traversés ayant leur embouchure au fleuve. Ces scénarios devraient prendre en compte les conditions hydrodynamiques ayant cours dans le fleuve Saint-Laurent dans l’éventualité où un déversement l’atteindrait.**

Dans son avis, Leclerc (2015) mentionne que “ Dans ce cas extrême de vidange de la conduite entre deux vannes distantes de 30 km (hypothèse), un volume maximum de 26 millions de litres de brut (0,89 million de litres par kilomètre de conduite) serait disponible pour le déversement par gravité, en plus du volume déversé avant la fermeture des vannes. Le scénario de TransCanada pour l’Etchemin ne fait pas mention de la méthode de calcul utilisée pour tenir compte de la vidange de l’oléoduc entre deux vannes. La valeur utilisée, 3,5 Mlitres, demeure très inférieure au volume total qui pourrait s’écouler suite à la vidange partielle ou complète du tuyau”.

**Recommandation 23 : Le ROBVQ recommande que les “pires scénarios” comprennent le volume total pouvant s’écouler par vidange du tuyau suite à l’arrêt du flux par les vannes de sectionnement.**

### **Fuites non détectables**

Le ROBVQ s’inquiète de la gestion qui sera faite des fuites de moins grande importance et non détectables sur le tracé de l’oléoduc, quel que soit le type de brut transporté. Ces fuites peuvent ainsi perdurer au point de rejoindre les scénarios de pire cas en termes de volumes déversés. La durée importante (heures, jours) de tels déversements autorise à se questionner sur la diligence effective des processus d’intervention le cas échéant. Alors que les fuites de moins de 1,5% du débit semblent difficilement, voire non détectables et qu’elles peuvent être confondues avec des variations normales de la pression dans les conduites en lien avec des poches de gaz, le ROBVQ s’interroge sur les mécanismes de vérification de l’intégrité des conduites et de surveillance qui seront mis en place pour éviter de telles situations.

De plus, le ROBVQ est d'avis que TransCanada semble minimiser les risques de fuites en les qualifiant d'improbables (Présentation sur les effets et coûts d'un déversement, présentée au BAPE, 16 mars 2016). Un aléa « improbable » serait-il assimilable à un « risque zéro »? Le ROBVQ craint que cette rhétorique de TransCanada ait pour effet de minimiser les risques réels afin d'améliorer la perception de son projet dans la population exposée.

Considérant la valeur économique importante associée aux produits transportés par l'oléoduc, les coûts associés à une fermeture des vannes pour la vérification d'une fuite pouvant être confondue avec une variation normale de pression rendent peu probables des fermetures fréquentes pour vérifier l'intégrité de l'oléoduc. Leclerc (2015) soulève que "la fuite du pipeline 6b d'Enbridge (rivière Kalamazoo) n'a été détectée que 15 heures après le début du déversement alors que celui de Nexxen a mis 17 jours avant de l'être". Plusieurs autres exemples sont fournis dans la bibliographie concernant les failles inhérentes à ces délais de détection. Qui plus est, une fuite détectée dans les règles de l'art pourrait elle aussi occasionner des impacts majeurs en fonction des quantités déversées.

**Recommandation 24 : Considérant les coûts économiques associés à une interruption du flux de l'oléoduc et les difficultés de détection des fuites de moins de 1,5% du débit, le ROBVQ recommande que le seuil exact à partir duquel la compagnie interrompra le flux pour vérifier la fuite soit déterminé.**

**Recommandation 25 : Le ROBVQ recommande que soit clarifié comment TransCanada entend procéder pour assurer, voire garantir qu'une fuite longitudinale dans la conduite pourra être détectée dans le minimum de temps prescrit dans sa demande (12 minutes) et qu'elle ne sera pas confondue avec une variation normale de pression dans la conduite.**

### État de référence

Un autre point de préoccupation du ROBVQ concerne la notion d'état de référence de la qualité de l'eau des rivières exposées à un déversement. Dans ses documents, TransCanada a souvent qualifié la qualité des cours d'eau traversés par l'oléoduc de "passable" à "très mauvais". Le ROBVQ craint que cette classification de l'état initial puisse minimiser les efforts de restauration entrepris en cas de déversement. Faire la preuve d'une dégradation additionnelle reliée à un déversement peut donner lieu à des débats interminables et occasionner des coûts très importants qui ne peuvent pas être assumés par l'ensemble des usagers de l'eau d'un bassin versant. Le ROBVQ craint que TransCanada cherche *a priori* à minimiser sa responsabilité éventuelle dans la dégradation chronique des cours d'eau



**Recommandation 26 : Le ROBVQ recommande que la méthode de caractérisation de l'état initial soit imposée et encadrée par le gouvernement et qu'en aucun cas, un état initial "passable" ou "très mauvais" ne puisse servir à diminuer les efforts de réhabilitation des usages initiaux suite à un potentiel déversement.**

### Coûts des interventions

En ce qui concerne le coût des interventions, le coût total d'un déversement de 3,4 millions de litres de pétrole dans la rivière Etchemin a été estimé à 619 millions de dollars par TransCanada. Or, la quantité de pétrole qui serait déversée est comparable à celle de la situation vécue dans la rivière Kalamazoo, au Michigan, en 2010. À ce jour, la facture s'élève à 1,2 milliard de dollars en incluant les opérations d'urgence, la restauration du site et le dédommagement des personnes touchées.

Or, le déversement de Kalamazoo s'est produit dans une zone relativement peu habitée. Un déversement dans la rivière des Outaouais, ayant un impact direct sur la région de Montréal, pourrait avoir des conséquences financières que le ROBVQ estime beaucoup plus considérables en raison de l'intensité des usages de l'eau dans l'Archipel de Montréal et de la grande complexité de son réseau hydrographique. Certains ont avancé une différence d'un ordre de grandeur (10 G\$) par rapport aux provisions financières prévues par TransCanada (1 G\$) pour faire face à une telle catastrophe dans l'Archipel. Il est d'ailleurs questionnable que le scénario de la rivière Etchemin ait été considéré comme le pire sur le tracé de l'oléoduc sur la base de cette connaissance.

En outre, il semble être considéré que les techniques et technologies d'intervention pour la récupération du bitume dilué soient les mêmes que celles du pétrole léger. Pourtant, la National Academy of Sciences semble démontrer le contraire dans son rapport de 2015. Ainsi, le coût d'intervention par litre déversé de pétrole conventionnel se situe autour de 20 US\$ alors qu'un déversement de bitume dilué peut atteindre 300 US\$ par litre déversé comme pour la catastrophe de Kalamazoo. Les dommages irréversibles au milieu pourraient selon certains atteindre des sommes équivalentes (300 US\$/l) à cause des pertes d'usage chroniques pour l'ensemble des usagers.

La loi sur la sécurité des pipelines qui entrera en vigueur le 19 juin prochain prévoit également une responsabilité des frais pour le non-usage. Ainsi, "Les compagnies pipelinières seront également responsables des frais liés aux mesures prises à la suite d'un déversement, comme les coûts d'une intervention d'urgence municipale. En outre, la loi prévoit la responsabilité de la valeur de non-usage liée aux ressources publiques endommagées par un déversement. Simplement dit, les compagnies pipelinières sont aussi responsables des coûts occasionnés par les déversements qui endommagent des ressources publiques sans utilisation pratique. La valeur associée à une espèce menacée par exemple, comme le caribou des bois, est un exemple de la valeur de non-usage. Le caribou des bois n'est pas utilisé par tout le monde, mais la population

accorde une grande valeur à l'existence de cette espèce. En cas de déversement, les compagnies pipelinières seront dorénavant responsables des pertes liées à cette valeur de non-usage." (Présentation de l'ONÉ lors de la séance du 16 mars 2016 PM)

**Recommandation 27 : Le ROBVQ recommande que soit revue l'estimation des coûts d'intervention en cas de déversement afin de tenir compte des expériences vécues, notamment à Kalamazoo, et que les valeurs associées aux pertes de non-usages y soient intégrées.**

**Recommandation 28 : Le ROBVQ recommande que la garantie minimale exigée à Transcanada permette de couvrir les coûts réels d'intervention.**

### Plans d'intervention

Leclerc (2015) mentionne dans son rapport à la CMQ qu'«un trop grand nombre d'inconnues demeurent pour planifier une réponse appropriée aux risques très probables de déversement accidentel direct ou indirect d'hydrocarbures dans les cours d'eau ou leur réseau hydrographique». Qui plus est «la probabilité d'un déversement augmente avec le nombre et l'usage d'un oléoduc et l'expérience nous indique que ce genre d'aléas doit être considéré comme hautement probable sur la durée de vie utile de l'ouvrage et doit être géré comme une certitude quant à sa survenue».

En matière d'encadrement des interventions des différents intervenants en cas d'urgence, le document de consultation de l'évaluation environnementale stratégique sur les hydrocarbures (2015) précise que «Les pistes d'amélioration proposées par l'IMQ sont :

- de mieux définir le rôle des municipalités et de mieux les informer sur le Régime de préparation et d'indemnisation en cas de déversements d'hydrocarbures;
- d'apporter des améliorations en matière de dépenses admissibles indemnissables;
- d'inclure, après examen, la remise en état complète des écosystèmes touchés (comme dans le régime américain);
- de bonifier les programmes de recherche sur l'impact des déversements, le développement des techniques de récupération et la remise en état des lieux;
- que le gouvernement du Québec s'implique dans l'élaboration des plans d'intervention localisés (PIL) du gouvernement fédéral, qui vont permettre l'adaptation des normes d'intervention en fonction des spécificités du milieu (quantité, climat, intervenants).”

Aussi, un constat est soulevé dans le document de consultation à l'effet que «la capacité et les normes d'intervention exigées par le Régime de préparation et

d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures en milieu marin pourraient être insuffisantes si un accident lié au transport des hydrocarbures survenait [...].”

De plus, Poulin (2016) précise que “TransCanada ne présente aucun plan d'urgence quant aux procédures envisagées dans l'éventualité d'un déversement de pétrole dans un milieu humide, malgré le risque d'un impact irréversible”.

**Recommandation 29 : Le ROBVQ recommande que soient définis les rôles des municipalités, des MRC et des gouvernements provincial et fédéral en matière d'intervention en cas d'urgence et que TransCanada doive moduler son plan d'intervention en conséquence avant que ne soit autorisé le projet d'oléoduc Énergie Est.**

**Recommandation 30 : Le ROBVQ recommande que soit imposée, à la charge du promoteur, la remise en état complète des écosystèmes touchés par un déversement, de même qu'un suivi de l'intégrité des ces écosystèmes dans le temps.**

**Recommandation 31 : Le ROBVQ recommande que l'élaboration de plans d'intervention localisés pour chacun des scénarios potentiels de fuite et de déversement soit imposée comme condition à l'autorisation du projet. Le promoteur, les gouvernements fédéral et provincial ainsi que les gouvernements et intervenants locaux devraient être impliqués dans l'élaboration de ces plans d'intervention localisés. Les plans d'intervention devraient prendre la forme de protocoles hiérarchisés incluant notamment des procédures de notification et de signalement et les domaines de responsabilité des acteurs concernés pour faire face aux urgences de façon adéquate.**

Par ailleurs, le ROBVQ s'inquiète du fait que le seul détenteur des informations quant au contenu de l'oléoduc pour un lieu et un moment donné soit l'exploitant. Cette situation implique qu'en cas d'urgence, tous les intervenants, et prioritairement ceux à l'échelle locale, sont tributaires des informations transmises par la compagnie.

**Recommandation 32 : Le ROBVQ recommande que l'information sur le contenu de l'oléoduc soit minimalement rendue disponible en temps réel à tous les intervenants potentiellement impliqués dans une intervention en cas de fuite ou déversement.**

## 8. Gestion des diluants

Le *dilbit* est un bitume très visqueux (résines, asphaltènes) dilué avec un mélange de naphte et de condensats légers et peu visqueux afin d'en réduire la viscosité, pour qu'il puisse être transporté par oléoduc à l'instar du pétrole traditionnel. En audiences, il fut mentionné que 30% du volume de *dilbit* est constitué de condensats de gaz et de naphte. Aucune infrastructure de réacheminement n'est prévue au projet en cours d'analyse et il fut mentionné en audience que le condensat serait intégré à la production des raffineries à destination et qu'il se serait ni séparé, ni retourné dans l'Ouest canadien.

Or, 30% du volume quotidien transporté par l'oléoduc représenterait un peu plus de 330 000 barils de diluant par jour qui devraient être traités par les raffineries, ce qui constitue une quantité considérable, comparable à la consommation quotidienne de brut au Québec. Notons au passage que la demande de diluants, nécessaire au transport des sables bitumineux, dépasse actuellement la capacité de production du pays. Ces produits sont donc importés des États-Unis ou pourraient être recyclés et réexpédiés par train ou pipeline en Alberta, ce qui représente un enjeu de sécurité supplémentaire pour les populations exposées. Aucune garantie à long terme ne peut être offerte quant à l'utilisation des diluants par les raffineries ni sur l'approvisionnement à long terme à partir des États-Unis. Dans un tel contexte, le ROBVQ est d'avis qu'il est impossible de réaliser une analyse complète des impacts du projet sans se pencher sur la question des diluants.

Le ROBVQ s'inquiète notamment du fait que la mise en service de l'oléoduc Énergie Est pourrait impliquer ultérieurement un projet complémentaire de transport par train ou par oléoduc des diluants vers l'Ouest canadien. À cet effet, Leclerc (2015) mentionne que "le transport présumé par chemin de fer du diluant du dilbit qui serait complémentaire au transport par oléoduc forme un scénario du pire distinct de ceux liés à l'oléoduc, et il n'est jamais abordé par TransCanada dans les documents disponibles".

Il est ainsi notable que, dès lors qu'un produit est livré à son client, la pipelinière TransCanada n'en a plus la responsabilité directe et elle n'a donc pas à rendre compte formellement de la suite des choses. Il en est de même de la phase production du pétrole bitumineux dans laquelle TransCanada n'est pas impliquée directement. Le ROBVQ s'inquiète de cette segmentation de l'industrie pétrolière qui conduit inévitablement à une gestion en silo des risques et contredit les principes d'une véritable gestion intégrée des ressources en eau

**Recommandation 33 : Le ROBVQ recommande que le mode de gestion et la destinée des diluants livrés à destination fasse partie intégrante du projet Énergie Est, que des études d'impact pour cette portion de la filière soient exigées et que des garanties d'approvisionnement et d'utilisation à long terme soient fournies.**

## 9. Gouvernance, acceptabilité sociale et impacts sociaux

En plus de ses préoccupations liées à la conservation et l'utilisation durable de la ressource eau, le ROBVQ souhaite formuler des recommandations en matière de gouvernance, d'acceptabilité sociale, de conflits d'usages et d'impacts sociaux associés au projet d'oléoduc Énergie Est. Les OBV du Québec sont des organisations composées de quelque 900 acteurs de l'eau des secteurs municipal, économique, communautaire, gouvernemental et des Premières Nations. Ils contribuent à réformer la gouvernance locale et provinciale par leurs activités de concertation et de conciliation des usages. C'est pourquoi les recommandations de la section suivante revêtent une importance particulière pour le ROBVQ et les OBV du Québec.

### Acceptabilité sociale

Dans ses sept conditions à TransCanada pour son projet Énergie Est, le gouvernement du Québec stipule que "les communautés locales devront être consultées afin d'assurer l'acceptabilité sociale du projet".

Dans la lettre mandat pour le présent processus d'audience, il est écrit que le BAPE devra "consulter les communautés locales afin d'assurer l'acceptabilité sociale du projet".

**Avis 5 : Le ROBVQ est d'avis qu'une simple consultation n'assure en aucun moment l'acceptabilité sociale d'un projet, bien qu'elle puisse y contribuer. Qui plus est, le ROBVQ est d'avis que le présent BAPE ne devrait pas être considéré comme une consultation adéquate des communautés locales puisqu'il vise la participation du gouvernement du Québec au processus de l'ONÉ et non la prise de décision par le gouvernement du Québec.**

En outre, le processus actuel permet à notre avis de constater des préoccupations majeures de la société civile québécoise, dont plusieurs restent sans réponse. Ainsi, tel qu'indiqué au projet de *Livre Vert: orientations du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles en matière d'acceptabilité sociale*, "La mise en place d'un processus de consultation par un promoteur n'implique d'aucune façon que son projet sera accepté et autorisé par le gouvernement. Un tel processus peut également se traduire par le refus d'une communauté d'accepter un projet de développement. C'est au gouvernement ultimement qu'il appartient de déterminer les conditions d'autorisation d'un projet en prenant en compte l'acceptabilité qu'il suscite dans la communauté concernée." Les multiples interventions dans le cadre du BAPE permettent de constater de graves appréhensions de la part de la population québécoise par rapport au projet d'oléoduc.

**Avis 6 : Le ROBVQ est d'avis que le gouvernement devrait considérer le projet d'oléoduc Énergie Est comme inacceptable pour la communauté dans sa forme actuelle.**

En matière d'acceptabilité sociale, le Réseau canadien de l'Eau (2015) soulève plusieurs questionnements pertinents sur la nécessité de mieux définir ce qui constitue un avantage suffisant pour la collectivité dans son ensemble afin d'aider à comprendre quand ces avantages surpassent les coûts et les risques implicites. Il soulève aussi la question de l'intégration des « facteurs externes » non liés au marché et des incertitudes concernant les incidences à long terme dans les calculs, afin de répondre le mieux possible aux grandes préoccupations. Enfin, il soulève la question « Comment tenir compte des segments de la population qui sont affectés de façon disproportionnée? ».

Il souligne aussi que l'on peut s'attendre à des progrès en matière de:

- « connaissance des meilleures pratiques de gouvernance et de mobilisation communautaire qui ont fait leurs preuves, tout particulièrement dans des cas de mise en valeur des ressources et de l'eau, et qui sont pertinentes pour le Canada.
- compréhension plus complète et documentée des opinions du public et des fondements de leurs inquiétudes concernant la fracturation hydraulique.
- des façons de faire pour améliorer la participation des Autochtones et la reconnaissance de leurs droits et intérêts dans la mise en valeur des ressources naturelles.»

**Avis 7 : Le ROBVQ est d'avis que l'acceptabilité sociale des projets passe aussi par une participation ouverte et transparente des promoteurs aux mécanismes de gouvernance existants sur le territoire.**

À cet effet, l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste mentionne qu'« en vertu du principe de subsidiarité, il importe de rapprocher le plus possible les instances décisionnelles des communautés concernées » et que « le rôle que jouent les intervenants, tels que les municipalités, les organismes de bassins versants (OBV) et le public, est également essentiel pour la protection des ressources en eau » (Rapport synthèse, page 11).

Étant donné les mandats des OBV de concertation et de coordination de la mise en oeuvre de plans directeurs de l'eau (PDE), l'aspect de gouvernance du territoire constitue une priorité pour le ROBVQ.

**Recommandation 34 : En vertu du principe de subsidiarité et afin de favoriser l'acceptabilité sociale du projet, le ROBVQ recommande que les études de caractérisation réalisées dans le cadre du projet d'oléoduc Énergie Est soient rendues disponibles afin de contribuer à l'acquisition de connaissance sur les ressources en eau du territoire québécois.**

**Avis 8 : En complément, si le projet d'oléoduc Énergie Est venait à se concrétiser, le ROBVQ est d'avis qu'une collaboration exemplaire de Transcanada aux travaux des OBV qui le souhaitent devrait être imposée, notamment en terme de diffusion des connaissances.**

### Impacts sociaux

En matière d'impacts sur la santé, le ROBVQ accorde une importance particulière aux impacts psychosociaux documentés par l'Institut national de santé publique du Québec (INSPQ). Ces derniers concernent principalement la perception du territoire et la peur associée aux déversements et se font sentir dès l'annonce d'un projet, avant même que les travaux ne soient amorcés.

D'abord, l'INSPQ (2016) précise que "les risques associés à l'industrie des hydrocarbures ne concerneraient pas seulement les communautés d'accueil. Les communautés traversées par les pipelines, les voies ferrées, les voies maritimes et les routes servant à transporter les hydrocarbures vers les différents marchés sont également susceptibles de ressentir des effets associés à cette industrie". Cette affirmation confirme la pertinence de s'intéresser aux impacts sociaux du projet Énergie Est pour toutes les communautés traversées par le tracé.

Un premier impact concerne le style de vie et la perception de la région des communautés touchées par un projet d'oléoduc. L'INSPQ (2016) mentionne que "la contamination des écosystèmes à la suite d'un déversement semble toucher particulièrement les communautés locales dépendant socialement, culturellement et économiquement des ressources naturelles", notamment les régions où il existe une économie touristique, agricole ou associée aux pêcheries. Effectivement, "certains individus peuvent quitter la région après un accident en raison de la réduction de leurs revenus attribuable à la suspension de certaines activités commerciales, tels la pêche et le tourisme"

En outre, l'INSPQ (2016) souligne que "la survenue d'un accident semble entraîner des perturbations sociales, telles la fragmentation de la cohésion sociale et la perte du réseau de reconnaissance et d'entraide". Plusieurs études ont par ailleurs noté "des manifestations de stress et d'anxiété chez certains résidents ainsi que des sentiments de perte de confiance, de perte de contrôle et de détresse", surtout associées au processus d'implantation du pipeline.

Finalement, l'INSPQ (2016) note qu'un projet d'oléoduc "peut également susciter un sentiment de peur chez les résidents autochtones et non autochtones" associé à la contamination de l'eau potable ou des ressources, dont les poissons et les oiseaux migrateurs.

**Recommandation 35 : Le ROBVQ recommande que l'analyse des impacts sociaux potentiels et actuels du projet Énergie Est soit réalisée et qu'elle fasse partie intégrante du processus d'évaluation et d'autorisation du projet.**

### Conflits usages

La consultation des documents relatifs au projet d'oléoduc Énergie Est soulèvent aussi plusieurs questionnements pour le ROBVQ à l'égard de conflits d'usage qui pourraient être engendrés.

D'abord, les terres le long et à proximité du projet d'oléoduc sont pour 34 % des terres cultivées. La majorité de ces terres cultivées dans la plaine du Saint-Laurent sont drainées souterrainement. Lors de l'installation des drains souterrains, la terre est nivelée. La profondeur, ainsi que l'orientation des drains sont déterminées de manière à permettre l'écoulement de l'eau vers la sortie de drain en fossé ou en cours d'eau. Leur rôle est d'abaisser le niveau de la nappe phréatique pour permettre un égouttage des terres plus rapide au printemps. Dans certains secteurs, nous savons que les drains coulent en permanence, ce qui indique qu'ils permettent d'abaisser le niveau de la nappe pour permettre un meilleur rendement des cultures y compris en été.

Sur plusieurs tronçons du tracé, l'oléoduc est placé parallèlement au cours d'eau récepteur de la sortie de drain, ce qui peut nécessiter de réorienter la sortie de drain vers un autre cours d'eau et qui n'est pas forcément compatible avec la pente des drains. Dans de tels cas, le réseau de drainage devrait être totalement revu et la reconnexion des drains sous le pipeline pourrait s'avérer impossible pour les cours d'eau de faible profondeur.

Aussi, dans l'emprise de l'oléoduc, il sera impossible d'avoir un système de drainage souterrain. L'emprise de l'oléoduc présentera donc un égouttage plus tardif, voire des conditions humides qui limiteront les cultures possibles.

Leclerc (2015) soulève aussi des conflits d'usage chroniques qui pourraient résulter d'un déversement, dont notamment l'alimentation en eau potable.



**Recommandation 36 : Le ROBVQ recommande que soit effectuée une analyse détaillée des conflits d'usages pouvant être créés soit par l'implantation de l'oléoduc ou suite à un déversement et que l'ampleur et la durée de ces conflits soient spécifiées. Une attention particulière à l'alimentation en eau potable, au récréotourisme, aux activités agricoles et aux écosystèmes aquatiques devrait être portée.**

## 10. Encadrement légal

Bien que le cadre réglementaire en place ne fasse pas partie intégrante du projet à l'étude, le ROBVQ souhaite formuler quelques recommandations en la matière puisque c'est ce cadre qui permettrait de répondre à plusieurs des préoccupations des OBV du Québec.

**Avis 9 : Le ROBVQ est d'avis que le cadre réglementaire en place régissant le transport des hydrocarbures ne permet pas d'assurer la protection des ressources en eau de surface et souterraine.**

**Recommandation 37 : Conformément à sa position présentée dans le cadre de l'Évaluation environnementale stratégique sur la filière des hydrocarbures, le ROBVQ recommande que le gouvernement du Québec s'oppose au projet d'oléoduc Énergie Est tant et aussi longtemps qu'une Loi sur les hydrocarbures n'aura pas été adoptée et que la Loi sur la qualité de l'environnement et la Loi sur l'aménagement et l'urbanisme et les règlements qui y sont associés n'auront pas été modifiés pour assurer une protection complète de la ressource eau.**

Ci-après sont détaillées les préoccupations du ROBVQ à l'égard de la Loi sur les hydrocarbures, mais aussi du Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection (RPEP).

### Loi sur les hydrocarbures

**Avis 10 : Qui plus est, le ROBVQ est d'avis que l'actuel cadre légal (notamment la Loi sur les mines) ne permet pas d'encadrer adéquatement le transport des hydrocarbures au Québec. L'adoption d'une nouvelle Loi sur les hydrocarbures s'avère donc nécessaire.**

**Recommandations 38 : Le ROBVQ recommande l'adoption d'une Loi sur les hydrocarbures pour encadrer les projets d'exploration, d'exploitation et de transport des hydrocarbures.**

Cette loi devrait établir les conditions de transport et permettre de protéger adéquatement les populations, l'environnement et la ressource eau. Elle devrait d'ailleurs prévoir des sanctions administratives et pénales conséquentes en plus de permettre d'assurer que les projets de transport des hydrocarbures n'aient aucun impact sur les eaux souterraines et de surface, et ce indépendamment de la présence d'un prélèvement destiné à l'approvisionnement humain en eau.

**Avis 11 : Le ROBVQ est aussi d'avis que les ressources naturelles, renouvelables ou non, constituent un patrimoine collectif devant bénéficier à l'ensemble de la communauté québécoise. C'est pourquoi les systèmes de redevances locales et de retombées économiques régionales devraient être considérés dans l'élaboration d'une telle loi.**

### **Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection**

Le Règlement sur le prélèvement des eaux et leur protection (RPEP) est en vigueur depuis 2014 afin, entre autres, de réglementer les activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures pour assurer la protection de l'eau. Conformément à ce règlement, des restrictions sur l'aménagement d'un site de forage ou la réalisation de sondages stratigraphiques sont imposées dans les aires d'alimentation des prises d'eau potable destinées à l'alimentation humaine. Or, aucune restriction n'est applicable au passage d'un oléoduc, malgré les risques connus de déversements et de fuites.

**Avis 12 : Le ROBVQ est d'avis qu'il est essentiel, tel que le stipule la Loi sur le développement durable, d'appliquer le principe de subsidiarité qui prévoit une délégation de responsabilités au niveau d'autorité approprié dans le souci de les rapprocher des communautés concernées.**

Dans ce cas-ci, les municipalités représentent le niveau d'autorité approprié.

**Recommandation 39 : Le ROBVQ recommande que soit révisé le RPEP afin de permettre aux municipalités d'imposer dans les aires d'alimentation de leurs prises d'eau potable, des restrictions au passage d'un oléoduc et ce, afin de protéger les sources d'eau potable de leurs collectivités.**

## 11.Conclusion

Le présent mémoire a permis de faire le point sur les attentes et recommandations du ROBVQ et des OBV du Québec quant au projet d'oléoduc Énergie Est. Nos réflexions ont été organisées autour de plusieurs points d'intérêt, principalement associés à la conservation de la ressource eau. Il s'agit des impacts potentiels du projet d'oléoduc en phase d'implantation, de ses impacts en cas de déversement ou fuites, des interventions en cas d'urgence, de la gestion des diluants, de la gouvernance et de l'acceptabilité sociale du projet et du cadre réglementaire en vigueur.

Le ROBVQ tient à rappeler que le mandat actuel du BAPE ne permet pas une juste évaluation des impacts environnementaux et sociaux du projet, ni au gouvernement de statuer sur l'autorisation du projet. Nous sommes donc d'avis que le processus actuel n'a pas la légitimité requise et nous souhaitons qu'une réelle évaluation des impacts soit réalisée.

Ceci étant dit, plusieurs recommandations ont été formulées.

**Avis 13 : Le ROBVQ est d'avis que le projet d'oléoduc Énergie Est pourrait entraîner des modifications majeures à la situation des ressources en eau de surface et souterraine ainsi qu'aux écosystèmes aquatiques du Québec, notamment en cas de fuite ou de déversement. Il nous semble que les impacts potentiels de cette industrie sur la qualité de l'eau, la santé publique et la sécurité des populations, de même que les conséquences sur les habitats fauniques et floristiques et les milieux humides justifient à eux seuls une extrême prudence, voire l'opposition ferme du gouvernement du Québec au projet d'oléoduc Énergie Est.**

**Avis 14 : En outre, le ROBVQ est d'avis que l'exportation des sables bitumineux par voie de pipeline n'est pas souhaitable en raison des impacts environnementaux majeurs de cette industrie, liés notamment à l'émission de GES, aux procédés eux-mêmes et à la gestion des résidus de procédés.**

Qui plus est, une majorité du pétrole transporté et traversant le territoire québécois sera destiné à l'exportation. Les retombées économiques pour le Québec liées au passage de l'oléoduc sont donc marginales alors que les conséquences environnementales pourraient être majeures.

## 12. Références

ANDREWS A., 1990. Fragmentation of Habitat by Roads and Utility Corridors: A Review. *Australian Zoologist*, 26(3&4) : 130-141.

ANIFOWOSE B., et al., 2014. Evaluating interdiction of oil pipelines at river crossings using Environmental Impact Assessments. *Area*, 46(1): 4–17.

ATLAS R.M., 1985. Effects of hydrocarbons on microorganisms and petroleum biodegradation in arctic ecosystems. *Petroleum Effects in the Arctic Environment*, pp. 63-100.

BACA B.J., et al., 1985. Freshwater oil spill considerations: protection and cleanup. *Proceedings of the 1985 Oil Spill Conference: Prevention, Behavior, Control, Cleanup*, Los Angeles, California, pp. 385–390.

BAKER, J.M., et al., 1989. Oil in wetlands. In: Dicks B., Ecological impacts of the oil industry. *John Wiley and Sons, Chichester*, pp. 37–59.

BARIL D., CHANCEREL F., 2000. Milieu aquatique : Etat initial et prévision d'impact dans les documents d'incidences. *Collection mise au point, Conseil supérieur de la pêche*, 314 p.

BUREAU DE LA SÉCURITÉ DES TRANSPORTS. 2016. Bilan de sécurité sur le transport des hydrocarbures. *Présentation aux audiences du BAPE le 8 mars 2016*. [http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc\\_energie-est/documents/SECU11.pdf](http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/SECU11.pdf)

BUSTARD D., MILES M., 2011. Potential effects of an oil pipeline rupture on reach 2 of Morice river a submission to the joint review panel Enbridge Northern Gateway project. *Northwest Institute for Bioregional Research*, 100 p.

CATALLO W.J., 1993. Ecotoxicology and wetland ecosystems: current understanding and future needs. *Environmental Toxicology and Chemistry*, 12 : 2209-2224.

COMITE DE FRANCHISSEMENT DES COURS D'EAU PAR DES PIPELINES AU CANADA, 1999. Franchissement des cours d'eau, Deuxième édition. 244p.

DAVID H.F.L, BELA G.L, 2000. Groundwater and Surface Water Pollution., *CRC Press LLC*, 153 p.

DEW W.A., et al., 2015. Biological effects and toxicity of diluted bitumen and its constituents in freshwater systems. *Journal of Applied Toxicology*, DOI: 10.1002/jat.3196, 9 p.

DOHERTY V.F., OTITOLUJU A.A., 2013. Monitoring of soil and groundwater contamination following a pipeline explosion and petroleum product spillage in Ijegun, Lagos Nigeria. *Environmental Monitoring Assessment*, 185: 4159–4170.

ENVIRONMENTAL DEFENCE CANADA, 2016. Énergie Est: une menace à l'eau potable. 34p.

GOLDER ASSOCIATES, 2014. Portion à construire de l'Oléoduc Énergie Est, Évaluation de phase I des risques hydrotechniques, révision 3.

GORDON E. *et al.*, 1983. An ecological framework for environmental impact assessment in Canada. *Institute for Resource and Environmental Studies Dalhousie University and Federal Environmental Assessment Review Office*, 124 p.

GOUHIER V., 2014. Résilience des écosystèmes après un déversement d'hydrocarbures. *Essai de maîtrise professionnelle en biogéosciences de l'environnement pour l'obtention du grade de maître ès sciences (M.Sc.)*, 107 p.

GOUVERNEMENT DU QUÉBEC, 2015. Évaluation environnementale stratégique sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures et propre à Anticosti: document de consultation. 341 p.

HARVEY J., ALLARD S., 2015. Les impacts du projet oléoduc Energie-est de TransCanada dans la MRC de d'Autray. *J Harvey Consultant & Associés Inc – Écogestion*, 111 p.

HEINTZ R.A., *et al.*, 2000. Delayed Effects on Growth and Marine Survival of Pink Salmon *Oncorhynchus gorbuscha* After Exposure to Crude Oil During Embryonic Development, *Marine Ecology Progress Series*, 208: 205–216.

HESS T.J.Jr., *et al.*, 1997. The rockefeller refuge oil spill: a team approach to incident response. *International Oil Spill Conference Proceedings*, 1 : 817-821.

HOOD M. A., *et al.*, 1975. Microbial indicators of oil-rich salt marsh sediments. *Applied microbiology*, 30(6) : 982-987.

HOWARTH R.W., 1991. Comparative responses of aquatic ecosystems to toxic chemical stress. *In: Comparative Analyses of Ecosystems* pp.169-195.

INCARDONA J.P., *et al.*, 2004. Defects in Cardiac Function Precede Morphological Abnormalities in Fish Embryos Exposed to Polycyclic Aromatic Hydrocarbons. *Toxicology and Applied Pharmacology* 196: 191–205.

INSPQ, 2016. Relation entre les activités de l'industrie des hydrocarbures, la qualité de vie et la santé psychologique et sociale. 35p.

KARAMI M., 2012. Review of Corrosion Role in Gas Pipeline and Some Methods for Preventing It. *Journal of Pressure Vessel Technology*, 134(5): 501-505.

KEMP P. *et al.*, 2011. The impact of fine sediment on riverine fish. *Hydrological processes*, 25 : 1800-1821.

LA CHENELIÈRE *et al.*, 2014. Restauration des habitats du lac Saint-Pierre : un prérequis au rétablissement de la perchaude. *Le naturaliste canadien*, 138 No 2 été 2014. 50-61

LECLERC, M., 2015. Préoccupations visant la pérennité des ressources en eau superficielle de la Communauté métropolitaine de Québec en lien avec un déversement accidentel de pétrole sur le parcours de l'oléoduc Énergie Est de

TransCanada. Avis technique pour le compte de la Communauté métropolitaine de Québec. Octobre. Rapport INRS-ETE # 1643, 49 pages.

LEVESQUE L.M., DUBE M., 2007. Review of the effects of in-stream pipeline crossing construction on aquatic ecosystems and examination of Canadian methodologies for impact assessment. *Environmental Monitoring Assessment*, 132 : 395–409.

LEVY D.A., 2009. Pipelines and Salmon in Northern British Columbia. *The Pembina Institute and The Pembina Foundation*, 51 p.

MAKI A.W., 1992. Annual Review of measured risks: the environmental impacts of the Prudhoe Bay, Alaska, oil field. *Environmental Toxicology and Chemistry*, 2: 1691-1707.

MARIE A., 2011. Le transport par pipeline: aspects économiques et environnementaux. *Editions TECHNIP*, 259 p.

MARTEL N., *et al.*, 2009. Rapport d'analyse environnementale pour la première partie du projet de construction de l'oléoduc Pipeline Saint-Laurent entre Lévis et Montréal-Est sur le territoire de 28 des 32 municipalités traversées, Dossier 3211-10-12. *Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs, Service des projets en milieu terrestre de la Direction des évaluations environnementales*, 83 p.

MCKINLEY V.L., *et al.*, 1982. Effects of petroleum hydrocarbons on plant litter microbiota in an arctic lake. *Applied and environmental microbiology*, 43(1) : 129-135.

MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DE LA LUTTE CONTRE LES CHANGEMENTS CLIMATIQUES. La décontamination d'un milieu humide contaminé par des hydrocarbures, réponses aux questions posées par la Commission lors de la séance du 11 mars 2016, 15 pages.

MOSBECH A., 2002. Potential environmental impacts of oil spills in Greenland. An assessment of information status and research needs. *National Environmental Research Institute, No. 415*, 122 p.

NUGENT S., 2011. A review of trenchless watercourse crossing in Alberta with respect to species at risk. Canadian Manuscript Report of Fisheries and Aquatic Sciences 2947, 77 p.

ONÉ, Projet Énergie-Est **[en ligne]**. Disponible sur : <https://www.neb-one.gc.ca/pplctnflng/mjrpp/nrgyst/index-fra.html#s1> (Consulté le 07/07/2015).

ONÉ(2)- Archivé-chapitre 6 installation **[En ligne]**. Disponible sur : <https://www.neb-one.gc.ca/pplctnflng/mjrpp/mcknzgs/rfd/rfdv2ch6-fra.html> (Consulté le 5/05/2015).

O'ROURKE D., CONNOLLY S., 2003. Just oil? The distribution of environmental and social impacts of oil production and consumption. *Annu. Rev. Environ. Resour.*, 28 : 587–617.

PAHL J.W., *et al.*, 2003. Recovery trajectories after in situ burning of an oiled wetland in coastal Louisiana, USA. *Environmental management*, 31(2) : 236-251.

PASQUARE F.A., *et al.*, 2011. Mitigating the consequences of extreme events on strategic facilities: Evaluation of volcanic and seismic risk affecting the Caspian oil and gas pipelines in the Republic of Georgia. *Journal of Environmental Management*, 92:

1774-1782.

PETROVA E., 2011. Critical infrastructure in Russia: geographical analysis of accidents triggered by natural hazards. *Environmental Engineering and Management Journal*, 10(1) : 53-58.

POLYTECHNIQUE MONTRÉAL., 2015. Étude sur les traverses de cours d'eau dans le cadre de la construction et de l'exploitation des pipelines au Québec. 151 p.

POULIN, M., 2016. Évaluation du projet Énergie Est de TransCanada sur le territoire de la Communauté Métropolitaine de Québec en regard des milieux humides. 34 p.

REID S.M., ANDERSON P.G., 1998(a). HDD not the answer for all sensitive water crossings. Environmental effects of mud releases need further study to improve method selection and best practises. *Pipeline and Gas Industry*, 81(7) : 55-65.

RÉSEAU CANADIEN DE L'EAU, 2015. Rapport 2015 sur la fracturation hydraulique et l'eau au Canada: Les connaissances nécessaires pour soutenir au mieux la prise de décisions au Canada. 65p.

REZNEAT, M.D. 1976. Impacts of Construction Activities in Wetlands of the United States. *Environmental Protection Agency, Office of Research and Development, TerEco Corporation, Corvallis Environmental Research Laboratory*, 393 p.

ROUSSEAU A., FOSSEY M., 2016. Préoccupations et recommandations à l'égard des impacts hydrologiques sur les milieux humides touchés par le Projet d'Oléoduc Énergie Est sur le territoire de la Communauté métropolitaine de Québec, 34 p.

RUIXIA H., HUIJUN J., 2010. Permafrost and cold-region environmental problems of the oil product pipeline from Golmud to Lhasa on the Qinghai–Tibet Plateau and their mitigation. *Cold Regions Science and Technology* 64: 279–288.

SCHEVILE F., 1967. Petroleum contamination of the subsoil, a hydrological problem. In HEPPLER P., 1967. The joint problems of the oil and water industries, *Elsevier*, pp 23-53.

SECRETAN, Y., 2015. Rapport présenté à la CMQ Project Énergie-Est : Vulnérabilité et exposition de l'estuaire fluvial du St-Laurent dans la région de la CMQ. 14 p.

SEGUIN H., *et al.*, 2015. Le Saint-Laurent, artère pétrolière? Cartographie des risques et des impacts potentiels de la multiplication des projets de transport de pétrole sur les écosystèmes et l'économie du Saint-Laurent. *Fondation David Suzuki, SNAP, WWF*, 67 p.

SHI P., *et al.*, 2014. Assessment of Ecological and Human Health Risks of Heavy Metal Contamination in Agriculture Soils Disturbed by Pipeline Construction. *International Journal of Environmental Research and Public Health*, 11 : 2504-2520.

SWIFT A., *et al.*, 2011. Tar Sands Pipelines Safety Risks. *Natural Resources Defense Council*, 16 p.

SYMCRAU (Syndicat Mixte de Gestion de la Nappe Phréatique de la Crau). L'affaire SPSE : le Sycmrau fait appel **[en ligne]**. Disponible sur : [http://symcrau.com/index.php?option=com\\_content&view=article&id=126:l-affaire-spse&catid=35:les-](http://symcrau.com/index.php?option=com_content&view=article&id=126:l-affaire-spse&catid=35:les-)



[nouvelles&Itemid=171](#)(Consulté le 08/02/2014).

TRANSCANADA, Oléoduc Énergie-Est - Dépôt réglementaire **[En ligne]**. Disponible sur : <http://www.oleoducenergieest.com/depot-reglementaire/> (Consulté le 01/07/2015).

VAN HINTE T. *et al.*, 2007. Evaluation of the assessment process for major projects: a case study of oil and gas pipelines in Canada. *Impact Assessment and Project Appraisal*, 25(2) : 123-137.

VINCENT-GENOD J., 1980. Le Transport des hydrocarbures liquides et gazeux par canalisation. *Editions TECHNIP*, 69 p.

WILLIAMS T., 2012. Les oléoducs : considérations environnementales. *Bibliothèque du parlement du Canada, En Bref*, n°2012-37-F, 11 p.

WOOD P.J., ARMITAGE P.D., 1997. Biological effects of fine sediment in the lotic environment. *Environmental management*, 21(2) : 203-217.

YANG S., *et al.*, 2014. Crude Oil Treatment Leads to Shift of Bacterial Communities in Soils from the Deep Active Layer and Upper Permafrost along the China-Russia Crude Oil Pipeline Route. *PLoS ONE*, 9(5): e96552.

LAPOINTE M., S. Driscoll, N. Bergeron, Y. Secretan et M. Leclerc (1998). Response of the Ha ! Ha ! River to the flood of July 1996 in the Saguenay Region of Quebec: Large-Scale Avulsion in a River Valley. *Water Resources research*. 34(9): 2383-2392

INRS-EAU (1997). Simulation hydrodynamique et bilan sédimentaire des rivières Chicoutimi et des Ha ! Ha ! lors des crues exceptionnelles de juillet 1996. Rapport INRS-Eau No. R487. Travaux réalisés pour le compte de la Commission scientifique et technique sur la gestion des barrages. 207 p.