



Mémoire de Greenpeace

ENQUÊTE ET AUDIENCE PUBLIQUE SUR LE PROJET D'OLÉODUC ÉNERGIE EST DE TRANSCANADA

Présenté au

**Bureau d'Audiences Publiques sur
l'Environnement**

20 avril 2016

TABLE DES MATIÈRES

Table des matières.....	1
Présentation de Greenpeace.....	5
Résumé du mémoire.....	6
Introduction	25
1 Énergie-Est est incompatible avec un environnement sain.....	26
1.1 Des risques de déversements trop importants.....	26
1.1.1 Nombreux déversements au Canada	26
1.1.2 TransCanada a le « pire » historique de déversements dans l'industrie canadienne	27
1.1.3 Des révélations sur TransCanada renforcent la surveillance des régulateurs	29
1.2 Des déversements aux conséquences désastreuses	32
1.2.1 Menace pour l'eau potable de plus de trois millions de Québécois-es.....	32
1.2.2 Impacts sur les écosystèmes.....	39
1.2.3 Le Saint-Laurent à risque.....	42
1.2.4 Distance d'évacuation en cas de déversement, incendie, rupture, etc.	47
1.2.5 Impacts économiques.....	48
1.2.6 Difficultés et coûts du nettoyage	48
1.2.7 Impacts sur l'industrie récréotouristique et la qualité de vie.....	51
1.2.8 Impacts sur la pêche et l'agriculture	52
1.2.9 Impacts sur Hydro-Québec et l'alimentation électrique	53
1.2.10 Impacts sur la valeur foncière	54
1.3 Une détection des fuites déficiente	54
1.3.1 Seulement 17% des fuites identifiées via les salles de contrôle.....	59

1.3.2	Des fuites de 1,5% non détectées.....	61
1.3.3	Pas de système externe pour la détection des fuites.....	62
1.3.4	Le dilbit peut rendre la détection plus ardue.....	63
1.3.5	Longs délais pour la fermeture des vannes.....	64
1.4	Importantes difficultés associées au nettoyage.....	67
1.4.1	Déversement en hiver et en présence de glace.....	67
1.4.2	Capacités de récupération Limitée.....	70
1.4.3	La science et l'expérience de Kalamazoo montre que le bitume dilué coule... 71	
1.5	Les oléoducs neufs ne sont pas plus sécuritaires	74
1.5.1	Fuite de Keystone en date d'avril 2016	77
1.5.2	Risques de corrosion	78
1.6	Autres facteurs de risque	79
1.6.1	Présence de bitume dilué.....	79
1.6.2	Des mesures d'urgence à revoir en raison du dilbit.....	81
1.6.3	Traversées de cours d'eau	83
1.6.4	Risques naturels - Glissements de terrain.....	85
1.6.5	Risques de terrorisme/vandalisme	85
1.6.6	Proximité des barrages	86
2	Énergie-Est est incompatible avec une économie saine.....	87
2.1	L'exportation de pétrole américain.....	87
2.1.1	Bénéfices plus qu'incertains pour le Québec.....	88
2.1.2	Bénéfices ou déficits pour les municipalités?	90
2.2	Un pipeline voué à l'exportation	91
2.2.1	Énergie Est n'empêchera pas l'importation de pétrole d'outre-mer	92
2.2.2	Menace de l'exportation à partir de ports du Québec	93

2.2.3	Des bénéfices insuffisants	95
3	Énergie Est : incompatible avec les objectifs climatiques du Québec et du Canada	96
3.1	Changements climatiques : contexte.....	96
3.1.1	Retour sur l'accord de paris.....	96
3.1.2	Le rôle du Canada	100
3.1.3	Limitier le réchauffement à 1,5/2°C et viser 100% Énergies renouvelables en 2050	101
3.2	85% des réserves de sables bitumineux doivent rester sous terre	106
3.3	Contribution d'Énergie Est aux changements climatiques et coût pour la société.....	108
3.3.1	Augmentation des GES en amont du pipeline	109
3.3.2	Augmentation des GES en aval du pipeline	111
3.3.3	Sables bitumineux et changements climatiques	112
3.4	Le Québec doit être cohérent dans la lutte aux changements climatiques.....	116
3.5	Les projets de pipelines ne se sont pas une solution au transport de pétrole brut par train.....	117
3.6	Les hypothèses erronées du rapport Navius : pourquoi Énergie Est ne peut être remplacé par le transport ferroviaire	118
4	Énergie Est n'est pas socialement acceptable	129
4.1	Opposition au sein de la population.....	129
4.1.1	Une majorité de Québécois opposée à Énergie Est.....	129
4.1.2	Les Québécois appui la protection du climat et le développement des énergies vertes	129
4.2	Opposition au sein des municipalités	132
4.2.1	Opposition à un terminal d'exportation du pétrole au Québec	133
4.3	Opposition au sein des Premières Nations.....	134
4.4	Opposition aux projets de pipeline bitumineux en Amérique du Nord et dans le monde.....	136
5	Conclusion	138

6	Annexes	139
	Annexe 1 : Historique de temps de réponse de TransCanada pour la fermeture des vannes...	139
	Annexe 2 : Modélisations de TransCanada pour un déversement dans la rivière des outaouais	141
	Annexe 3: Augmentation du trafic de pétroliers sur le Fleuve	143
	Annexe 4 : Évacuation en cas de déversement	145
	Annexe 5 : « Dilbit » : Lacunes des connaissances	146

PRÉSENTATION DE GREENPEACE

Greenpeace est une organisation indépendante qui expose de façon créative, mais toujours non-violente, les problèmes environnementaux à l'échelle planétaire afin d'astreindre les parties prenantes à prendre des résolutions essentielles pour un futur écologique et pacifique.

L'objectif fondamental de Greenpeace est de s'assurer que la terre puisse soutenir la vie dans toute sa diversité. Par conséquent, Greenpeace cherche à:

- Protéger la biodiversité sous toutes ses formes;
- Empêcher la pollution et l'exploitation abusive des océans, des terres, de l'air et de l'eau douce de la planète;
- Mettre fin à la menace nucléaire;
- Promouvoir la paix, le désarmement mondial, ainsi que la non-violence.

Greenpeace ne sollicite et n'accepte aucune aide financière provenant de gouvernements, d'entreprises ou de partis politiques. Nous refusons aussi toute aide qui pourrait compromettre notre indépendance ou influencer nos objectifs. Toutes nos campagnes sont financées grâce à la générosité individuelle de nos membres et de différentes fondations. Greenpeace est l'un des organismes environnementaux les plus efficaces au monde. Nous allons directement au cœur du problème, affrontant les pollueurs et négociant des solutions chaque jour, dans le monde entier. Grâce au précieux appui de nos membres, nous menons des actions à toutes sortes de niveaux. Certains de nos gestes sont très médiatisés, d'autres sont plus discrets. Nous confrontons les gouvernements et les pollueurs jusque dans les salles de réunion des actionnaires, dans la rue, sur les mers, tous les jours.

Fondée à Vancouver en 1971, Greenpeace est active dans plus de 50 pays et est à l'œuvre sur tous les continents. Le siège social de Greenpeace se trouve à Amsterdam. L'organisation compte plus de 89 000 donateurs au pays, dont plus de 40 000 au Québec. À l'échelle internationale, ce sont 2,9 millions de membres qui appuient Greenpeace. Dans un monde où la construction en Chine a des répercussions sur la santé des forêts pluviales du Congo, Greenpeace mène des campagnes à l'échelle internationale en demeurant parfaitement informée des marchés mondiaux, des ententes internationales et des tendances globales. Greenpeace a été nominée pour le Prix Nobel de la Paix et possède le statut d'observateur auprès des Nations Unies.

Greenpeace International orchestre la direction internationale de l'organisation, gère la flotte de bateaux et coordonne les campagnes internationales. Tous les bureaux nationaux font partie de Greenpeace International, mais chacun conserve son identité propre et peut définir ses campagnes et ses priorités d'action. Greenpeace au Canada est présente à Montréal, Ottawa, Edmonton, Toronto et Vancouver.

Coordonnées générales

454, avenue Laurier Est, Montréal (Québec) H2J 1E7
514 933-0021
greenpeace.ca

RÉSUMÉ DU MÉMOIRE

Note aux lecteurs : les références se trouvent dans le mémoire complet.

S'il est construit, Énergie Est deviendrait le pipeline pétrolier le plus long et ayant la plus grande capacité de transport en Amérique du Nord. Il dépasserait de loin la capacité de Keystone XL (830 000 b/j), qui a récemment été rejeté par le président Barack Obama aux États-Unis.

À la lumière de la littérature et des prévisions scientifiques disponibles, ainsi que des expériences passées, Greenpeace rejette en bloc le projet Énergie Est de TransCanada. Ce projet de pipeline est incompatible avec une économie saine: il présente d'importants risques de déversements en contrepartie d'infimes bénéfices, aggrave les impacts des changements climatiques et ne passe pas le test de l'acceptabilité sociale.

Énergie Est serait incompatible avec la lutte climatique

- Si rien n'est fait et que les émissions de GES continuent de suivre leur courbe d'augmentation actuelle, nous nous dirigeons droit vers une hausse d'environ 2,7°C des températures globales d'ici au siècle prochain, soit beaucoup plus que les cibles de 1,5°C ou 2°C visés par l'Accord de Paris, qui aurait des conséquences dramatiques
- Selon le GIEC, le « budget carbone » maximal que nous avons pour limiter le réchauffement à 2 degrés Celsius est: pour avoir 2 chances sur 3 (66%) de respecter ce seuil, un maximum 1 000GtCO₂ (à partir de 2011) peut être émis. Pour sa part, le budget carbone pour avoir une chance raisonnable de limiter le réchauffement à 1,5° (avec 2 chances sur 3, ou 66%) nous dit qu'on ne peut émettre plus de 400GtCO₂ (à partir de 2011).
- Au rythme actuel des émissions, le budget carbone pour limiter le réchauffement à 1,5 degrés Celsius serait épuisé d'ici moins de six ans.
- L'Agence internationale de l'énergie (AIE) estime que si des actions ne sont pas prises pour réduire les émissions avant 2017, il y aura suffisamment d'infrastructures (par exemple des centrales thermiques et des installations pétrolières) pour faire en sorte que la planète se réchauffe de plus de 2°C. Tout récemment, des chercheurs de l'université d'Oxford ont publié une étude (à paraître dans le Applied Energy journal) dont les conclusions vont dans le même sens.
- Le GIEC montre que les émissions totales de gaz à effet de serre doivent rapidement être ramenées à zéro peu après 2050 et devenir négative par la suite.
- Limiter le réchauffement à moins de 1,5°C exigera une réduction des émissions mondiales de gaz à effet de serre de 70-95 % par rapport aux niveaux de 2010 en

2050 et es émissions totales de gaz à effet de serre doivent être nulles au niveau mondial entre 2060-2080.

- Les émissions de CO₂ provenant de l'énergie et l'industrie doivent être globalement nulle autour de 2050 pour espérer limiter le réchauffement à 1,5°C. La décarbonisation complète d'ici 2050 est donc nécessaire pour limiter le réchauffement à 1,5 ° C
- Selon une étude parue dans la revue *Nature*, 85% des réserves de sables bitumineux du Canada devront rester sous terre pour que le Canada fasse sa juste part pour limiter le réchauffement à 2°C.
- La production d'un baril de pétrole provenant des sables bitumineux émet de 3,2 à 4,5 fois plus de gaz à effet de serre que la production du pétrole conventionnel produit au Canada ou aux États-Unis.
- En moyenne, les émissions de GES du puits à la roue sont de 14 % à 20 % plus élevées pour les bruts de pétrole bitumineux canadiens que pour la moyenne pondérée des carburants de transport vendus ou distribués aux États-Unis.
- 100 scientifiques (incluant 12 membres de la Société Royale du Canada, 22 membres de l'Académie Nationale des Sciences des États-Unis, 5 récipiendaires de l'Ordre du Canada, et un lauréat du prix Nobel) ont demandé un moratoire sur l'expansion des sables bitumineux. Selon eux, « aucun nouveau projet d'exploitation ou infrastructure associée ne devrait être déployé à moins d'être accompagné d'un plan cohérent, garantissant la réduction de nos émissions de GES, la protection de la biodiversité et de la santé humaine, ainsi que les droits des peuples autochtones ».
- Plus de 30 chercheurs universitaires des *Dialogues pour un Canada vert* ont également écrit aux Premiers ministres canadiens au sujet de l'expansion de la production de pétrole des sables bitumineux et du projet de pipeline Énergie Est.
- L'*Environmental Protection Agency* (EPA) a conclu que la construction du projet de pipeline Keystone XL de TransCanada aux États-Unis entraînerait une hausse significative des émissions de GES et le Président Obama a rejeté ce projet.
- Les nouveaux projets d'extraction des sables bitumineux ne seront rentables et iront de l'avant, que si les investisseurs savent qu'ils peuvent compter sur des capacités de transport fiables et économiques.
- Dans un contexte où le prix du baril est faible et sachant que le coût du transport d'un baril de brut par train est en moyenne deux fois plus élevé que celui du transport par pipeline, l'accès à des capacités de transport abordables via pipeline est déterminant pour la rentabilité des nouveaux projets d'extraction.
- La mise en service d'Énergie Est avec une capacité d'acheminer de 1,1 M b/j vers les marchés internationaux est une composante essentielle du plan de croissance de l'industrie des sables bitumineux, surtout que les pipelines Keystone XL et Northern Gateway ont été rejeté par les autorités et que le pipeline Trans Mountain Expansion de Kinder Morgan pourrait l'être également.

- Dépendant de la proportion du pipeline qui serait alimentée par des produits des sables bitumineux, on considère qu'Énergie Est permettrait à l'industrie de produire de 650 000 à 751 000 barils supplémentaires de pétrole issu des sables bitumineux par jour.
- Énergie Est entraînerait une augmentation de la production des sables bitumineux de l'ordre de 34 à 39%. Cette seule hausse de production se traduirait par une hausse des émissions de GES de 29,8 à 32,3 millions de tonnes (Mt) par année au Canada.
- La production de pétrole supplémentaire pour alimenter le pipeline Énergie Est aurait un impact climatique équivalent à l'ajout de 7,5 à 8,1 millions de voitures sur les routes du Canada.
- Selon une recherche publiée dans la revue Nature, si le Département d'État américain avait pris en compte les impacts de Keystone XL sur le marché international du pétrole et sur la hausse de consommation globale de pétrole, ils auraient conclu à un impact climatique jusqu'à quatre fois plus important que celui qu'ils ont estimé.
- Si on transpose les calculs pour Keystone XL à un pipeline d'une capacité de 1,1 M b/j comme Énergie Est, on arriverait à une hausse des émissions de GES qui serait supérieure à 110 Mt d'éq-CO₂, ce qui est davantage que les émissions totales du Québec.
- L'industrie des sables bitumineux constitue la source d'émissions de gaz à effet de serre (GES) ayant la croissance la plus rapide au pays. Il s'agit de la principale raison expliquant que le Canada n'atteindra pas ses cibles de réduction d'ici 2020 et 2030.
- Selon Environnement Canada, l'industrie des sables bitumineux, qui générerait 34 millions de tonnes d'équivalent CO₂ (Mt d'éq-CO₂) par année en 2005, atteindra 103 Mt d'émissions annuelles en 2020, soit un ajout de 69 Mt d'éq-CO₂ au bilan canadien.
- Les émissions de GES au pays pourraient même augmenter considérablement d'ici 2030 et le Canada serait loin de sa cible de réduction des GES pour cette année.
- TransCanada et les pétrolières minimise-estime les émissions de GES de la production des sables bitumineux. Malgré une amélioration depuis 1990, depuis 2004, l'intensité des émissions attribuables à l'exploitation des sables bitumineux est demeurée relativement fixe.
- Le Québec a comme cible de réduire ses émissions de 20% sous le niveau de 1990 d'ici 2020, de 37,5% d'ici 2030 et de 80 à 95% d'ici 2050. Le Québec avait atteint en 2012 une diminution de 8%. Accepter Énergie Est reviendrait pratiquement à annuler tous ces efforts.

Énergie Est ne réglerait pas la question du transport du pétrole par trains

- Un argument récurrent en faveur des projets de pipelines est que ceux-ci sont préférables au transport par train parce qu'ils sont plus sécuritaires. "N'en déplaise à TransCanada, le transport du pétrole par pipeline n'est ni plus, ni moins sécuritaire que le transport par train, a affirmé le Bureau de la sécurité des transports (BST)".
- Selon l'Agence internationale de l'énergie, les accidents impliquant des trains sont plus nombreux que ceux impliquant les pipelines, mais les pipelines déversent trois fois plus de pétrole par année que les trains.
- Si la mise en service d'Énergie Est permettrait assurément que des quantités beaucoup plus importantes de pétrole brut traversent le Québec, elle n'assurerait en rien que des trains chargés d'hydrocarbures cessent de traverser le Québec.
- Les compagnies pétrolières veulent à tout prix que leur pétrole rejoigne les marchés internationaux et si le faire par train est rentable, elles le feront.
- Le coût du transport d'un baril de pétrole est en moyenne deux fois plus élevé que celui du transport par pipeline, ce qui rend la rentabilité de ce mode de transport beaucoup plus vulnérable au prix de vente du baril de pétrole et aux coûts de production de chaque baril.
- Plusieurs raisons permettent d'affirmer que les estimations de Navius Research concernant les émissions de GES d'Énergie Est sont très discutables.
- Navius prédit que le transport de brut par chemin de fer augmentera à 2,4 millions de barils par jour d'ici 2035. Or, l'institut Pembina remet en cause le caractère raisonnable de la prédiction d'une augmentation massive du transport du pétrole par train étant donné le faible niveau de transport de brut par chemin de fer depuis l'Ouest du pays au cours des dernières années.
- Les dernières prédictions de l'industrie concernant le transport de brut par chemin de fer ont tendance à surestimer la croissance de l'utilisation de ce mode de transport.
- Bien que l'ACPP ait été optimiste dans ses prédictions pour 2014 en affirmant que le transport de brut par chemin de fer allait grimper à environ 700 000 bjp avant 2016, l'Office national de l'énergie (ONÉ) indique que le volume total de brut transporté par chemin de fer (intérieur et exporté combinés) était de 173 000 bjp seulement en 2015 soit une baisse de 12 % par rapport à 2014.
- Si 173 000 barils de pétrole brut par jour ont été transportés par voie ferrée en 2015, il faudrait multiplier l'utilisation de ce mode de transport par 14 pour que la prédiction (2,4 millions de barils par jour d'ici 2035) de Navius se concrétise.
- L'institut Pembina critique l'opinion exposée par Navius Research dans son rapport selon laquelle la capacité de chargement ferroviaire de pétrole brut dans l'Ouest

canadien augmenterait rapidement, ce qui permettrait de transporter une plus grande quantité de pétrole brut sans utiliser de pipelines.

- L'institut Pembina critique le fait que l'étude de Navius soit fondée sur des prix du pétrole qui ne reflètent pas la tendance à la baisse des prix.
- Navius Research a indiqué elle-même que les émissions de GES d'Énergie Est pourraient en fait être plus importantes que celles dont elle fait état dans sa première étude pour la Commission de l'énergie de l'Ontario, si les prix du pétrole augmentaient « légèrement ».
- En octobre 2015, Oil Change International a réalisé une étude dont la conclusion était que le transport de brut par chemin de fer « n'était pas une option assez viable pour que les producteurs investissent des milliards de dollars dans de nouveaux projets de production de sables bitumineux ».
- Dans l'Est du pays, les capacités de déchargement de wagons-citernes de pétrole brut dans les raffineries et dans d'autres installations sont plutôt limitées à l'heure actuelle, avec environ 321 000 bpj, nous sommes loin de la capacité requise pour décharger les 1,1 million de barils par jour que prévoit transporter Énergie Est.
- Il est clair que de tout le pétrole brut chargé dans l'Ouest canadien, seulement une petite partie, est susceptible d'être destinée aux provinces de l'Est, car la principale destination du bitume dilué des sables bitumineux de l'Alberta sera le golfe du Mexique.
- Lorsque l'écart de prix diminuera entre le pétrole brut de l'Ouest canadien et celui d'autres provenances auxquels les raffineries de l'Est ont accès, comme ce fut le cas au cours des derniers mois, les raffineries prendront les décisions les plus rentables et pourraient décider d'acheter du pétrole brut arrivant de l'autre côté de l'Atlantique ou du golfe du Mexique par navire pétrolier.
- En août dernier, Irving a déclaré qu'elle avait cessé d'importer du pétrole brut transporté par voie ferrée depuis Bakken aux États-Unis afin de se procurer du brut moins coûteux auprès de fournisseurs outremer. En fait, Irving a affirmé qu'elle continuerait de s'approvisionner auprès de fournisseurs étrangers, même si le pipeline d'Énergie Est lui donnait accès au pétrole brut de l'Ouest canadien.
- Plusieurs expéditeurs se partagent les lignes ferroviaires sur lesquelles le pétrole brut fait concurrence à d'autres marchandises.

Énergie Est poserait des risques trop importants et TransCanada a le « pire » historique de déversements au sein de l'industrie canadienne

- Selon les rapports publiés par TransCanada, entre 2010 et 2014 au Canada, 147 déversements de pétrole brut ont été signalés par TransCanada pour un total de 4189 litres.

- Selon les données de l'ONÉ, 17 des 45 plus importantes fuites de gaz et de pétrole liés à des pipelines de juridiction fédérale au Canada sont issues des infrastructures de TransCanada ou de sa filiale Nova Gas Transmission Ltd .
- Dans les six dernières années, TransCanada a connu huit ruptures complètes sur son réseau de 39 880 km de pipelines.
- La CBC a obtenu en vertu de la Loi d'accès à l'information, un rapport de l'ONÉ datant de 2011 concernant l'explosion d'un pipeline de TransCanada en Alberta. Ce rapport rend compte d'une gestion « inefficace » de la part de TransCanada et d'inspections « inadéquates » ayant mené à l'explosion de son... La section du pipeline qui a explosé avait atteint un taux de corrosion de 95%.
- En mai 2012, Evan Vokes, un ingénieur et ancien employé chez TransCanada, a déposé une plainte auprès de l'Office national de l'énergie (ONÉ) accusant la pétrolière de ne pas se conformer aux règlements sécuritaires des pipelines. L'une des plaintes déposées à l'ONÉ concerne les mauvaises soudures d'une canalisation appartenant à la filiale NOVA Gas Transmission de TransCanada. En octobre 2013, une importante rupture suivie d'une explosion s'est produite sur le pipeline dénoncé par M. Vokes pour non-conformité auprès de l'ONÉ.
- M. Vokes a également témoigné devant un comité sénatorial au Parlement en juin 2013 pour exprimer ses inquiétudes lors d'une étude du Sénat concernant la sécurité des pipelines. Il conclut ainsi:
 - « Pour terminer, je tiens à répéter que TransCanada [...] a une culture de non-conformité et des pratiques opérationnelles bien incrustées qui font fi des règlements et des codes exigés par la loi. Ce que j'ai documenté de l'industrie des pipelines montre que le mélange des intérêts politiques et commerciaux s'est traduit par une prétention publique factice alléguant des pratiques industrielles exceptionnelles alors que la réalité est que l'industrie peine à se conformer au code et aux règlements, opérant plutôt en fonction des risques, sans contrainte ni responsabilisation. »
- À la suite des révélations de l'ingénieur, une vérification menée par l'ONÉ en 2012 et 2013 confirme un nombre de lacunes touchant les pratiques sécuritaires de TransCanada au niveau des pipelines. Le rapport indique :
 - « L'Office conclut par ailleurs que TransCanada n'est pas conforme pour les quatre sous-éléments suivants de l'audit : détermination des dangers et évaluation et maîtrise des risques; contrôle opérationnel - perturbations ou conditions anormales; inspection, mesure et surveillance; revue de la direction. »
- Plus récemment, la Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration (PHMSA) a envoyé un avis à TransCanada concernant dix violations sérieuses relatives à la sécurité du pipeline Keystone aux États-Unis et a également imposé des sanctions sous la forme d'amendes.
- L'avis de la PHMSA, envoyé en novembre 2015, indique par ailleurs que TransCanada avait « opéré son système de protection cathodique sur le pipeline Keystone à un niveau sécuritaire moins élevé que celui recommandé... », ce qui a conduit à la perte en métal due à la corrosion sur le pipeline qui a causé quatre

défauts de plus de 60% en profondeur. Deux conclusions, en particulier, montrent la gravité des problèmes sécuritaires entourant le pipeline Keystone :

- « L'anomalie profonde de 97% a rendu l'épaisseur de la paroi restante à 0.0120 po, ce qui représente moins d'un 1/64 pouce. »
- « TransCanada n'a pas réussi à corriger dans un délai raisonnable les défauts en matière de protection cathodique qui ont été retrouvés dans 62 endroits. Les dossiers de TransCanada révèlent que des défauts n'ont pas été corrigés pendant plusieurs années. »
- TransCanada fait actuellement l'objet d'une enquête par l'ONÉ depuis mars 2015 à la suite de nouvelles allégations concernant une douzaine d'infractions au code de la sécurité d'un de ces pipelines de gaz naturel.
- Selon le rapport produit par Savaria Experts Environnement pour la Communauté métropolitaine de Montréal (CMM), un déversement d'une durée de 60 minutes pourrait laisser s'échapper jusqu'à 16,4 millions de litres de produit pétrolier.
- Au Québec seulement, le pipeline traverserait plus de 800 plans d'eau et mettrait à risque l'eau potable de 3 213 788 personnes.
- Les conséquences d'un déversement s'étaleraient sur une très longue période, puisque le pétrole brut transporté, particulièrement le bitume dilué, est difficile à nettoyer et très persistant dans l'environnement (voir la section 1.4).
- Pour déversement dans la rivière des Outaouais ce seraient 26 prises d'eau de la région de Montréal qui seraient atteintes en quelques heures.
- Dans le cas de la traversée de la rivière des Outaouais, le volume total du scénario du pire cas serait de 17 727 barils. Or, TransCanada ne fournit pas cette information dans ses scénarios présentés pour cette rivière, TransCanada modélise plutôt pour des déversements de 10 000 barils maximum, ce qui est nettement inférieur au pire cas.
- Dans l'étude Projet Énergie-Est : vulnérabilité et exposition de l'estuaire fluvial du St-Laurent dans la région de la CMQ, l'auteur a modélisé le panache qui résulterait d'un éventuel déversement dans la rivière Chaudière, située à quelques kilomètres à l'ouest de la rivière Etchemin, et a conclu que le panache s'étendrait le long des rives sud et nord du fleuve, y compris sur la rive nord de l'île d'Orléans
- La modélisation effectuée par Oléoduc Énergie Est pour le scénario du pire cas a été réalisée sur une période de dix jours. Cette modélisation du fleuve à partir de la rivière Etchemin montre que pour cette durée, la contamination affecte uniquement la rive sud et quelques îles situées dans le chenal du Saint-Laurent. Si la modélisation est réalisée sur une période de 21 jours (comme celle de l'auteur de l'étude mentionnée dans la question ci-dessus), certaines rives de la rive nord pourraient être touchées.
- 348 km de rives seraient affectées par un déversement dans la rivière Etchemin.
- Le scénario de déversement le plus défavorable pour la rivière des Outaouais se base sur le débit moyen du mois d'avril (3510 m³/s au Barrage du Carillon) censé représenter le débit le plus rapide. Or, dans la semaine du 04 avril 2016 au 10 avril 2016, le débit moyen de la rivière des Outaouais au Carillon était de 5 190 m³/s, soit déjà supérieur au débit maximal de 3510 m³/s utilisé par TransCanada dans son scénario de déversement le plus défavorable. Le débit maximal enregistré pour la

Rivière des Outaouais est de 9230 m³/s, soit un débit 162% supérieur aux données présentées par TransCanada.

- Le pipeline passerait au-dessus de nombreuses zones de recharge de l'aquifère rocheux, dont certaines sont considérées comme principales dans la région de Montréal ce qui serait potentiellement catastrophique en cas de déversement. À notre connaissance, le promoteur n'a pas fourni de carte permettant d'identifier l'ensemble des zones de recharge de l'aquifère rocheux qui seraient à risque au Québec.
- *L'Évaluation environnementale stratégique (EES) globale sur les hydrocarbures*, effectuée à la demande du gouvernement du Québec, compare un déversement dans le golfe du Saint-Laurent à celui d'Exxon Valdez en Alaska en raison des écosystèmes et de caractéristiques semblables. Les espèces du Saint-Laurent seraient affectées, que ce soit la végétation, les algues, les invertébrés, les poissons, les oiseaux ou les mammifères.
- les aires naturelles désignées affectées par le déversement d'Exxon Mobil étaient encore « en rétablissement » en 2014, soit 25 ans après le déversement, alors que certaines espèces aquatiques, telles que les épaulards, étaient toujours considérées comme n'étant « pas en rétablissement »
- À notre connaissance, le promoteur n'a pas documenté l'ensemble des risques pour le Québec. À l'échelle de Montréal, nous avons identifié quelques risques importants en raison de la présence de zones de recharge des eaux et les milieux humides. Il est inacceptable pour les populations de devoir se prononcer sur un projet alors qu'elle ne possède pas l'information complète sur les risques parce que le promoteur n'a pas fourni d'information ou même de cartes montrant les risques en cas de déversement pour l'ensemble du tracé sur le territoire québécois.
- Selon un rapport commandé par le fédéral, dans le cas d'un déversement dans le fleuve provenant d'un navire pétrolier, seulement de 5 à 20 % des hydrocarbures pourraient être récupérés"Malgré l'opposition des Québécois(es) à l'idée d'un nouveau port d'exportation, TransCanada a affirmé chercher à exporter 270 000 barils par jour de pétrole à partir du Québec après s'être fait questionner sur ses véritables intentions.
- Il faudrait environ 115 pétroliers par an pour exporter 270 000 bpj, soit 45 pétroliers Suezmax et 70 pétroliers AFRama. Ce nombre pourrait être plus élevé.
- Nous assisterions à une augmentation du trafic maritime sur le Saint-Laurent en raison du pipeline Énergie Est.
- Selon TransCanada, aucune études ne fait mention d'impacts sur la population dans l'événement de Kalamazoo. Or, le rapport *Acute Health Effects of the Enbridge Oil Spill November 2010* du Division of Environmental Health Michigan Department of Community Health concluait que 320 personnes ont subi ces symptômes et quarante-cinq maisons ont dû être évacuées.
- De la même manière, de nombreux citoyens se sont plaints de nausées, de difficultés respiratoires et de maux de tête suite à la fuite de dilbit survenue à Mayflower en

Arkansas en mars 2013 Immédiatement après l'événement, les vapeurs du pétrole déversé ont exigé l'évacuation d'au moins 20 maisons situées à proximité.

- Le bitume dilué peut s'évaporer plus rapidement, sur une plus courte période et en plus grande quantité que le pétrole lourd conventionnel qui ne contient pas de diluant.
- Alors qu'Enbridge prévoit jusqu'à une distance de 1,6 km, TransCanada prévoit une distance d'isolement de « 300 mètres dans le cas d'un grand déversement et de 800 mètres dans le cas d'un incendie ». TransCanada a procédé à l'analyse des probabilités de "perte de confinement", d'incendie ou d'explosion sur le pipeline et aux stations de pompage à partir de la fréquence de ces événements dans l'industrie. Puisque les fréquences obtenues étaient considérées comme faibles par TransCanada, elles les a considérées comme étant "inférieure à ce qui a été jugé plausible". De ce fait, aucune évaluation des risques des impacts de tels événements ne sera faite par le promoteur!
- TransCanada évalue à environ 600 millions de dollars les coûts liés à son pire scénario de déversement dans la rivière Etchemin. En comparaison, pour la rivière Kalamazoo, les travaux de nettoyage se sont échelonnés sur plus de quatre ans pour une facture de 1,21 milliards de dollars américains.
- Selon une étude par The Goodman Group, les coûts associés à un déversement de ce pipeline qui passe à proximité de grandes populations pourraient plutôt aller jusqu'à 10 milliards
- La loi canadienne prévoit une limite de responsabilité des compagnies de pipelines de 1 milliard de dollars si on ne peut prouver qu'un déversement est attribuable à leur faute ou leur négligence
- Pour nettoyer un déversement de pétrole lourd qui serait causé par un pipeline d'Énergie Est, on parle d'horizons de deux à cinq ans, et peut-être même dix ans, dépendamment du type de contaminant et de la profondeur de la nappe et du type de géologie qui est affecté.
- Un déversement dans la rivière des Outaouais se propageant dans les cours d'eau de la région de Montréal et affectant par exemple la plage d'Oka aurait un impact négatif à long terme sur l'environnement et sur la perception des gens des zones touchées et extérieures, réduisant ainsi les revenus de l'industrie récréotouristique sur une longue période et affectant la qualité de vie des gens. Il en va de même pour toutes les régions dont l'image et les activités pourraient être affectées par un éventuel déversement.
- Le projet Énergie Est pose également des risques pour le tourisme lié au fleuve Saint-Laurent, un secteur économique important au Québec. Il génère annuellement 500 millions de dollars et fournit des milliers d'emplois. Un déversement dans le Saint-Laurent pourrait s'avérer dramatique pour l'industrie du tourisme et affecter des écosystèmes ayant une importante valeur économique.

- La pêche est un secteur économique déjà fragilisé par la baisse des stocks de poisson. L'éventualité d'une contamination du Saint-Laurent pourrait donner un coup dur à cette industrie au Québec
- En cas de déversement, les perturbations économiques pourraient être aggravées par une panne de courant simultanée. En effet, le tracé d'Énergie-Est longe les lignes électriques d'Hydro-Québec sur une distance de 710 km.
- Hydro-Québec Transport estime que ce projet pourrait ainsi limiter et affecter l'exploitabilité, la maintenance et la croissance de son réseau électrique.
- La contamination de l'environnement affecte aussi la valeur marchande des propriétés qui s'y trouvent. Dans le cas de Kalamazoo, les propriétés directement affectées ont perdu de 10 à 40 % de leur valeur et celles situées dans les environs, de 5 à 8 %.
- Des 1421 événements qui se sont produits entre 2004 et février 2016, 412 concernaient des déversements ou fuites d'oléoducs et gazoducs de la compagnie TransCanada. 117 d'entre eux ont eu lieu sur la portion canadienne du pipeline de pétrole brut Keystone.
- Pendant le BAPE, TransCanada a déposé un document préparé à l'interne sur l'historique des déversements du pipeline Keystone rapportant un nombre plus élevé de déversements sur la portion canadienne de Keystone, soit un total de 148 déversements entre 2010 et 2015
- Les données du BST de 2004 à aujourd'hui présentent seulement 130 événements au total pour Keystone (117 avec déversements et 13 sans déversements mais avec plutôt d'autres types de problèmes). Pourquoi TransCanada a seulement rapporté au BST 130 déversements sur les 148 mentionnés dans leur rapport interne?
- TransCanada continue d'affirmer que les déversements du pipeline Keystone ont eu lieu aux stations de pompage plutôt qu'à même le pipeline. En revanche, les données du BST dressent un autre portrait. Elles indiquent précisément que **18** déversements ont eu lieu directement sur le pipeline Keystone au Canada, un chiffre bien plus élevé que zéro.
- Le portrait est encore plus grave lorsque l'on considère les déversements sur l'ensemble des pipelines de TransCanada : les données du BST indiquent que **113** (soit 27 %) des 412 déversements et fuites survenus sur les pipelines de TransCanada depuis 2004 se sont effectivement produits au niveau des pipelines plutôt que sur des infrastructures connexes,
- Le système de télésurveillance *Supervisory Control And Data Acquisition*
- (SCADA), en combinaison avec d'autres technologies de détection de fuites, n'a pu repérer que 58 des 412 déversements par TransCanada, de 2004 à aujourd'hui, soit environ 14 %.
- Ce chiffre correspond approximativement au taux de détection par de tierces parties (citoyens, passants, autres personnes sans liens à la compagnie), qui ont constaté 59 déversements et fuites.

- Les données du BST indiquent clairement que le SCADA détecte moins de fuites des pipelines de TransCanada que n'en constate de tierces parties.
- Carl Weimer, directeur général du *Pipeline Safety Trust* aux E.-U. et membre du *Hazardous Liquid Technical Advisory Committee* de la PHMSA, un spécialiste reconnu par la Maison-Blanche en 2015 pour ses contributions au domaine du transport pétrolier, affirma aux New York Times en 2012 :
- « Depuis des années, il est clair que ces systèmes de télédétection ne fonctionnent pas. Pour ma part, je me demande comment il se fait que les organismes de réglementation continuent de permettre aux compagnies de pipelines de se justifier auprès du public en évoquant des systèmes de détection qui ne fonctionnent pas tel que promis. »
- À la lumière des données du BST relatives aux déversements et fuites au Canada depuis 2004, force est de reconnaître que le SCADA et autres technologies de détection de fuites n'offrent qu'un niveau de protection tristement inadéquat, avec un taux d'efficacité approximatif de seulement 12 %.
- Des méthodes comme la surveillance et l'inspection de l'emprise se sont aussi avérées presque inutiles, affichant un taux d'efficacité approximatif de seulement 1 % pour l'ensemble des 1174 cas de fuites depuis 2004.
- Selon TransCanada, le système de détection automatique d'Énergie Est serait en mesure de détecter les fuites à partir d'une taille de 1,5% à 2% du débit.
- Ainsi, ce sont plus de 2,6 millions de litres qui pourraient s'échapper chaque jour dans l'environnement sans que cette fuite ne soit décelée par TransCanada.
- TransCanada n'a d'ailleurs pas détecté la récente fuite non-détectée sur son pipeline Keystone au Dakota du Sud.
- Le temps nécessaire estimé pour détecter une fuite de moins de 1.5% est de 14 et 90 jours.
- La présence de glace sur les rivières et près du pipeline peut rendre la détection d'une fuite par des tiers plus difficile en raison du manque de visibilité
- Le PHMSA, a elle-même affirmé que bien qu'ils soient plus coûteux, les systèmes externes ont un potentiel de détection hautement plus sensible et rapide que n'importe quel système de détection interne. TransCanada ne planifiait pas équiper le pipeline Keystone XL de câbles à fibre optique pour la détection des fuites et il semble que ce soit aussi le cas pour Énergie Est.
- La nature du dilbit peut entraîner des phénomènes qui rendent la détection des fuites plus ardue. En raison des changements de pression dans le pipeline, le condensat liquide de gaz naturel peut passer de la phase liquide à gazeuse, entraînant une rupture de la colonne de liquide et une modification du débit du dilbit dans le pipeline
- Selon l'*Évaluation technique en vue de la sélection des emplacements des vannes* et les dires de TransCanada lors de l'audience publique, «il n'y a pas de vannes à clapet prévues au Québec», mais seulement des vannes à «fermeture [automatique] par le Centre de contrôle des opérations à Calgary». Pourtant, selon la note 1 facultative à

la section 4.4.9 de la norme CSA Z662-15, les clapets anti-retour doivent « être envisagés aux principaux franchissements de cours d'eau ».

- TransCanada a aussi mentionné qu'il n'y aura pas de vannes de chaque côté de tous les cours d'eau. Seuls les cours d'eau de 4 et plus dans l'ordre de Strahler et 28 cours d'eau des ordres 1 à 3 ont été évalués pour déterminer si le niveau de risque pour le public et l'environnement était suffisamment élevé. Dans ce cas, ils sont classés « principaux franchissements de cours d'eau » et « des vannes d'un côté ou de l'autre de la rive » leur sont attribués. Ainsi, « 2817 franchissements de cours d'eau ont été évalués » et seulement « 118 ont été considérés comme principaux franchissements de cours d'eau »
- Le protocole mis au point par TransCanada prévoit qu'il pourrait s'écouler 22 minutes entre le déclenchement de l'alarme, la coupure d'alimentation du pipeline et la fermeture des vannes et des pompes (soit 10 minutes pour établir un diagnostic et 12 minutes pour stopper le débit).
- Lors des audiences publiques, TransCanada est revenu sur ce chiffre en précisant qu'il s'agissait plutôt de 8 minutes pour faire cesser le flux de pétrole suite à la fermeture des vannes. Lors de ces 8 minutes, TransCanada prévoit qu'en moyenne 3717 barils de pétrole s'écouleraient au Québec, soit plus de 500 000 litres de pétrole, ou cinq fois la quantité déversée dans la rivière Chaudière suite à la tragédie du de Lac-Mégantic.
- Dans le cas du « pire scénario » identifié par TransCanada, une rupture totale de la canalisation dans la rivière Etchemin, le temps de réaction prévu par TransCanada est de 13 minutes.
- Aux États-Unis, selon la PHMSA, le temps moyen de fermeture du flux des conduites est de 2 heures 14 minutes et celui du flux des conduites de transmission est de 2 heures 22 minutes, et ce, suite à la découverte d'une fuite.
- La présence de glace plusieurs mois par année sur les rivières de la CMM [et du Québec] et sur le Saint-Laurent pourrait compliquer les opérations de nettoyage.
- Le pétrole peut rester coincé sous la glace ou entre les écoulements glaciaires, ou peut dériver avec la banquise. De plus, la présence de glace complique la situation et rend incertains le devenir et le comportement du pétrole déversé.
- En hiver, il n'y a pas de moyens techniques pour intervenir. La catastrophe va se répercuter jusqu'à la fonte des glaces.
- Selon le professeur Émilien Pelletier, « [l]es difficultés de nettoyage sont multipliées par 10 en raison de la très grande viscosité du produit. Ça va coller partout ». La récupération serait « presque impossible » s'il y avait de la glace mouvante sur le fleuve au moment où aurait lieu un déversement.
- Un déversement de pétrole l'hiver, ou en présence de glace « est le pire scénario », alors que celui présenté par TransCanada n'a pas lieu durant cette période.

- Les difficultés de nettoyage font craindre une catastrophe comparable à celle d'Exxon Valdez en Alaska où les conditions nordiques sont semblables. Des dizaines de milliers de litres de pétrole brut sont encore aujourd'hui présents dans la nature, alors que cette catastrophe est survenue en 1989.
- TransCanada n'a pas fourni de plan de nettoyage prenant en compte le relargage des sédiments contaminés avec la crue de printemps.
- Lors des audiences publiques, TransCanada a confirmé qu'elle prévoit faire transiter entre 350 000 à 700 000 barils de pétrole par jour de dilbit par cet oléoduc.
- Bien que l'industrie cherche à prouver le contraire, l'expérience du déversement dans la rivière Kalamazoo a démontré que le dilbit coule au fond de l'eau quelques temps après le déversement. Les études scientifiques montrent cette évidence.
- Dans ce cas, les méthodes traditionnelles de nettoyage du pétrole qui flotte sur l'eau ne sont plus adaptées pour récupérer le pétrole qui a coulé au fond.
- Selon la *National Academy of Sciences*, l'adhérence du dilbit, plus élevée que les autres pétroles bruts, aux surfaces, soit les rochers, les sédiments, la faune et la flore aquatiques et côtières, rend le nettoyage plus difficile. Les techniques de récupération du bitume dilué sont limitées, peu efficaces et ont un impact important sur les écosystèmes.
- Dans son rapport, la *National Academy of Sciences* présente également ses conclusions concernant la planification et la mise en place des réponses aux déversements.
- De plus, le rapport conclut que les planifications des mesures d'urgence actuelle en cas de déversement sont conçues pour du pétrole brut conventionnel qui a tendance à flotter. Les mesures d'urgence ne sont pas prévues pour du dilbit qui se retrouverait dans la colonne d'eau ou encore qui coulerait au fond de l'eau. Ainsi, les « opérateurs et les agences responsables de la planification et de la réponse à un déversement pourraient ne pas être préparés adéquatement à un déversement de bitume dilué et manquer d'outils pour effectuer un nettoyage efficace ». Selon TransCanada, le comportement du dilbit est similaire à celui du pétrole brut conventionnel.
- Durant les audiences publiques les représentants d'Énergie-Est ont affirmé qu'une modélisation avait été faite selon le type de pétrole transporté, tout en précisant que les
- *« comportements des quarante-cinq (45) types de pétrole [prévus être transportés] vont être très similaires, en terme de déplacement à la surface de l'eau, comportement dans l'eau. Au niveau de la modélisation, pour déterminer l'effet sur la santé humaine, [...] on a utilisé des pétroles plus légers qui, ont tendance à avoir plus d'évaporation, donc peut-être plus d'impacts potentiels sur la santé. »*

- Un rapport du gouvernement fédéral que Greenpeace a obtenu en vertu de loi sur l'accès à l'information reconnaît aussi qu'il y a un manque flagrant de données sur les effets écotoxicologiques spécifiques au dilbit. La contamination peut notamment entraîner la mortalité d'une partie de la faune et de la flore, la bioaccumulation de contaminants, des perturbations du système endocrinien des animaux et des troubles de reproduction. De plus, la persistance des résidus de bitume augmente la période d'exposition des organismes à la toxicité des hydrocarbures.
- Dix-huit mois après le début des opérations de nettoyage à Cap-aux-Meules aux Îles-de-la-Madeleine, seulement 65% du total déversé avait été récupéré. Les travaux de décontamination dureront près de quatre ans, alors que TransCanada affirme qu'il faudrait seulement entre cinq et trente jours pour confiner et récupérer les effets d'un déversement dans un cours d'eau
- Le fait que le projet Énergie Est au Québec impliquera un tout nouveau pipeline n'offre absolument aucune garantie qu'il sera étanche et sécuritaire. Deux exemples récents illustrent cette problématique. D'abord, le 15 juillet 2015, un nouveau pipeline de la compagnie Nexen subit une rupture au sud-ouest de Fort McMurray, déversant environ 5 millions de litres, soit 31 500 barils, d'une émulsion composée de bitume, de sable et d'eaux usées. Plus récemment, le samedi 2 avril 2016, le pipeline actuel de la compagnie Keystone, qui avait commencé à transporter du bitume dilué vers les E.-U. en 2010 s'est rompu à nouveau dans le Dakota du Sud, en région rurale. Ce pipeline relativement neuf de TransCanada en était à son cinquième déversement dans ce même État
- Une analyse de la *Pipeline Safety Trust* effectuée aux États-Unis en 2015 à partir des données de la PHMSA a plutôt démontré que pour les pipelines de liquide dangereux, incluant les produits pétroliers et le pétrole brut, ceux installés à partir de 2010 avaient un taux d'incidents substantiellement plus élevé aux 10 000 miles que ceux installés depuis les années 1920.
- Selon le rapport publié par Polytechnique, la plupart des traverses à risques sont entre Montréal et Saint-Augustin-de-Desmaures sur la rive nord du fleuve, mais la région de Lévis n'est pas en reste. Les différentes techniques de traversées de cours d'eau prévues par TransCanada, soit les tranchées ouvertes et les forages dirigés et les forages horizontaux, pourraient, selon les cas, déstabiliser les rives et augmenter les risques de glissement de terrain.
- Selon une étude commandée par TransCanada, Énergie Est traverserait onze rivières situées dans des zones à risque élevé de glissement de terrain. Ces onze zones se trouvent toutes au Québec. Le rapport identifie également 22 zones à risque modéré de glissement de terrain. De ces 22 zones, 20 se trouvent au Québec dont deux sur le territoire de la CMM.
- La construction d'une nouvelle infrastructure transportant de grandes quantités de liquide inflammable, explosif en ferait malheureusement une cible de choix pour des

gens mal intentionnés. Bien que peu probable, le risque d'attentats terroristes existe bel et bien pour ces infrastructures.

Énergie-Est serait incompatible avec une économie saine

Les promoteurs des sables bitumineux font pression afin de faire accepter des projets qui comportent de minuscules bénéfices pour l'économie et l'emploi au Québec, mais une forte empreinte environnementale et un niveau de risque élevé. En acceptant d'être un intermédiaire et/ou une unité de valorisation pour les sables bitumineux, le Québec verrait surtout augmenter ses externalités négatives sur les plans de l'environnement et du risque, sans toutefois que les gains économiques permettent de compenser celles-ci.

- Même si tous les projets proposés reliés aux sables bitumineux (soit l'inversion de la canalisation 9B - déjà approuvée et en fonction-, Énergie Est et l'unité de cokéfaction de Suncor) étaient approuvés, ce secteur resterait minime au Québec.
- En se basant sur des données et des analyses en provenance des promoteurs des sables bitumineux et de Statistique Canada, le rapport The Goodman Group a établi que le secteur du pétrole brut contribue à 0,50 % (ou moins) de l'ensemble de l'économie du Québec et à 0,30 % (ou moins) de tous les emplois de la province. Or, si tous les projets proposés étaient approuvés, les activités d'exploitation de l'ensemble du secteur du pétrole brut continueraient probablement de contribuer à environ 0,50 % (ou moins) de l'ensemble de l'économie et à 0,30 % (ou moins) de tous les emplois de cette province
- Les deux raffineries au Québec poursuivront leurs activités et amélioreront probablement leur rentabilité, que les projets d'inversion de la canalisation 9B (qui a été réalisée en décembre 2015 et qui fonctionne actuellement) et d'Énergie Est voient le jour ou non. L'impact différentiel du développement économique (en matière d'emplois et de retombées économiques d'autres natures) découlant des activités d'exploitation reliées à ces projets proposés est négligeable
- Pour la ville de Montréal le passage du pipeline se traduirait par une perte puisqu'il générerait des revenus moindres que si les terres où passerait le pipeline avaient été utilisées à d'autres fins de développement (1,9 million de perte sur 60 ans)
- Pour les neuf autres municipalités de la MRC de Montréal traversées par le pipeline, le passage de ce dernier entraînerait des gains fiscaux. On parle d'un total de 18 millions sur 60 ans. Cela donne une moyenne de 300 000\$ par année que se partageraient les neuf municipalités. Pourtant, le premier rapport produit par Savaria Experts Environnement parle de dépenses annuelles en sécurité publique de l'ordre de 500 000\$ par année pour l'ensemble des neuf municipalités traversées par le pipeline.

- Selon les documents soumis à l'ONÉ, la mise en service du pipeline ne créerait que 33 emplois directs à long terme au Québec.
- Un rapport commandé par la Commission de l'énergie de l'Ontario (OEB) s'est intéressé à l'évaluation des bénéfices économiques proposée par TransCanada. Ce rapport conclut que l'entreprise utilise une méthode qui tend à gonfler les résultats et ignore les effets associés aux externalités ou aux enjeux politiques.
- TransCanada ne prend pas en compte les effets du mal hollandais, soit que les exportations du secteur manufacturier puissent être affectées par une hausse du taux de change entre le Canada et les États-Unis due à l'exportation des sables bitumineux, ce qui peut entraîner des pertes d'emplois. Il y a pourtant plus 550 000 emplois qui ont été perdus entre 2004 et 2010 dans le secteur manufacturier au Canada. Ces pertes sont notamment dues à la hausse de la valeur du dollar canadien et elles affectent principalement le Québec et l'Ontario.
- Les bénéfices sont tellement négligeables que le rapport publié par l'OEB conclut que ceux-ci ne devraient tout simplement pas être considérés comme un facteur significatif dans l'évaluation du projet.

Énergie-Est serait un pipeline d'exportation

- Selon les chiffres du gouvernement du Québec, il y a eu en moyenne un raffinage de trois cent cinquante mille (350 000) barils par jour en 2012 au Québec. Or, selon TransCanada, "les [activités de raffinage pour] 2013, 2014 sont supérieures à ça [supérieures à 350 000 bpj]". Or, en 2013, les raffineries du Québec ont raffiné en moyenne 317 940 barils par jour. Il est à noter que 2012 et 2013 sont les dernières années où les données annuelles complètes sont disponibles pour le Québec. Considérant ces quantités raffinées (350 000 bpj en 2012 et 317 940 bpj en 2013), et considérant que la ligne 9b d'Enbridge achemine désormais 300 000 bpj au Québec, il serait très étonnant que les raffineries du Québec s'approvisionnent à même Énergie Est à hauteur de 100 000 à 150 000 bpj, alors qu'elle ne possède pas la capacité de raffiner tout ce pétrole
- Plusieurs organisations ont produit un rapport montrant que la capacité résiduelle de raffinage se résumerait à 122 000 b/j, ce qui ne représente que 11% des 1,1 million de barils qui seraient transportés quotidiennement par Énergie Est. Cet ordre de grandeur nous semble encore valide. Il est donc possible que 89% du bitume qui serait transporté par pipeline soit exporté directement à l'international sans être raffiné au pays.
- Les raffineries, en particulier Valero, risquent grandement de continuer à importer du pétrole de l'étranger au dépend du pétrole d'Énergie Est. La raffinerie Irving située à Saint-Jean au Nouveau-Brunswick a d'ailleurs confirmé qu'elle continuera assurément à d'importer du pétrole en provenance d'outre-mer, malgré l'arrivée

chaque jour de près d'un million de barils de brut dans le secteur de la raffinerie, par le pipeline Énergie Est

La population du Québec est opposée à Énergie-Est

- Sondages, mobilisations citoyennes, manifestations, résolutions municipales, les exemples ne manquent pas pour démontrer qu'il n'y a pas d'acceptabilité sociale pour ce projet au Québec et que les Québécois supportent massivement le développement des énergies vertes et la lutte contre les changements climatiques.
- Une enquête menée par des chercheurs de l'Université de Montréal en octobre 2014 a révélé que seulement un tiers des Québécois sont favorables à Énergie Est.
- Un autre sondage effectué au Québec par SOM (novembre 2015) démontre que 57% des Québécois, s'opposent au projet de TransCanada.
- Un récent sondage, publié en mars 2016, par Ekos research associates inc. pour la CBC, révèle également que 62% des québécois s'opposent à la construction de l'oléoduc Énergie est. Dans la région de Montréal, le rejet est encore plus évident.

Les Québécois appuient le développement des énergies vertes

- Un autre sondage réalisé en avril 2015 a révélé que 71% des Québécois croient que la protection du climat est plus importante que la construction d'Énergie Est. Quelques mois plus tard, un nouveau sondage réalisé pour le Réseau action climat Canada révélait que 82% des Québécois était maintenant de cet avis.
- Ce même sondage démontre que 89% des Québécois considèrent important que le gouvernement investisse dans le secteur des énergies renouvelables. D'ailleurs, 63% des répondants québécois affirment qu'il est important de remplacer les énergies fossiles par des sources d'énergies renouvelables.
- Les Québécois sont préoccupés par les émissions de carbone, ainsi 60% sont en accord avec le fait que le "Canada doit limiter ces émissions au niveau indiqué par les scientifiques", "transférer les investissements vers les énergies renouvelables et limiter le développement du gaz et du pétrole au pays", contre seulement 32% qui s'y opposent
- Le message plus que clair en faveur d'une transition vers une économie sobre en carbone que révèlent ces sondages a également été porté par les 25 000 personnes et plus qui ont pris part à la marche Action Climat en avril 2015 à Québec et qui avait comme thème « Oui au climat. Non aux sables bitumineux! ». Quelques mois plus tard, le 29 novembre 2015 à la veille de la Conférence internationale de Paris

sur les changements climatiques, une autre manifestation majeure a également rassemblé plus de 25 000 personnes à Ottawa.

- Une pétition lancée par Greenpeace et d'autres organismes environnementaux a permis à 100 000 personnes d'exiger de l'ONÉ qu'il prenne en compte les changements climatiques dans son évaluation du projet Énergie Est. Il s'agit de la plus grosse pétition ayant jamais été remise à l'ONÉ. 90 000 personnes ont aussi signé la pétition d'Équiterre contre le projet Énergie Est et l'expansion des sables bitumineux.
- L'opposition au projet est également très forte au niveau municipal. Plus de 300 municipalités du Québec se sont déjà prononcées contre le projet.

Opposition à un terminal d'exportation du pétrole au Québec

- Le projet de terminal maritime à Cacouna a lui aussi suscité de vives réactions de la part des Québécois. 71% de ceux-ci s'étaient prononcés contre ce projet en novembre 2014. Ce même sondage avait révélé la volonté claire des Québécois (87%) que le Québec se dote du pouvoir de refuser un tel projet. Plus de 52 000 personnes ont signé la pétition de Nature Québec contre ce projet alors que plus de 26 000 personnes ont signé celle de Greenpeace et la Fondation David Suzuki.
- Plus de 2500 personnes se sont aussi rendues à Cacouna en octobre 2014 pour manifester leur désaccord.
- Des milliers manifestants se sont rassemblés en octobre 2014 pour s'opposer au transbordement des hydrocarbures d'Alberta par le port de la ville de Sorel d'où de 20 à 30 pétroliers de plus partiront vers l'étranger.

Opposition au sein des Premières Nations

- L'opposition des premières nations est de plus en plus importante et les différentes communautés se regroupent pour dénoncer publiquement le projet de TransCanada et elles s'allient d'un océan à l'autre contre l'exploitation pétrolière.
- Une résolution a été adoptée le 30 septembre 2015 par l'Union of British Columbia Indian Chiefs dans laquelle elle appuie l'ensemble des «premières nations du pays affectées par les projets de sables bitumineux et les premières nations opposées à l'oléoduc d'Énergie Est.
- En juin 2015, le Conseil Mohawks de Kanesatake, joint à l'Alliance Yinka Dene des Premières Nations de la Colombie-Britannique opposé au projet Northern Gateway
- L'Assemblée des Premières Nations Québec-Labrador (APNQL) adoptait la «Résolution en support à la position sur Énergie Est de Kanesatake » par laquelle est officialisait son appui au Conseil Mohawk de Kanesatake dans sa position sur le projet et demande au gouvernement de veiller au respect des droits autochtones

- Le chef de l'APNQL Ghislain Picard a affirmé que la persistance du gouvernement québécois et de TransCanada à ne pas consulter les premières nations dans le cadre de l'évaluation du projet ainsi qu'à brimer leur droits fondamentaux pourrait entraîner l'opposition ferme et unanime de toutes des premières nations envers le projet.
- L'opposition au projet dépasse les frontières du Québec. Au Nouveau-Brunswick, les citoyens sont mobilisés autour de la protection de la Baie de Fundy qui abrite un écosystème marin unique et d'importance pour la protection des oiseaux et des mammifères marins. Au cours des dernières années nous avons vu les États-Uniens, Canadiens et les communautés autochtones se mobiliser avec succès pour bloquer d'autres projets d'expansion des sables bitumineux.
- Aux États-Unis, le mouvement d'opposition au projet de pipeline de sables bitumineux Keystone-XL de TransCanada a généré une mobilisation sans précédent sur la question climatique, menant au blocage de ce projet par le président Obama. Un des moments forts est sans contredit la mobilisation de 2011 qui dura plus de deux semaines et où plus de 1000 personnes firent de la désobéissance civile non violente pour se faire volontairement arrêter et démontrer leur opposition au projet. En 2014, près de 400 étudiants firent de même donnant lieu à ce qui est considéré par certains comme étant le plus grand mouvement de désobéissance civile devant la Maison-Blanche depuis une génération. Parmi les autres moments historiques ayant accentué la pression pour le rejet de ce projet de sables bitumineux, mentionnons la plus grande mobilisation sur le climat de l'histoire planétaire en septembre 2014 où plus de 400 000 personnes ont marché dans les rues de New York pour démontrer leur détermination et leur volonté à régler la crise climatique mondiale.
- En Colombie-Britannique, plus de 130 communautés des Premières Nations et la majorité de la population ont manifesté à répétition leur opposition au projet de pipeline de sables bitumineux Northern Gateway d'Enbridge.
- Toujours en Colombie-Britannique, le projet d'expansion du pipeline de sables bitumineux TransMountain de Kinder Morgan a aussi généré une importante mobilisation en 2014 où plus de 100 personnes se sont fait arrêter pour avoir défié la loi et protesté de manière non violente. Ce projet fait toujours face à énormément de résistance et pourrait ne jamais se réaliser.

INTRODUCTION

Un projet comme le pipeline de sables bitumineux Énergie Est présente une panoplie de risques, dont plusieurs menacent la santé et la sécurité des populations, l’approvisionnement en eau potable, les écosystèmes et la stabilité du climat planétaire. Une seule défaillance dans le fonctionnement du pipeline pourrait avoir des impacts graves et à long terme sur l’environnement, affecter la santé humaine et avoir des impacts négatifs sur plusieurs secteurs économiques. En comparaison, les maigres bénéfices associés au projet apparaissent très limités.

Dans ce mémoire, nous présentons les principales raisons pourquoi ce projet présente des risques de déversements trop importants, pourquoi il est incompatible avec un environnement sain et une économie saine et avec la lutte aux changements climatiques et démontrons qu’il ne passe pas le test de l’acceptabilité sociale.

1 ÉNERGIE-EST EST INCOMPATIBLE AVEC UN ENVIRONNEMENT SAIN

1.1 DES RISQUES DE DÉVERSEMENTS TROP IMPORTANTS

Un des principaux dangers associés au transport d'hydrocarbures par pipeline est le risque de déversements. Un déversement de pétrole brut dans l'environnement implique une multitude d'impacts potentiellement désastreux pour la santé des écosystèmes, la santé humaine et les activités économiques. Dans le cas d'Énergie Est, le niveau de risque et la gravité des impacts sont très préoccupants. D'autant plus que ce pipeline transporterait chaque jour une énorme quantité de produits pétroliers (environ trois fois la consommation quotidienne de pétrole au Québec), dont du bitume dilué (dilbit), un mélange de bitume et de diluant hautement toxique qui présente plusieurs caractéristiques particulières qui peuvent aggraver les impacts d'un déversement et empêcher la récupération et le nettoyage.

1.1.1 NOMBREUX DÉVERSEMENTS AU CANADA

L'historique de sécurité des pipelines canadiens démontre qu'il est statistiquement très probable qu'Énergie Est connaîtra de nombreuses fuites ou ruptures qui laisseront échapper du brut dans l'environnement. Lorsqu'on regarde les incidents de pipelines sous juridiction provinciale, l'Alberta a connu en moyenne deux déversements par jour, et ce, chaque jour au cours des 37 années entre 1975 à 2012 pour un total de 28 666 déversements¹. Environ la moitié de ces déversements proviennent de pipelines plutôt que de puits de pétrole, ou d'autres infrastructures. À ces déversements s'ajoutent les 31 453 autres déversements de pipelines qui transportaient d'autres substances en Alberta².

En 2013, le Canada a connu 33 accidents ou incidents de pipelines sous juridiction fédérale qui ont causé un déversement de pétrole brut³. Le 1,1 million de barils de brut qui serait transporté chaque jour par Énergie Est représente 30% de la quantité totale de pétrole brut qui a été transportée cette année-là au Canada⁴. Les 4600 km de pipeline d'Énergie Est représenteraient, quant à eux, 24% du réseau

¹ Leslie, Y. (2013, 22 mai). Crude Awakening : 37 years of oil spills in Alberta. *Globalnews*. Récupéré de <http://globalnews.ca/news/571494/introduction-37-years-of-oil-spills-in-alberta/>

² Leslie, Y. (2013, 22 mai). Crude Awakening : 37 years of oil spills in Alberta. *Globalnews*. Récupéré de <http://globalnews.ca/news/571494/introduction-37-years-of-oil-spills-in-alberta/>

³ Borde, V. (2014, 12 décembre). Oléoduc Énergie Est : combien d'accidents en vue? *L'actualité*. Récupéré de <http://www.lactualite.com/blogues/le-blogue-sante-et-science/oleoduc-energie-est-combien-daccidents-en-vue/>

⁴ Borde, V. (2014, 12 décembre). Oléoduc Énergie Est : combien d'accidents en vue? *L'actualité*. Récupéré de <http://www.lactualite.com/blogues/le-blogue-sante-et-science/oleoduc-energie-est-combien-daccidents-en-vue/>

actuel de pipelines canadiens⁵. On peut donc s'attendre à ce que ce projet engendre entre un quart et un tiers des déversements qui se produisent annuellement au Canada. Suivant cette logique, il est possible de présumer qu'Énergie Est causerait au minimum 8 déversements par année⁶. D'après des données du Bureau de la sécurité des transports du Canada concernant les pipelines de juridiction fédérale, le nombre d'incidents et d'accidents sur les pipelines a plus que doublé au pays entre 2005 et 2012.⁷ Alors qu'il y a eu un léger déclin entre 2012 et 2014, l'augmentation a tout de même été de 64% entre 2005 et 2014⁸, montrant une augmentation importante lors de la dernière décennie⁹.

1.1.2 TRANSCANADA A LE « PIRE » HISTORIQUE DE DÉVERSEMENTS DANS L'INDUSTRIE CANADIENNE

TransCanada a le « pire » historique de déversements au sein de l'industrie canadienne¹⁰. La compagnie a été fondée il y a plus de 60 ans¹¹, mais opère des oléoducs transportant du pétrole depuis seulement 2010, année de la mise en opération de l'oléoduc Keystone¹². Malgré cette courte période d'opération, le bilan de l'entreprise est très sombre. En effet, selon les rapports publiés par TransCanada, entre 2010 et 2014 au Canada, 147 déversements de pétrole brut ont été signalés par TransCanada pour un total de 4189 litres. Aux États-Unis, pour la même période, quinze déversements de pétrole brut ont été signalés, avec un total de 66 457 litres. La baisse du nombre de déversements de pétrole brut signalés en 2014 au Canada

⁵ Borde, V. (2014, 12 décembre). Oléoduc Énergie Est : combien d'accidents en vue? *L'actualité*. Récupéré de <http://www.lactualite.com/blogues/le-blogue-sante-et-science/oleoduc-energie-est-combien-daccidents-en-vue/>

⁶ Borde, V. (2014, 12 décembre). Oléoduc Énergie Est : combien d'accidents en vue? *L'actualité*. Récupéré de <http://www.lactualite.com/blogues/le-blogue-sante-et-science/oleoduc-energie-est-combien-daccidents-en-vue/>.

⁷ Bureau de la sécurité des transports du Canada. (2015, 30 juin). *Sommaire statistique des événements de pipelines 2014*. Récupéré de <http://www.tsb.gc.ca/fra/stats/pipeline/2014/ssep-sspo-2014.pdf>.

⁸ Ibid.

⁹ McGregor, G. (2016, 31 janvier). Pipeline incidents rose sharply over the past decade : TSB. *Ottawa citizen*. Récupéré de <http://ottawacitizen.com/news/politics/pipeline-incidents-rose-sharply-over-past-decade-tsb>

¹⁰ Office national de l'Énergie. (2015). Pipeline Ruptures. Récupéré de <https://www.nelb-one.gc.ca/sftnvrnmnt/sft/pplnrptr/index-eng.html> In Le Conseil des Canadiens. (2015). *Quantifying Risk: Calculating the probability of an Energy East pipeline rupture*. Récupéré de <http://canadians.org/sites/default/files/publications/energyeast-15percent.pdf>, p. 2

¹¹ TransCanada. (2016). Qui est TransCanada? *À Propos*. Récupéré de <http://www.oleoducenergieest.com/a-propos/transcanada/>

¹² TransCanada. (2016). Pipelines. *Our businesses*. Récupéré de <http://www.transcanada.com/oil-pipelines.html>

est due au fait qu'avant le 1^{er} juillet 2014, tous devaient être signalés auprès du Bureau de la Sécurité des Transports du Canada. Depuis cette date, un seuil minimal de volume déversé est fixé pour les signalements exigés par le BST^{13 14}. De plus, selon les données de l'ONÉ, 17 des 45 plus importantes fuites de gaz et de pétrole liés à des pipelines de juridiction fédérale au Canada sont issues des infrastructures de TransCanada ou de sa filiale Nova Gas Transmission Ltd¹⁵. Ce bilan n'est en rien rassurant quant aux pratiques de l'entreprise en termes de sécurité.

Dans les six dernières années, la compagnie a connu huit ruptures complètes sur son réseau de 39 880 km de pipelines¹⁶. Rapporté aux 4600 km de la canalisation d'Énergie Est, cela signifie que le pipeline aurait 15% de chance de connaître une rupture majeure chaque année selon le Conseil des Canadiens¹⁷. Sur les 40 ans de vie opérationnelle du pipeline, cela signifierait six déversements majeurs¹⁸.

Le bilan de TransCanada n'est pas reluisant quant à ses pratiques d'inspection. La CBC a obtenu en vertu de la Loi d'accès à l'information, un rapport de l'ONÉ datant de 2011 concernant l'explosion d'un pipeline de TransCanada en Alberta¹⁹. Le gouvernement fédéral n'avait pas publié ce rapport²⁰ qui rend compte d'une gestion « inefficace » de la part de TransCanada et d'inspections « inadéquates » ayant mené

¹³ TransCanada. (2012). *2012 Corporate Social Responsibility Report*. p.21 Récupéré de http://www.transcanada.com/docs/Our_Responsibility/TransCanada-2012-CSR-Report.pdf

¹⁴ TransCanada. (2014). *Rapport de responsabilité sociale d'entreprise 2014*. p. 80 Récupéré de <http://rapportrse.transcanada.com/2014/assets/pdf/TransCanada-Rapport-De-Responsabilite-Sociale-D-Entreprise-2014.pdf>

¹⁵ Canada. (2014). Pipelines réglementés au Canada- Ruptures. *Pipelines et Ruptures*. In. Office Nationale de l'Énergie. Récupéré de <https://www.neb-one.gc.ca/sftnvrnmnt/sft/pplnrptr/index-fra.html>

¹⁶ Le Conseil des Canadiens. (2015). *Quantifying Risk: Calculating the probability of an Energy East pipeline rupture*. Récupéré de <http://canadians.org/sites/default/files/publications/energyeast-15percentpdf>, p. 2

¹⁷ Le Conseil des Canadiens. (2015). *Quantifying Risk: Calculating the probability of an Energy East pipeline rupture*. Récupéré de <http://canadians.org/sites/default/files/publications/energyeast-15percent.pdf>, p. 2

¹⁸ Le Conseil des Canadiens. (2015). *Quantifying Risk: Calculating the probability of an Energy East pipeline rupture*. Récupéré de <http://canadians.org/sites/default/files/publications/energyeast-15percent.pdf>, p. 2

¹⁹ Bouvier-Auclair, R. (2014, 4 février). Un rapport accablant sur un gazoduc de TransCanada déterré après des années. *Ici Radio-Canada*. Récupéré de <http://ici.radio-canada.ca/regions/alberta/2014/02/04/001-rapport-gazoduc-peace-river-transcanada.shtml>

²⁰ Bouvier-Auclair, R. (2014, 4 février). Un rapport accablant sur un gazoduc de TransCanada déterré après des années. *Ici Radio-Canada*. Récupéré de <http://ici.radio-canada.ca/regions/alberta/2014/02/04/001-rapport-gazoduc-peace-river-transcanada.shtml>

à l'explosion de son pipeline *Peace River* en 2009, décimant deux hectares de forêt²¹. La section du pipeline qui a explosé avait atteint un taux de corrosion de 95%²².

En outre, le bilan de sécurité du pipeline Keystone, opéré par TransCanada, est désastreux. Alors que la compagnie avait affirmé que le pipeline ne coulerait qu'une fois aux sept ans,²³ c'est plutôt 71 déversements que le pipeline Keystone a causé en seulement deux ans d'opération, de juin 2010 à février 2012.²⁴ Un autre pipeline (gazoduc) de TransCanada a d'ailleurs explosé le 5 septembre 2015 près d'Emerson au Manitoba²⁵.

1.1.3 DES RÉVÉLATIONS SUR TRANSCANADA RENFORCENT LA SURVEILLANCE DES RÉGULATEURS

En mai 2012, Evan Vokes, un ingénieur et ancien employé chez TransCanada, a déposé une plainte auprès de l'Office national de l'énergie (ONÉ) accusant la pétrolière de ne pas se conformer aux règlements sécuritaires des pipelines²⁶. L'une des situations qu'il a décrit à l'ONÉ concerne les mauvaises soudures d'une canalisation appartenant à la filiale NOVA Gas Transmission de TransCanada. En octobre 2013, une importante rupture suivie d'une explosion s'est produite sur le pipeline²⁷ dénoncé par M. Vokes pour non-conformité auprès de l'ONÉ.

²¹ Bouvier-Auclair, R. (2014, 4 février). Un rapport accablant sur un gazoduc de TransCanada déterré après des années. *Ici Radio-Canada*. Récupéré de <http://ici.radio-canada.ca/regions/alberta/2014/02/04/001-rapport-gazoduc-peace-river-transcanada.shtml>

²² Bouvier-Auclair, R. (2014, 4 février). Un rapport accablant sur un gazoduc de TransCanada déterré après des années. *Ici Radio-Canada*. Récupéré de <http://ici.radio-canada.ca/regions/alberta/2014/02/04/001-rapport-gazoduc-peace-river-transcanada.shtml>

²³ Feldman, S. (2011, 12 mai). Latest Pair of Oil Accidents Fuel Opposition to Keystone Pipeline Extension. *Reuters*. Récupéré de <http://www.reuters.com/article/idUS418509825620110512>.

²⁴ Environmental Defence Canada, Greenpeace et al.. (2016). *Énergie Est : menace à l'eau potable*. p. 25. Récupéré de : <http://www.greenpeace.org/canada/fr/documents-et-liens/documents/Energie-Est-une-menace-a-leau-potable/>.

²⁵ Agence QMI. (2015, 6 septembre). Un pipeline de TransCanada explose près d'Emerson au Manitoba. *Journal de Montréal*. Récupéré de <http://www.journaldemontreal.com/2015/09/06/un-pipeline-de-transcanada-explose-pres-demerson-au-manitoba>

²⁶ CBC News. (2012, 12 octobre). TransCanada reproached by NEB over pipeline compliance. *CBC Radio-Canada* <http://www.cbc.ca/news/business/transcanada-reproached-by-neb-over-pipeline-compliance-1.1261686>.

²⁷ Canada. Bureau de la sécurité des Transports. (2013, 17 octobre). Rapport d'enquête de pipeline P13H0107. *Rapports-reports*. Récupéré de <http://www.tsb.gc.ca/fra/rapports-reports/pipeline/2013/p13h0107/p13h0107.asp>

M. Vokes a également témoigné devant un comité sénatorial au Parlement en juin 2013 pour exprimer ses inquiétudes lors d'une étude du Sénat concernant la sécurité des pipelines²⁸. Il conclut par ces mots:

« Pour terminer, je tiens à répéter que TransCanada [...] a une culture de non-conformité et des pratiques opérationnelles bien incrustées qui font fi des règlements et des codes exigés par la loi. Ce que j'ai documenté de l'industrie des pipelines montre que le mélange des intérêts politiques et commerciaux s'est traduit par une prétention publique factice alléguant des pratiques industrielles exceptionnelles alors que la réalité est que l'industrie peine à se conformer au code et aux règlements, opérant plutôt en fonction des risques, sans contrainte ni responsabilisation. »

De graves problèmes touchent les pipelines de TransCanada

À la suite des révélations de l'ingénieur, une vérification menée par l'ONÉ en 2012 et 2013 confirme un nombre de lacunes touchant les pratiques sécuritaires de TransCanada au niveau des pipelines²⁹. Le rapport indique :

« L'Office conclut par ailleurs que TransCanada n'est pas conforme pour les quatre sous-éléments suivants de l'audit : détermination des dangers et évaluation et maîtrise des risques; contrôle opérationnel - perturbations ou conditions anormales; inspection, mesure et surveillance; revue de la direction. »³⁰

L'ONÉ précise également:

« Certains cas de non-conformité constatés durant l'audit, comme la protection insuffisante contre la surpression et la gestion des dangers associés à la corrosion externe, illustrent les résultats d'une méthode de revue de la direction qui n'est pas entièrement efficace. Cet élément de l'audit comprenait aussi un examen des allégations faites par un plaignant et une

²⁸ Canada. Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles. (2013, 6 juin). Témoignages; État actuel de la sécurité du transport en vrac d'hydrocarbures au Canada. In Parlement du Canada. *Témoins*. Récupéré de <http://www.parl.gc.ca/content/sen/committee/411%5CENEV/50221-f.HTM>

²⁹ Canada. Office national de l'énergie. (2014, février). TransCanada Pipelines Limited - Rapport d'audit final des programmes de gestion de l'intégrité Numéro de dossier : OF-Surv-OpAud-T211-2012-2013 01. *Conformité et exécution*. Récupéré de <https://www.neb-one.gc.ca/sftnvrnmnt/cmplnc/dtrprt/2014trnsend-ntgrt/index-fra.html>

³⁰ Ibid, p. 3.

analyse de l'examen interne de TransCanada qui a résulté de la plainte (voir la section ci-dessous sur les allégations de non-conformité). »³¹

Plus récemment, la *Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration* (PHMSA) a envoyé un avis à TransCanada concernant dix violations sérieuses relatives à la sécurité du pipeline Keystone aux États-Unis et a également imposé des sanctions sous forme d'amendes³². Rappelons que le pipeline Keystone en question est moins large (762 mm de diamètre) et moins long (1 744 km) que le projet de pipeline Énergie Est (d'un diamètre de 813 mm et d'une longueur de 4 600 km).

L'avis de la PHMSA, envoyé en novembre 2015, indique par ailleurs que TransCanada avait « opéré son système de protection cathodique sur le pipeline Keystone à un niveau sécuritaire moins élevé que celui recommandé... », ce qui a conduit à la perte de métal due à la corrosion sur le pipeline qui a causé quatre défauts de plus de 60% en profondeur. Deux conclusions, en particulier, montrent la gravité des problèmes sécuritaires entourant le pipeline Keystone :

« L'anomalie profonde de 97% a rendu l'épaisseur de la paroi restante à 0.0120 po, ce qui représente moins d'un 1/64 pouce³³. »

« TransCanada n'a pas réussi à corriger dans un délai raisonnable les défauts en matière de protection cathodique qui ont été retrouvés dans 62 endroits. Les dossiers de TransCanada révèlent que des défauts n'ont pas été corrigés pendant plusieurs années. »³⁴

TransCanada fait actuellement l'objet d'une enquête par l'ONÉ depuis mars 2015 à la suite de nouvelles allégations concernant une douzaine d'infractions au code de la sécurité d'un de ces pipelines de gaz naturel.³⁵

Ainsi, bien que que TransCanada fasse valoir sa « culture d'entreprise »³⁶ d'éviter les fuites et d'encourager la rapidité du temps de réponse, son historique, basé principalement sur les gazoducs, nous permet d'en douter.

³¹ Ibid, p. 107.

³² Beshore, A., C. (2015, 20 novembre). Notice of Probable violation proposed civil penalty and proposed compliance order. *Certified mail to Verne Meier, Président TransCanada Oil Pipeline Operations, Inc.* Récupéré de http://primis.phmsa.dot.gov/comm/reports/enforce/documents/320155010/320155010_NOPV%20PCP%20PCO_11202015_text.pdf

³³ Ibid, p. 2. Prendre note que 1/64 pouce équivaut à environ 2/5 millimètre.

³⁴ Ibid, p. 4.

³⁵ De Souza, M. (2015, 18 mars). Canada regulator probing TransCanada over safety allegations. *Reuters*. Récupéré de <http://uk.reuters.com/article/transcanada-safety-idUKL1N0W629120150318>

1.2 DES DÉVERSEMENTS AUX CONSÉQUENCES DÉSASTREUSES

Énergie Est deviendrait le pipeline le plus long et ayant la plus grande capacité de transport en Amérique du Nord. Il dépasserait de loin la capacité de Keystone XL (830 000 b/j), qui a été rejeté par le président Barack Obama aux États-Unis. Un débit de cette importance implique qu'en cas de rupture, on doit s'attendre à subir un déversement majeur.

Selon le rapport produit par Savaria Experts Environnement pour la Communauté métropolitaine de Montréal (CMM), un déversement d'une durée de 60 minutes pourrait laisser s'échapper jusqu'à 16,4 millions de litres de produit pétrolier³⁷. En une heure seulement, cela représenterait plus de cinq fois la quantité qui a été déversée lors du désastre dans la rivière Kalamazoo qui a pourtant duré 17 heures³⁸ et fut le plus grand déversement pipelinier de l'histoire des États-Unis.

1.2.1 MENACE POUR L'EAU POTABLE DE PLUS DE TROIS MILLIONS DE QUÉBÉCOIS-ES

Au Québec seulement, le pipeline traverserait plus de 800 plans d'eau³⁹. Chacun d'eux est à risque de contamination par des hydrocarbures provenant d'une fuite, ce qui compromettrait l'approvisionnement en eau des citoyens. Comme le révèle un rapport coproduit par *Environmental Defence*, *Greenpeace* et d'autres organisations, le projet d'oléoduc Énergie-Est met à risque l'eau potable de 3 213 788 personnes au Québec⁴⁰. Les conséquences d'un déversement s'étaleraient sur une très longue période, puisque le pétrole brut transporté, particulièrement le bitume dilué, est difficile à nettoyer et très persistant dans l'environnement (voir la section 1.4).

Seulement pour la région du Grand Montréal, l'oléoduc franchirait trois cours d'eau importants, soit la rivière des Outaouais, la rivière des Mille îles et la rivière des

³⁶ Bergeron, L. Audiences Publiques du BAPE. Séance de la soirée du 9 mars 2016, verbatim p. 105-106. Récupéré de : http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/DT4.pdf

³⁷ Savaria Experts Environnement. (2015, 6 mai). *Mise en service de l'oléoduc Énergie Est de TransCanada – Impacts d'un déversement sur le territoire de la Communauté métropolitaine de Montréal*. [Premier rapport technique]. Récupéré de http://cmm.qc.ca/fileadmin/user_upload/documents/20150514_oleoduc-energie-est_rapport.pdf, p. 6.

³⁸ Savaria Experts Environnement. (2015, 6 mai). *Mise en service de l'oléoduc Énergie Est de TransCanada – Impacts d'un déversement sur le territoire de la Communauté métropolitaine de Montréal*. [Premier rapport technique]. Récupéré de http://cmm.qc.ca/fileadmin/user_upload/documents/20150514_oleoduc-energie-est_rapport.pdf, p. 3.

³⁹ Gobeil, M. (2016, 28 janvier) Le pipeline Énergie Est traverserait quelque 830 cours d'eau au Québec. *Ici Radio-Canada*. Récupéré de <http://ici.radio-canada.ca/nouvelles/environnement/2016/01/28/001-trace-energie-est-rivieres-cours-eau-quebec-municipalite-longueur-troncon-petrole.shtml>

⁴⁰ Environmental Defence Canada, Greenpeace et al.. (2016). *Énergie Est : menace à l'eau potable*. p.3 Récupéré de : <http://www.greenpeace.org/canada/fr/documents-et-liens/documents/Energie-Est-une-menace-a-leau-potable/>

Prairies. Pour un déversement dans la rivière des Outaouais, en moins de douze heures, ce seraient 26 prises d'eau de la région de Montréal qui seraient atteintes par la progression du panache de contamination (voir Figures 1, 2 et 3)⁴¹. Cela créerait un bouleversement majeur qui affecterait une importante partie de la population du Grand Montréal, ainsi que les nombreux commerces, institutions et industries dépendantes de l'eau, comme l'industrie agroalimentaire.

Par ailleurs, les scénarios de déversement déposés par TransCanada au BAPE pour la rivière des Outaouais⁴² sont, même dans la version du plus grand scénario de déversement identifié, largement en deçà de l'ampleur que pourrait avoir un déversement dans la réalité. Sauf pour la rivière Etchemin, TransCanada ne présente pas de scénario du pire, *worst case scenario*⁴³, minimisant ainsi les conséquences possibles en cas de déversement. Tout de même, 348 km de rives seraient affectées par un déversement dans la rivière Etchemin⁴⁴.

Dans l'étude Projet Énergie-Est : vulnérabilité et exposition de l'estuaire fluvial du St-Laurent dans la région de la CMQ, l'auteur a modélisé le panache qui résulterait d'un éventuel déversement dans la rivière Chaudière, située à quelques kilomètres à l'ouest de la rivière Etchemin, et a conclu que le panache s'étendrait le long des rives sud et nord du fleuve, y compris sur la rive nord de l'île d'Orléans. La modélisation effectuée par Oléoduc Énergie Est pour le scénario du pire cas a été réalisée sur une période de dix jours. Cette modélisation du fleuve à partir de la rivière Etchemin montre que pour cette durée, la contamination affecte uniquement la rive sud et quelques îles situées dans le chenal du Saint-Laurent. Si la modélisation est réalisée sur une période de 21 jours (comme celle de l'auteur de l'étude mentionnée dans la question ci-dessus), certaines rives de la rive nord pourraient être touchées⁴⁵.

Dans le cas de la traversée de la rivière des Outaouais, le volume total du scénario du pire cas serait de 17 727 barils⁴⁶ alors que, dans ses scénarios présentés pour cette rivière, TransCanada modélise pour des déversement de 10 000 barils maximum, ce qui est nettement inférieur au pire cas.

⁴¹ Savaria Experts Environnement. (2015, 6 mai). *Mise en service de l'oléoduc Énergie Est de TransCanada – Impacts d'un déversement sur le territoire de la Communauté métropolitaine de Montréal*. [Premier rapport technique]. Récupéré de http://cmm.qc.ca/fileadmin/user_upload/documents/20150514_oleoduc-energie-est_rapport.pdf, p. 10.

⁴² STANTEC (2016) *Évaluation des risques spécifiques au site de la rivière des Outaouais*, pagination diverse. Récupéré de http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/EAU15-F.pdf.

⁴³ STANTEC (2016) *Évaluation des risques spécifiques au site de la rivière des Outaouais*, pagination diverse. Récupéré de http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/EAU15-F.pdf.

⁴⁴ Tableau 3.2 : Types de rivage – Scénario pour la rivière Etchemin et le fleuve Saint-Laurent en p.87 http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/PR8.2.3.pdf

⁴⁵ http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/DQ5.1.pdf

⁴⁶ http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/DQ4.1.pdf

Autre exemple, le scénario de déversement le plus défavorable pour la rivière des Outaouais se base sur le débit moyen du mois d'avril (3510 m³/s au Barrage du Carillon) censé représenter le débit le plus rapide⁴⁷. Or, dans la semaine du 04 avril 2016 au 10 avril 2016, le débit moyen de la rivière des Outaouais au Carillon était de 5 190 m³/s⁴⁸, soit déjà supérieur au débit maximal de 3510 m³/s utilisé par TransCanada dans son scénario de déversement le plus défavorable. Le débit maximal enregistré pour la Rivière des Outaouais est de 9230 m³/s⁴⁹, soit un débit 162% supérieur aux données présentées par TransCanada.

Autre fait inquiétant, selon les données présentées par TransCanada, les transects situés dans le Saint-Laurent au niveau du sud de l'Île de Montral (S3, S4 et S5) seraient épargnés car les modélisations laissent entendre que le panache ne se rendrait pas jusqu'à eux (voir annexe 2)⁵⁰. Pourtant, comme il a été démontré plus haut, les scénarios de déversement proposés par la compagnie ne correspondent pas au pire scénario possible puisque les débits ont été largement sous-estimés. Par ailleurs, TransCanada, déclare elle-même "que "[l]e pétrole qui atteindrait le fleuve Saint-Laurent en aval à partir de la confluence des rivières à l'est de Montréal pourrait atteindre ce point en suivant n'importe lequel de ces trois cours d'eau [soit le Fleuve Saint-Laurent, la rivière des Milles Iles ou la rivières des Prairies]"⁵¹. Cela contredit ainsi ses modélisations qui laissent entendre que le panache épargnerait trois des transects situés dans le Saint-Laurent. et soulève d'importants doutes sur la cohérence avec ses modélisations.

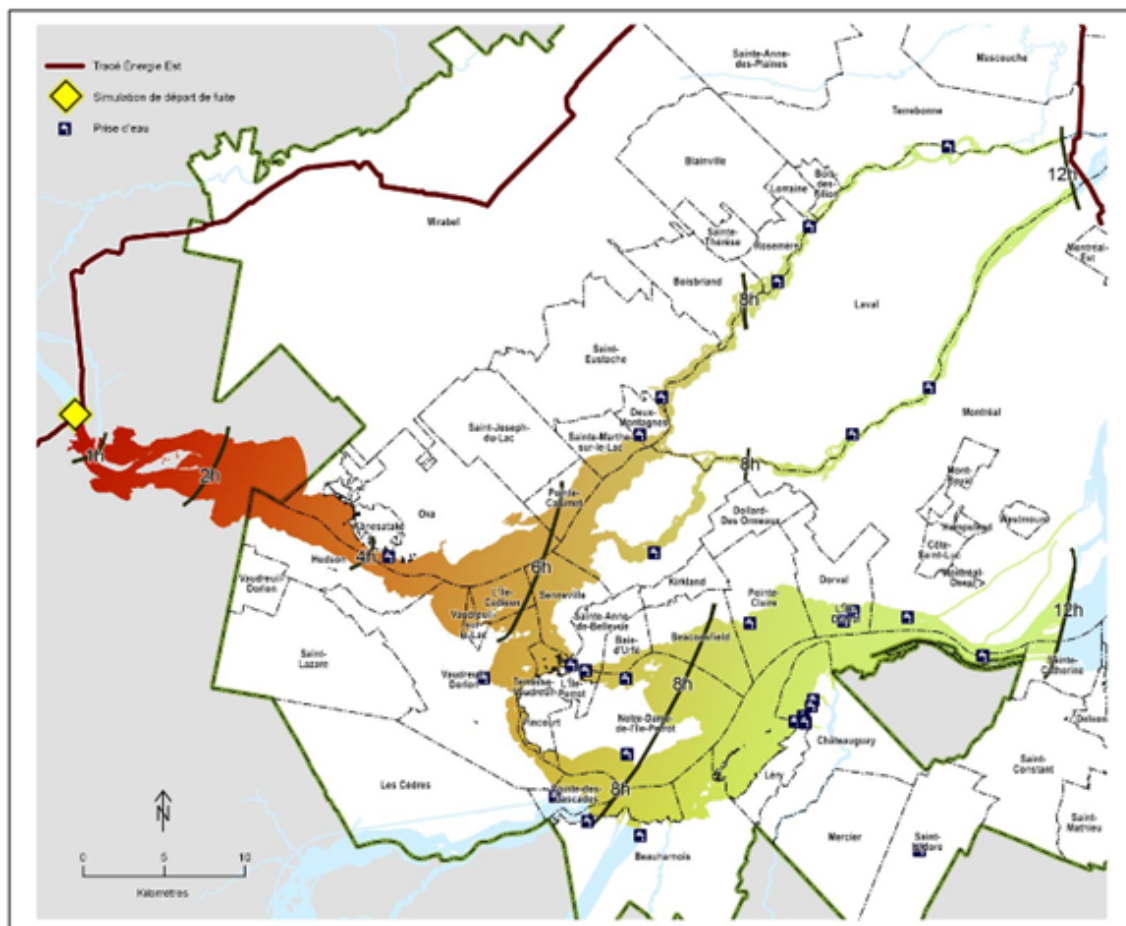
⁴⁷ STANTEC (2016) *Évaluation des risques spécifiques au site de la rivière des Outaouais*, Tableau 5-2, pagination diverse. Récupéré de http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/EAU15-F.pdf

⁴⁸ Niveaux d'eau et débit. (2016, 11 avril). Débit moyen journalier (m³/s) *Commission de la planification de la régularisation de la rivière des Outaouais*. Récupéré de <http://rivieredesoutaouais.ca/niveaux-debits-riviere.php/index-riviere-outaouais.php>

⁴⁹ Ministère du Développement Durable et de la Lutte contre les Changements Climatiques. (2015). Portrait régional de l'eau, Outaouais (Région administrative 07). MDDELCC. Récupéré de <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/eau/regions/region07/07-outaouais.htm>

⁵⁰ STANTEC (2016) *Évaluation des risques spécifiques au site de la rivière des Outaouais*, Tableau 5.3, pagination diverse. Récupéré de http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/EAU15-F.pdf

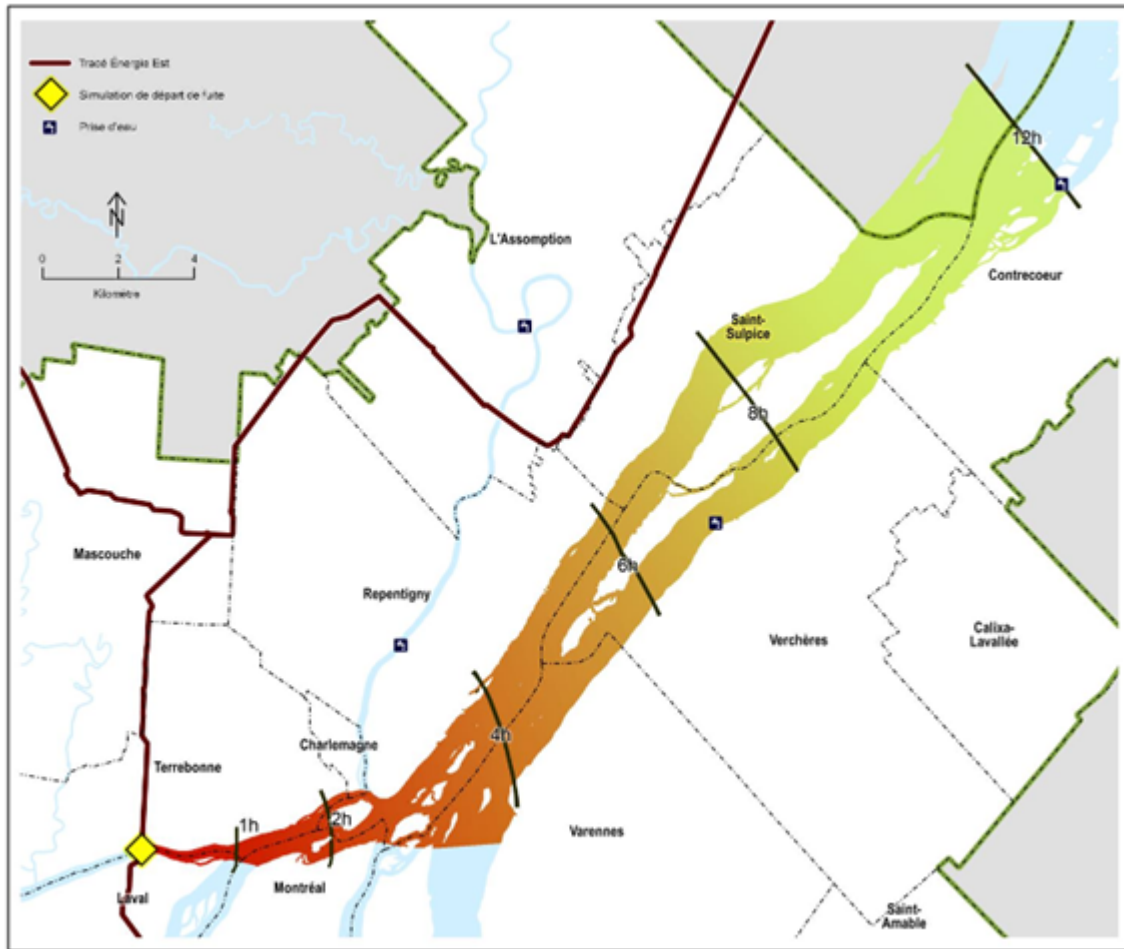
⁵¹ STANTEC (2016) *Évaluation des risques spécifiques au site de la rivière des Outaouais*, page 5.12. pagination diverse. Récupéré de http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/EAU15-F.pdf



Source : Savaria Experts-Conseils inc. (Traitement CMM, 2015)

Figure 1 - Propagation estimée du panache de déversement dans la rivière des Outaouais⁵²

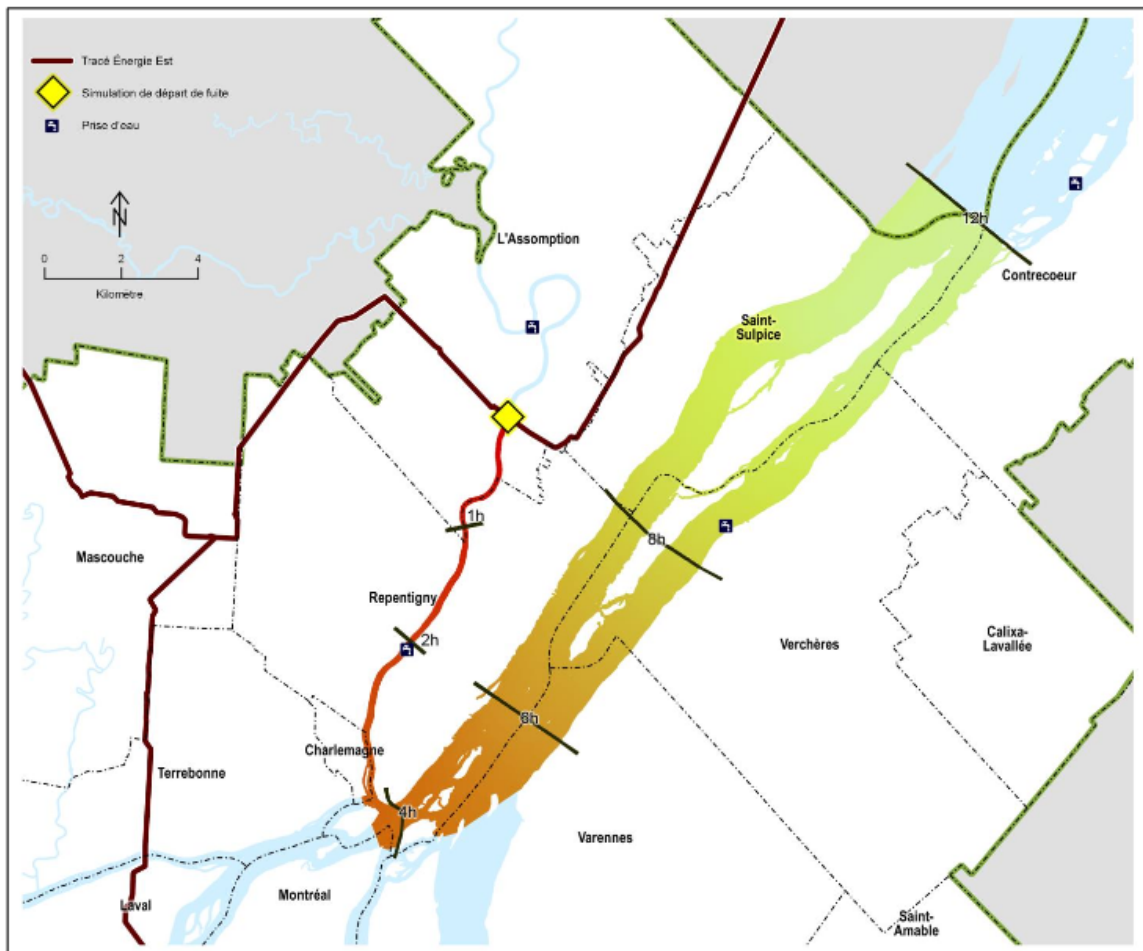
⁵² Savaria Experts Environnement. (2015, 6 mai). *Mise en service de l'oléoduc Énergie Est de TransCanada – Impacts d'un déversement sur le territoire de la Communauté métropolitaine de Montréal*. [Premier rapport technique]. Récupéré de http://cmm.qc.ca/fileadmin/user_upload/documents/20150514_oleoduc-energie-est_rapport.pdf



Source : Savaria Experts-Conseils inc. (Traitement CMM, 2015)

Figure 2 : Propagation estimée du panache de déversement dans la rivière des Mille-Îles⁵³

⁵³ Savaria Experts Environnement. (2015, 6 mai). *Mise en service de l'oléoduc Énergie Est de TransCanada – Impacts d'un déversement sur le territoire de la Communauté métropolitaine de Montréal*. [Premier rapport technique]. Récupéré de http://cmm.qc.ca/fileadmin/user_upload/documents/20150514_oleoduc-energie-est_rapport.pdf



Source : Savaria Experts-Conseils inc (Traitement CMM, 2015)

Figure 3 - Propagation estimée du panache de déversement dans la rivière L'Assomption⁵⁴

De plus, le pipeline passerait au-dessus de nombreuses zones de recharge de l'aquifère rocheux, dont certaines sont considérées comme principales dans la région de Montréal (voir Figure 4) ce qui serait potentiellement catastrophique en cas de déversement puisque cela pourrait entraîner la contamination de la nappe phréatique⁵⁵. Ce problème a été éludé par TransCanada, pour qui “les aquifères, y

⁵⁴ Savaria Experts Environnement. (2015, 6 mai). *Mise en service de l'oléoduc Énergie Est de TransCanada – Impacts d'un déversement sur le territoire de la Communauté métropolitaine de Montréal*. [Premier rapport technique]. Récupéré de http://cmm.qc.ca/fileadmin/user_upload/documents/20150514_oleoduc-energie-est_rapport.pdf

⁵⁵ Savaria Experts Environnement. (2015, 6 mai). *Mise en service de l'oléoduc Énergie Est de TransCanada – Impacts d'un déversement sur le territoire de la Communauté métropolitaine de Montréal*.

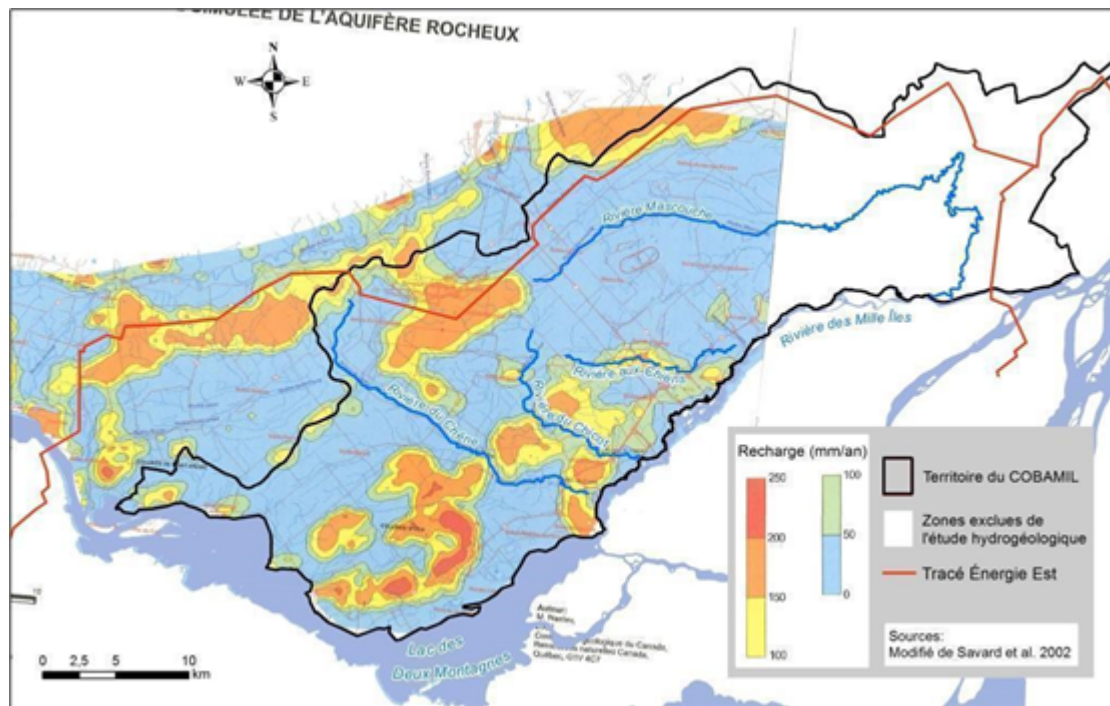
compris ceux qui agissent à titre de ressources en eau” sont des “zones non considérées comme étant des RTS [Récepteurs Très Sensibles] de prises d’eau potables municipales⁵⁶. Cette situation est inacceptable car de nombreuses municipalités s’approvisionnent en eau potable dans les aquifères. À notre connaissance, le promoteur n’a pas fourni de carte permettant d’identifier l’ensemble des zones de recharge de l’aquifère rocheux qui seraient à risque au Québec. La Figure 4 ci-dessous montre que plusieurs de ces zones de recharge seraient à risque au nord de Montréal. En l’absence de preuve du contraire, il est légitime de croire que de nombreuses autres le seraient ailleurs au Québec. De plus, les RTS ont seulement été identifiés selon les impacts associés à un déversement, ne tiennent également pas en compte les bassins versants approvisionnant les prises d’eau municipales, les aires de recharges, « les têtes de puits qui desservent des résidences” ou “moins de 15 résidences »⁵⁷.

[Premier rapport technique]. Récupéré de http://cmm.qc.ca/fileadmin/user_upload/documents/20150514_oleoduc-energie-est_rapport.pdf, p. 43.

⁵⁶ Oléoduc Énergie Est Ltée (2015) Annexe Vol 1-1. Évaluation des risques du pipeline. *Oléoduc Énergie-Est : Rapport supplémentaire no 5-Évaluation des risques*. Récupéré de http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/PR8.2.3.pdf

⁵⁷ TransCanada. (2015). Annexe Vol 1-1 Évaluation des risques du pipeline. *Oléoduc Énergie-Est : Rapport supplémentaire no 5-Évaluation des risques*. p.3-3 Récupéré de: http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/PR8.2.3.pdf

Figure 4 - Carte des zones de recharge de l'aquifère rocheux⁵⁸



1.2.2 IMPACTS SUR LES ÉCOSYSTÈMES

En cas de déversement dans les milieux humides, les dommages seraient potentiellement irréversibles sur la faune et la flore. Selon Émilien Pelletier, professeur retraité en océanographie chimique et titulaire de la chaire de recherche du Canada senior en écotoxicologie moléculaire en milieux côtiers de l'Institut des sciences de la mer de Rimouski⁵⁹, les interventions dans ces milieux fragiles sont « pratiquement impossibles », car les impacts vont être amplifiés par le piétinement qui enfouira le pétrole. Ainsi, selon le chercheur, il vaut mieux, tout « faire pour protéger les marais plutôt que d'attendre et tenter d'intervenir après. »⁶⁰

Plusieurs catastrophes pétrolières passées et un certain nombre de recherches ont permis de documenter les perturbations du pétrole sur les organismes vivants. Des analyses faites sur des poissons de la rivière Chaudière l'année suivante la

⁵⁸ Gracieuseté de COBAMIL et la Fondation Rivières.

⁵⁹ ISMR. (2016). Émilien Pelletier. In UQAR ISMR. *L'équipe*. Récupéré de : <http://www.ismer.ca/Pelletier-Emilien>

⁶⁰ St-Arnaud, P. (2016, 15 mars). Énergie Est : un déversement en mer serait très difficile à contrôler. *La Presse Canadienne*. In L'Actualité. <http://www.lactualite.com/actualites/energie-est-un-deversement-en-mer-serait-tres-difficile-a-controller/>

catastrophe de Lac-Mégantic ont révélé une augmentation importante des anomalies chez les poissons, dont l'érosion des nageoires qui avait déjà été constatée lors d'autres déversements⁶¹. Des études sur l'exposition des poissons aux dépôts de bitume dans les rivières d'Arthabasca (région d'exploitation de sable bitumineux), citées dans le rapport de la *National Academy of Sciences*⁶², ont permis de constater des déformations des embryons et des œufs de poissons. Cela a été confirmé en laboratoire où des études ont démontré une hausse de la mortalité, de la prévalence de la maladie du sac bleu, une baisse du succès de l'éclosion, un développement anormal des embryons et des déformations des larves de poissons lorsqu'ils étaient en contact avec le bitume dilué et ses composants⁶³.

Le pipeline traverserait notamment la Réserve naturelle des Battures-de-Saint-Augustin-de-Desmaures⁶⁴, reconnue par le gouvernement québécois en vertu de l'article 58 de la *Loi sur la conservation du patrimoine naturel*⁶⁵, de même que les îlets Dombourg et l'Anse du Vieux Moulin, des « aires de concentration d'oiseaux aquatiques », soit des aires protégées reconnues du Québec en vertu de cette même loi⁶⁶ et de la *Loi sur la conservation et la mise en valeur de la faune*⁶⁷. Le promoteur a

⁶¹ St-Arnaud, P. (2016, 15 mars). Énergie Est : un déversement en mer serait très difficile à contrôler. *La Presse Canadienne*. In. L'Actualité. <http://www.lactualite.com/actualites/energie-est-un-deversement-en-mer-serait-tres-difficile-a-controler/>

⁶² National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine. (2016). *Spills of Diluted Bitumen from Pipelines: A Comparative Study of Environmental Fate, Effects, and Response*. Washington, DC: The National Academies Press, p. 62-63 <http://www.nap.edu/catalog/21834/spills-of-diluted-bitumen-from-pipelines-a-comparative-study-of>

⁶³ Madison, N., Barry, Hodson, P.V, et Langlois, V.S (2015). *Diluted bitumen causes deformities and molecular responses indicative of oxidative stress in Japanese medaka embryos*. *Aquatic toxicology*. 165, 222-230. p.229 Récupéré de : https://www.researchgate.net/c/o4you9/javascript/lib/pdfjs/web/viewer.html?file=https%3A%2F%2Fwww.researchgate.net%2Fprofile%2FBarry_Madison%2Fpublication%2F278743016_Diluted_bitumen_causes_deformities_and_molecular_responses_indicative_of_oxidative_stress_in_Japanese_medaka_embryos%2Flinks%2F55d9f8d308aed6a199aae6d5.pdf%3FinViewer%3D1%26pdfJsDownload%3D1%26origin%3Dpublication_detail

⁶⁴ Shields, A. (2016, 16 mars). Énergie Est traversera des zones naturelles protégées et fragiles. *Le Devoir*. Récupéré de : <http://www.ledevoir.com/environnement/actualites-sur-l-environnement/465592/energie-est-traversera-des-zones-naturelles-protgees-et-fragiles>

⁶⁵ Québec. (2011, 16 novembre). Avis. Réserve naturelle des Battures-de-Saint-Augustin-de-Desmaures (Fondation québécoise pour la protection du patrimoine naturel)- Reconnaissance. *Gazette officielle du Québec*. Récupéré de :

<http://www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=1&file=56565.PDF>

⁶⁶ Gouvernement du Québec. (2015). *Registre des aires protégées par désignation*. Aire de concentration d'oiseaux aquatiques. In Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques du Québec. p.5 et 45. Récupéré de :

http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/biodiversite/aires_protgees/registre/reg-design/05HF_Aire-ois.pdf

⁶⁷ Gouvernement du Québec. (2015). *Habitat faunique*. Répertoire des aires protégées et des aires de conservation gérées au Québec, 1999 (suite). In. Ministère du Développement durable, de l'Environnement

aussi établit que l'oléoduc traverserait des milieux humides, particulièrement des tourbières, sur 91 km. De plus, 317 km de milieux boisés seront traversés par le pipeline qui nécessitera un déboisement de 25 mètres de large maintenu durant toute la période d'exploitation⁶⁸.

Dans l'étude du projet présentée par le promoteur, celui-ci révèle également que des espèces d'« intérêt pour la conservation » sont présentes dans la zone de construction du pipeline, alors que certaines peuvent être protégées par la *Loi sur les espèces en péril*⁶⁹. Dans cette étude, les Récepteurs très sensibles (RTS) ont été identifiés dans le cadre d'une évaluation des zones où « d'importants effets sur les récepteurs pourraient se produire en cas de déversement »⁷⁰, sans tenir compte de l'impact de la construction ou à l'exploitation d'un pipeline⁷¹. Selon TransCanada, ces activités n'auraient pas d'impact dans ces milieux, puisque des mesures d'atténuation seraient adoptées pour ces zones. À titre d'exemple, le promoteur propose de réduire dans « certaines zones particulières » la surface d'entretien, qui vise le retrait de la végétation ligneuse, juxtaposant le pipeline à « une dizaine de mètres » au lieu des vingt mètres habituels tout en maintenant en permanence 5 mètres libres de chaque côté où la végétation ne pourrait pas se rétablir⁷². De nombreux écosystèmes n'ont cependant pas été considérés RTS, soit les réserves écologiques, les aires naturelles, les espèces terrestres et aquatiques provinciales visées par la LEP, les espèces terrestres menacées ou en voie d'extinction car « elles peuvent être présentes ou non en cas de déversement », les refuges fauniques, les terres protégées privées et une multitude de zones du même type⁷³.

et de la Lutte contre les Changements climatiques du Québec. Récupéré de :
http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/biodiversite/aires_protegees/registre/

⁶⁸ Shields, A. (2016, 16 mars). Énergie Est traversera des zones naturelles protégées et fragiles. *Le Devoir*. Récupéré de : <http://www.ledevoir.com/environnement/actualites-sur-l-environnement/465592/energie-est-traversera-des-zones-naturelles-protegees-et-fragiles>

⁶⁹ Shields, A. (2016, 16 mars). Énergie Est traversera des zones naturelles protégées et fragiles. *Le Devoir*. Récupéré de : <http://www.ledevoir.com/environnement/actualites-sur-l-environnement/465592/energie-est-traversera-des-zones-naturelles-protegees-et-fragiles>

⁷⁰ TransCanada. (2015). Annexe Vol 1-1 Évaluation des risques du pipeline. *Oléoduc Énergie-Est : Rapport supplémentaire no 5-Évaluation des risques*. p.2-1

⁷¹ TransCanada. (2016, 4 avril). *Réponse aux questions écrites de la commission du 29 mars 2016*. DQ1.1. Bureau D'audiences publiques sur l'environnement. p.5

⁷² TransCanada. (2016, 4 avril). *Réponse aux questions écrites de la commission du 29 mars 2016*. DQ1.1. Bureau D'audiences publiques sur l'environnement. p.7

⁷³ TransCanada. (2015). Annexe Vol 1-1 Évaluation des risques du pipeline. *Oléoduc Énergie-Est : Rapport supplémentaire no 5-Évaluation des risques*. p.3-5 et 3-6 Récupéré de :
http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/PR8.2.3.pdf

1.2.3 LE SAINT-LAURENT À RISQUE

Le fleuve Saint-Laurent, joyau naturel du Québec, constitue un immense bassin versant puisque l'eau de plus du tiers de la superficie du Québec s'y déverse⁷⁴. Avec ses 1 200 km de longueur, c'est le plus long et le plus large fleuve au Québec, et plus de 80 % de la population du Québec vit le long de ses rives et affluents⁷⁵. L'estuaire maritime du Saint-Laurent est une ressource d'une importance mondiale, et il est considéré « parmi les plus grands et les plus profonds des estuaires du monde »⁷⁶. Il commence près de l'Île d'Orléans et s'étend sur près de 250 km, avant de s'élargir à Pointe-des-Monts pour se jeter dans le golfe du Saint-Laurent. Toutes ces raisons font en sorte que le fleuve St-Laurent est inclus dans la liste des dix fleuves les plus menacés d'Amérique du Nord récemment publié par la revue *American Rivers*⁷⁷. Il va sans dire que tout déversement de pétrole brut durant le chargement ou le déchargement des navires pétroliers, ou pendant leur déplacement, pourrait s'avérer particulièrement désastreux pour le fleuve et ses habitants.

L'Évaluation environnementale stratégique (EES) globale sur les hydrocarbures, effectuée à la demande du gouvernement du Québec, compare un déversement dans le golfe du Saint-Laurent à celui d'Exxon Valdez en Alaska en raison des écosystèmes et de caractéristiques semblables. Les espèces du Saint-Laurent seraient affectées, que ce soit la végétation, les algues, les invertébrés, les poissons, les oiseaux ou les mammifères⁷⁸. Par exemple, le fleuve fournit un habitat important pour quelque 13 espèces de baleines, y compris le béluga et le rorqual bleu, des espèces en voie de

⁷⁴ Fuamba, M. et Vincenzo, S. (2015). *Étude sur la traverse de cours d'eau dans le cadre de la construction et l'exploitation des pipelines au Québec*. Polytechnique Montréal. p.21. Récupéré de : <http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/documents/etudes/GTRA03.pdf>

⁷⁵ Québec. Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC). (2015). Le Saint-Laurent. In MDDELCC. *Eau*. Récupéré de <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/eau/flrivlac/fleuve.htm>

⁷⁶ Canada. Ministère des Pêches et des Océans (MPO). (2014). L'estuaire et le golf du St-Laurent. In MPO *Sujets régionaux*. Récupéré de <http://www.qc.dfo-mpo.gc.ca/golfe-gulf/index-fra.html>

⁷⁷ América's Most Endangered Rivers. In *American Rivers. Most Endangered Rivers*. Récupéré de : <http://www.americanrivers.org/endangered-rivers/>

⁷⁸ Allaire-Verville, M. et autres. (2015). *État des connaissances sur l'impact des accidents pétroliers et des méthodes d'intervention utilisées pour les systèmes côtiers nordiques-Étude GENV24*. Institut des sciences de la mer de Rimouski. Université de Rimouski. p.104-105 Récupéré de : <http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/documents/etudes/GENV24.pdf>

disparition,⁷⁹ ainsi que les oiseaux migrateurs. En effet, environ 400 espèces d'oiseaux fréquentent le grand fleuve Saint-Laurent au Québec⁸⁰.

Comme ce fut le cas en Alaska où les chercheurs ont noté la « mortalité massive » des oiseaux recouverts d'hydrocarbures et une mortalité importante des mammifères marins et terrestres, ces impacts pourraient être les mêmes dans le fleuve St-Laurent en raison des similarités des deux environnements. De plus, puisque les cycles de reproduction et de développement seraient affectés, les espèces ayant une plus grande longévité subiraient des effets à long terme pouvant mettre à risque la survie des espèces. L'écosystème entier pourrait donc être perturbé, et ce, pour une très longue période⁸¹⁸². Le rapport précise également que les aires naturelles désignées affectées par le déversement d'Exxon Mobil étaient encore « en rétablissement » en 2014, soit 25 ans après le déversement, alors que certaines espèces aquatiques, telles que les épaulards, étaient toujours considérées comme n'étant « pas en rétablissement »⁸³.

À notre connaissance, le promoteur n'a pas documenté l'ensemble des risques pour le Québec. À l'échelle de Montréal, nous avons identifié quelques risques importants en raison de la présence de zones de recharge des eaux et les milieux humides. Il est inacceptable pour les populations de devoir se prononcer sur un projet alors qu'elle ne possède pas l'information complète sur les risques parce que le promoteur n'a pas fourni d'information ou même de cartes montrant les risques en cas de déversement pour l'ensemble du tracé sur le territoire québécois. Nous croyons qu'une identification complète et détaillée de tous les risques ferait en sorte que

⁷⁹ Groupe de recherche et d'éducation sur les mammifères marins (GREMM). (2016). Les 13 espèces du Saint-Laurent. In GREMM. *Les baleines du St-Laurent*. Récupéré de <http://baleinesdirect.org/les-baleines-du-saint-laurent/les-13-especes-du-saint-laurent/>

⁸⁰ TransCanada. (2014, septembre). Section 5: Contexte environnemental et socioéconomique. *Projet Oléoduc Énergie Est, Vol.1 : Aperçu*. PR3.1.6. p.5-34 Récupéré de http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/PR3.1.6.pdf

⁸¹ Allaire-Verville, M. et autres. (2015). *État des connaissances sur l'impact des accidents pétroliers et des méthodes d'intervention utilisées pour les systèmes côtiers nordiques-Étude GENV24*. Institut des sciences de la mer de Rimouski. Université de Rimouski. p.104-105 Récupéré de : <http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/documents/etudes/GENV24.pdf>

⁸² Shields, A. (2015, 4 novembre). Scénario noir pour le fleuve : Un déversement de pétrole dans le Saint-Laurent aurait des impacts environnementaux pendant plus de dix ans. *Le Devoir*. Récupéré de : <http://www.ledevoir.com/environnement/actualites-sur-l-environnement/454252/un-deversement-dans-le-saint-laurent-auroit-des-impacts-a-long-terme>

⁸³ Allaire-Verville, M. et autres. (2015). *État des connaissances sur l'impact des accidents pétroliers et des méthodes d'intervention utilisées pour les systèmes côtiers nordiques-Étude GENV24*. Institut des sciences de la mer de Rimouski. Université de Rimouski. p.42-43 Récupéré de : <http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/documents/etudes/GENV24.pdf>

davantage de gens s'opposeraient au projet car ils seraient mieux en mesures d'évaluer les risques.

1.1.1.1. CENT-QUINZE PÉTROLIERS PAR AN DE PLUS SUR LE SAINT-LAURENT

Malgré l'opposition des Québécois(es) à l'idée d'un nouveau port d'exportation, TransCanada a affirmé chercher à exporter 270 000 barils par jour de pétrole à partir du Québec après s'être fait questionner sur ses véritables intentions⁸⁴. Nous avons fait une estimation préliminaire du nombre de pétroliers qui seraient nécessaires pour le transport de ces 270 000 barils par jour (bpj) de brut à partir de ports situés au Québec en fonction d'un scénario pour lequel la moitié du volume serait porté par les pétroliers Suezmax et l'autre moitié serait porté par des pétroliers Aframax. Selon ce scénario, il faudrait **environ 115 pétroliers par an** pour exporter 270 000 bpj, soit 45 pétroliers Suezmax et 70 pétroliers AFRamax (voir le détails des calculs à l'Annexe ??). Nous assisterions à une augmentation du trafic maritime sur le Saint-Laurent en raison du pipeline Énergie Est.

L'estimation suppose des pétroliers chargés à pleine capacité. Or, il est fort possible que les pétroliers au départ de Montréal ou de Sorel (et parfois même de Québec / Lévis) ne quittent pas complètement chargés parce que le fleuve est pas assez profond dans les lieux. Par exemple, ceux naviguant entre Montréal et Québec ne sont chargé qu'aux deux-tiers⁸⁵. S'il y avait des pétroliers chargés partiellement, alors le nombre de navires pourrait être plus élevé.

Selon M. Stéphane Grenon de TransCanada, "[...] dans le cas de Kalamazoo, il y a eu des études qui ont été déposées par le Département de la santé du Michigan qui a fait des études sur les impacts sur la santé justement liées à cet événement ainsi que les impacts sur les puits d'eau potable, etc. Et dans aucune de ces études il y a mention d'impacts sur la population dans l'événement de Kalamazoo"⁸⁶. Contrairement aux affirmations de TransCanada, la santé humaine est aussi à risque

⁸⁴ Niosi, L. et Bureau, C. (2016, 17 mars). TransCanada n'écarte pas l'idée d'un autre port maritime pour le Québec. *Ici Radio-Canada*. Récupéré de <http://ici.radio-canada.ca/nouvelles/environnement/2016/03/17/001-transcanada-petrole-quebec-port-bape-audiences.shtml>

⁸⁵ Gerbet, T. (2014, 22 septembre). Pétroliers : le trafic des navires de brut pourrait doubler sur le Saint-Laurent. *Ici Radio-Canada*. Récupéré de <http://ici.radio-canada.ca/nouvelles/national/2014/09/22/001-croissance-transport-petrole-fleuve-saint-laurent-navires-quebec.shtml>

⁸⁶ Grenon, S. Audiences Publiques du BAPE. Commission d'enquête sur le projet oléoduc Énergie Est. Section québécoise. Séance de la soirée du 10 mars 2016, verbatim p. 104 Récupéré de http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/DT6.pdf

lors d'un déversement en raison de l'exposition directe au pétrole dans l'environnement et de la pollution atmosphérique causée par les émanations de nombreux produits chimiques dont le benzène et les hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP) contenus dans le pétrole⁸⁷. Une forte exposition durant les premières heures d'un déversement peut causer des nausées, des vomissements, des céphalées ou de la somnolence⁸⁸. Lors du déversement dans la rivière Kalamazoo, 320 personnes ont subi ces symptômes⁸⁹ et quarante-cinq maisons ont dû être Le Rapport *Acute Health Effects of the Enbridge Oil Spill November 2010* du *Division of Environmental Health Michigan Department of Community Health* concluait que pour ce déversement.⁹⁰

« The surveillance system received 147 health care provider reports on 145 patients, identified 320 (58%) of 550 individuals with adverse health effects from four community surveys along the impacted waterways, identified one small worksite symptomatic employees, and tracked 41 calls that were placed to the poison center by the public. Headache, nausea, and respiratory symptoms were the predominant symptoms reported by exposed individuals in all reporting systems »⁹¹.

De la même manière, de nombreux citoyens se sont plaints de nausées, de difficultés respiratoires et de maux de tête suite à la fuite de dilbit survenue à Mayflower en Arkansas en mars 2013⁹². À titre d'exemple, il a été reporté que près de deux semaines après la fuite, "l'école élémentaire a dû renvoyer chez eux huit enfants (...) après qu'ils soient tombés malades à cause de l'exposition aux vapeurs

⁸⁷ NRDC et al. (2011). Tar Sands Pipelines Safety Risks. Récupéré de <https://www.nrdc.org/energy/files/tarsandssafetyrisks.pdf>, p. 7.

⁸⁸ NRDC et al. (2011). Tar Sands Pipelines Safety Risks. Récupéré de <https://www.nrdc.org/energy/files/tarsandssafetyrisks.pdf>, p. 7.

⁸⁹ National Transportation Safety Board (NTSB/PAR-12/01). (2010, 25 juillet). Enbridge Incorporated Hazardous Liquid Pipeline Rupture and Release Marshall, Michigan. Récupéré de <http://www.nts.gov/doclib/reports/2012/PAR1201.pdf>, p. 101 Dans AQLPA et Greenpeace. (2013). *Ce que vous devez savoir sur la venue du pétrole de l'Ouest au Québec, mais que les pétrolières préfèrent que vous ne sachiez pas*, Récupéré de http://www.aqlpa.com/sites/default/files/publications-aqlpa/20130913_rapportpetrolelourd_aqlpa-greenpeace_sept2013-1.pdf, p. 10.

⁹⁰ Stendie, L. (2015, 23 juillet). Letter : Learning from Kalamazoo. *Merritt Herald*. Récupéré de <http://www.merrietherald.com/letter-learning-from-kalamazoo/>

⁹¹ Division of Environmental Health Michigan Department of Community Health (2010) *Acute Health Effects of the Enbridge Oil Spill*. Récupéré de http://www.michigan.gov/documents/mdch/enbridge_oil_spill_epi_report_with_cover_11_22_10_33_9101_7.pdf

⁹² Lynne Peeples (2013, 10 avril) Arkansas oil spill health complaints emerge in Mayflower, *HuffPost Green*, récupéré de http://www.huffingtonpost.com/2013/04/10/arkansas-oil-spill-health-_n_3045610.html

pétrochimiques⁹³. Immédiatement après l'événement, les vapeurs du pétrole déversé ont exigé l'évacuation d'au moins 20 maisons situées à proximité⁹⁴.

En cas d'exposition prolongée, le benzène peut également être toxique pour le système sanguin et le système immunitaire, ainsi qu'être cancérigène⁹⁵. Ce problème serait aggravé si le produit déversé dans l'environnement s'avère être du bitume dilué. En effet, celui-ci s'évapore beaucoup plus rapidement, sur une plus courte période et en plus grande quantité que le pétrole lourd conventionnel qui ne contient pas de diluant⁹⁶. Les émanations de benzène et d'autres produits chimiques dans l'air pourraient donc être plus fortes et plus dangereuses pour la population à proximité du déversement ainsi que pour les équipes d'urgence. Le rapport *Ce que vous devez savoir sur la venue du pétrole de l'Ouest au Québec* publié par Greenpeace et l'AQLPA en 2013⁹⁷ présente les impacts environnementaux et sanitaires et les effets d'exposition à court et à long terme de certaines composantes des hydrocarbures. À court terme, les équipes d'urgence et les citoyens peuvent subir les impacts de ces différents composants. Comme le présente le rapport, le benzène peut être létal lorsque qu'il est inhalé à de très fortes concentrations. Des fortes concentrations « peuvent causer de la somnolence, des étourdissements, une accélération du rythme cardiaque, des maux de tête ou encore des tremblements. »⁹⁸ Une exposition à court terme à l'éthylbenzène à de très fortes concentrations peut « causer des irritations des yeux et de la gorge »⁹⁹, tandis qu' « une exposition à de

⁹³ Lynne Peeples (2013, 10 avril) Arkansas oil spill health complaints emerge in Mayflower, *HuffPost Green*, récupéré de http://www.huffingtonpost.com/2013/04/10/arkansas-oil-spill-health-n_3045610.html

⁹⁴ Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA) et Greenpeace Canada, (2013). *Ce que vous devez savoir sur la venue du pétrole de l'Ouest au Québec*. p.12 Récupéré de : <http://www.greenpeace.org/canada/Global/canada/report/2013/09/ALQPA-Greenpeace-rapport-petrole.pdf>

⁹⁵ NRDC et al. (2011). Tar Sands Pipelines Safety Risks. Récupéré de <https://www.nrdc.org/energy/files/tarsandssafetyrisks.pdf>, p. 7.

⁹⁶ Winter, J. (2014, 20 juin). As Oil Sands Production Rises, What Should We Expect at Diluted Bitumen (Dilbit) Spills? *National Oceanic and Atmospheric Association*. Récupéré de <https://usresponserestoration.wordpress.com/2014/06/20/as-oil-sands-production-rises-what-should-we-expect-at-diluted-bitumen-dilbit-spills/>

⁹⁷ Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA) et Greenpeace Canada, (2013). *Ce que vous devez savoir sur la venue du pétrole de l'Ouest au Québec*. p.48. Récupéré de : <http://www.greenpeace.org/canada/Global/canada/report/2013/09/ALQPA-Greenpeace-rapport-petrole.pdf>

⁹⁸ Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA) et Greenpeace Canada, (2013). *Ce que vous devez savoir sur la venue du pétrole de l'Ouest au Québec*. p.48. Récupéré de : <http://www.greenpeace.org/canada/Global/canada/report/2013/09/ALQPA-Greenpeace-rapport-petrole.pdf>

⁹⁹ Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA) et Greenpeace Canada, (2013). *Ce que vous devez savoir sur la venue du pétrole de l'Ouest au Québec*. p.48. Récupéré de : <http://www.greenpeace.org/canada/Global/canada/report/2013/09/ALQPA-Greenpeace-rapport-petrole.pdf>

plus fortes concentrations peut causer des étourdissements »¹⁰⁰. Quant au toluène, qui affecte plutôt le système nerveux, une exposition à court terme à des concentrations faibles à modérées peut notamment causer de la confusion, des pertes de mémoire, des nausées, ou encore des nausées. À des concentrations plus élevées, le toluène peut affecter les reins, « rendre inconscient et même causer la mort »¹⁰¹. Dans le cas de l'hexane, la rémission des personnes exposées nécessite entre six mois et un an¹⁰².

Notons aussi que le benzène et d'autres hydrocarbures aromatiques monocycliques contenus dans le dilbit comme le toluène, l'éthylbenzène, et le xylène, sont extrêmement inflammables. Au contact de l'air, ils peuvent provoquer de dangereuses explosions¹⁰³.

1.2.4 DISTANCE D'ÉVACUATION EN CAS DE DÉVERSEMENT, INCENDIE, RUPTURE, ETC.

L'importance des impacts potentiels est confirmée par le plan d'urgence d'Enbridge pour le pipeline Ligne 9b qui prévoit une zone d'évacuation allant jusqu'à 1,6 km de chaque côté du pipeline en cas de rupture complète (voir annexe 4)¹⁰⁴. La capacité de transport d'Énergie Est étant beaucoup plus importante que celle de la Ligne 9b, il faudra s'attendre, dans le cas d'Énergie Est, à une zone d'évacuation probablement équivalente et potentiellement encore plus étendue. Le pipeline Énergie Est transportera du pétrole des sables bitumineux et transportera également du pétrole de schiste. Ce dernier peut présenter de sérieux dangers pour les populations environnantes en raison de sa volatilité élevée et de son inflammabilité tel que

¹⁰⁰ Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA) et Greenpeace Canada, (2013). *Ce que vous devez savoir sur la venue du pétrole de l'Ouest au Québec*. p.48. Récupéré de : <http://www.greenpeace.org/canada/Global/canada/report/2013/09/ALQPA-Greenpeace-rapport-petrole.pdf>

¹⁰¹ Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA) et Greenpeace Canada, (2013). *Ce que vous devez savoir sur la venue du pétrole de l'Ouest au Québec*. p.48. Récupéré de : <http://www.greenpeace.org/canada/Global/canada/report/2013/09/ALQPA-Greenpeace-rapport-petrole.pdf>

¹⁰² Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA) et Greenpeace Canada, (2013). *Ce que vous devez savoir sur la venue du pétrole de l'Ouest au Québec*. p.48. Récupéré de : <http://www.greenpeace.org/canada/Global/canada/report/2013/09/ALQPA-Greenpeace-rapport-petrole.pdf>

¹⁰³ Negraia, G. (2010). *Impact toxicologique des hydrocarbures*, Sherbrooke, Québec, Canada. Dans Fondation David Suzuki, Société pour la nature et les parcs (SNAP) et WWF-Canada. (2015). *Le Saint-Laurent, artère pétrolière?* Récupéré de <http://www.davidsuzuki.org/fr/publications/Le%20Saint-Laurent,%20art%C3%A8re%20p%C3%A9troli%C3%A8re%20%20mars%202015.pdf>, p. 39.

¹⁰⁴ Enbridge. (s. d.). *Plan de contingence intégré pour la région de l'est. Version no : 2, Annexe 6 | Plan d'intervention d'urgence*, p. 56. Récupéré de <http://www.enbridge.com/~media/Rebrand/Documents/Public%20Awareness/ERAP%20ICP/EasternRegion%20ICPC25AV13FrenchRedactedcompressed.pdf?la=en>

démonstré dans le rapport d'accident de Lac-Mégantic¹⁰⁵. TransCanada prévoit actuellement une distance d'isolement de seulement « 300 mètres dans le cas d'un grand déversement et de 800 mètres dans le cas d'un incendie »¹⁰⁶. TransCanada a procédé à l'analyse des probabilités de « perte de confinement », d'incendie ou d'explosion sur le pipeline et aux stations de pompage à partir de la fréquence de ces événements dans l'industrie. Puisque les fréquences obtenues étaient faibles, elles ont été considérées « inférieure à ce qui a été jugé plausible ». De ce fait, aucune évaluation des risques des impacts de tels événements ne sera donc faite par le promoteur¹⁰⁷. Or, ce n'est pas parce que la probabilité (fréquence) d'occurrence d'un risque est faible que les conséquences, et donc le risque, soient faibles également.

1.2.5 IMPACTS ÉCONOMIQUES

La contamination de l'environnement suite à un déversement implique aussi des conséquences qui se font ressentir sur le plan économique. Un déversement peut être extrêmement coûteux et gravement nuire aux résidents, aux commerçants, aux institutions, aux industries, dont celles du tourisme, de la pêche et de l'agriculture pour ne nommer que ces dernières. Un tel incident aura également un impact sur la valeur foncière des propriétés à proximité (valeur qui risque d'ailleurs d'être affectée par la seule présence du pipeline).

1.2.6 DIFFICULTÉS ET COÛTS DU NETTOYAGE

Le nettoyage d'un déversement peut s'étendre sur de longues années et être très coûteux. Dans le cas du déversement dans la rivière Kalamazoo, les travaux de nettoyage se sont échelonnés sur plus de quatre ans pour une facture de 1,21 milliards de dollars américains¹⁰⁸. Des hydrocarbures se trouvent toujours mêlés aux sédiments au fond de celle-ci et des activités de surveillance et d'entretien des

¹⁰⁵ Canada. Bureau de la sécurité des transports. (2013, 6 juillet). Rapport d'enquête ferroviaire R13D0054. *Rapports-Reports*. Récupéré de <http://www.tsb.gc.ca/fra/rapports-reports/rail/2013/r13d0054/r13d0054.asp>

¹⁰⁶ TransCanada. (2016, 14 avril). Titre de l'engagement : Distance d'isolement en cas d'incident. *Réponse à la question du document DQ4*, Bureau d'audiences publiques sur l'environnement.p.7. Récupéré de : http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/DQ4.1.pdf

¹⁰⁷ TransCanada. (2016, 14 avril). Titre de l'engagement : Distance d'isolement en cas d'incident. *Réponse à la question du document DQ1*, Bureau d'audiences publiques sur l'environnement.p.4. Récupéré de : http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/DQ1.1.pdf

¹⁰⁸ Ellison, G. (2014, 5 novembre). New price tag for Kalamazoo River oil spill cleanup : Enbridge says \$1.21 billion. *Mlive*. Récupéré de http://www.mlive.com/news/grand-rapids/index.ssf/2014/11/2010_oil_spill_cost_enbridge_1.html

hydrocarbures résiduels étaient prévues de façon minimale jusqu'en 2016¹⁰⁹. Suite au nettoyage, la compagnie Enbridge a également dû s'attaquer aux travaux de restauration qui sont évalués à 75 millions de dollars¹¹⁰. Il est donc très étonnant que TransCanada évalue à 600 millions de dollars à peine les coûts liés à son pire scénario de déversement dans la rivière Etchemin¹¹¹.

Les coûts directs associés à un déversement, particulièrement de dilbit, sont donc très élevés et cela va de même en cas de rupture du pipeline Énergie Est. Selon le rapport de la Commission de l'énergie de l'Ontario, les coûts associés au nettoyage d'un déversement causé par Énergie Est pourraient facilement dépasser le milliard de dollars¹¹². Énergie Est passerait au Québec près de zones beaucoup plus densément peuplées qu'en Ontario et les coûts pourraient donc être beaucoup plus importants. Selon une étude par The Goodman Group, les coûts associés à un déversement de ce pipeline qui passe à proximité de grandes zones de populations pourraient plutôt aller jusqu'à 10 milliards¹¹³.

Ceci est particulièrement préoccupant, car la loi canadienne prévoit une limite de responsabilité des compagnies de pipelines de 1 milliard de dollars si on ne peut prouver qu'un déversement est attribuable à leur faute ou leur négligence¹¹⁴. Or, il peut être extrêmement long et complexe de prouver hors de tout doute qu'une entreprise est fautive ou a fait preuve de négligence et, par conséquent, les frais qui dépasseraient le milliard de dollar risquent de devoir être assumés par la collectivité.

¹⁰⁹ Enbridge Energy (2014). *Enbridge Line 6B MP 608 – Marshall, MI Pipeline Release – Kalamazoo River Residual Oil Monitoring and Maintenance Work Plan*. Récupéré de http://www.michigan.gov/documents/deq/wrd-enbridge-residual-oil-report_464692_7.pdf, p. 15.

¹¹⁰ Mueller, A. (2015, 13 mai). \$75 million settlement reached in Enbridge's Kalamazoo River oil spill. *MLive*. Récupéré de http://www.mlive.com/news/kalamazoo/index.ssf/2015/05/75_million_settlement_reached.html

¹¹¹ Shields, A. (2016, 12 mars). Un facture de plus de 600 millions pour TransCanada en cas de déversement majeur. *Le Devoir*. Récupéré de <http://www.ledevoir.com/environnement/actualites-sur-l-environnement/465300/energie-est-une-facture-de-plus-de-600-millions-pour-transcanada-en-cas-de-versement-majeur>

¹¹² Commission de l'énergie de l'Ontario. (2015, 13 août). *Giving a voice to Ontarians on Energy East*. [Report to the Minister]. Récupéré de http://www.ontarioenergyboard.ca/html/oebenergyeast/documents/report_to_minister/energyeast_report_to_minister_EN.pdf, p. 59.

¹¹³ The Goodman Group. (2013, 8 août). *The Relative Economic Costs and Benefits of the Line 9B Reversal and Line 9 Capacity Expansion*. Récupéré de https://docs.neb-one.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90464/90552/92263/790736/890819/956564/956632/985662/C13-7-2_-TGG_Evidence_NEB_Line_9B_-_A3K0H3.pdf?nodeid=985663&vernum=-2, p. 5.

¹¹⁴ Gouvernement du Canada. (2015). *Loi sur la sûreté des pipelines*. Récupéré de http://laws-lois.justice.gc.ca/fra/lois/Annuelles/2015_21/TexteCompleet.html

1.1.1.2. LE NETTOYAGE D'UN DÉVERSEMENT D'ÉNERGIE EST POURRAIT PRENDRE DE 5 À 10 ANS, COMME À KALAMAZOO

Les effets d'un déversement de pétrole extrait des sables bitumineux demeurent longtemps dans l'environnement, et rien ne permet de croire que ce serait différent dans le cas d'un déversement d'Énergie Est. Lors de l'audience du BAPE du 10 mars, Mme Chantal Savaria, ingénieure et géologue à Savaria Experts-Conseils, a fait une présentation sur les effets possibles d'un déversement du projet de pipeline Énergie Est. Dans sa présentation, Mme Savaria a indiqué que « la durée des travaux de nettoyage et de réhabilitation serait de plusieurs années », en ajoutant qu'« il ne fallait pas oublier que ça ne se fait pas immédiatement, la décontamination de tels milieux¹¹⁵ ». Le jour suivant, Mme Savaria a expliqué qu'il faut parfois deux ans pour nettoyer et réhabiliter un milieu contaminé par les composantes toxiques habituellement présentes dans l'essence, comme le benzène, le toluène, l'éthylbenzène et les xylènes (communément appelés BTEX), mais que cela peut prendre beaucoup plus de temps pour réparer les dégâts causés par un déversement de pétrole lourd¹¹⁶. Pour nettoyer un déversement de pétrole lourd qui serait causé par un pipeline d'Énergie Est, « on parle d'horizons de deux à cinq ans, et peut-être même dix ans, dépendamment du type de contaminant et de la profondeur de la nappe et du type de géologie qui est affecté¹¹⁷ ».

Certains déversements de pétrole lourd incluant du bitume ont nécessité de longues procédures de nettoyage au Canada et aux États-Unis. Par exemple, en 2010, dans le cas du déversement de pétrole brut issu des sables bitumineux ayant eu lieu à Kalamazoo au Michigan en 2010, des travaux de réhabilitation de certaines portions de la rivière et des environs étaient toujours en cours en mai 2015¹¹⁸. Un an après le déversement de bitume dilué provenant d'un pipeline de l'Alberta qui a eu lieu dans un voisinage de Mayflower en Arkansas en 2013, on rapporte que les « résidents souffrent encore d'étourdissements, de maux de tête et de nausées, et beaucoup ont déménagé¹¹⁹ ». Cela remet en question l'efficacité même du nettoyage de ce déversement essentiellement terrestre à l'origine. Quant au déversement d'émulsion de bitume d'un pipeline de Nexen en Alberta en juillet 2015, il n'a

¹¹⁵ Chantal Savaria, transcription du BAPE session 10 mars 2016, p. 15, http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/DT6.pdf.

¹¹⁶ Chantal Savaria, transcription du BAPE session 11 mars 2016, p. 44, http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/DT7.pdf.

¹¹⁷ Ibid.

¹¹⁸ Jim Lynch, "Enbridge settles cleanup of Michigan oil spill for 75M", The Detroit News, May 13, 2015, <http://www.detroitnews.com/story/news/politics/2015/05/12/enbridge-settles-cleanup-michigan-oil-spill/27216339/>.

¹¹⁹ RT News, "Exxon oil spill town 'deserted land', residents still getting sick, forced to abandon homes", February 11, 2014, <https://www.rt.com/usa/mayflower-keystone-oil-pipeline-410/>.

également pas encore été totalement nettoyé¹²⁰. Selon un rapport de Nexen, le retrait du bitume n'a commencé qu'en octobre 2015, car « il fallait des températures plus fraîches pour obtenir un durcissement partiel du bitume émulsifié¹²¹ ». Ce déversement, qui a impliqué 31 500 barils, a été plus important que celui de Kalamazoo (27 000 barils), et on ne sait pas encore quand le nettoyage sera terminé¹²².

1.2.7 IMPACTS SUR L'INDUSTRIE RÉCRÉOTOURISTIQUE ET LA QUALITÉ DE VIE

Les rendus par les écosystèmes qui nous entourent ont aussi une valeur économique. Par exemple, la Fondation David Suzuki a déterminé la valeur monétaire que les Québécois accordent à la Ceinture et la Trame Bleue du Grand Montréal. Selon leurs calculs,

« L'amélioration de la biodiversité, de la qualité de l'eau et du stockage du carbone sont ainsi respectivement évalués à près de 1,6 million de dollars, plus de 18 millions de dollars et près de 130 000 dollars. Concernant l'amélioration des autres attributs, celle des activités récréatives est évaluée par les ménages québécois à près de 12 millions de dollars, à plus de 5,5 millions de dollars pour la qualité du paysage, à près de 29 millions de dollars pour la superficie restaurée et à plus de 14 millions de dollars pour la sensibilisation et la mobilisation des populations. »¹²³

On peut imaginer comment un déversement dans la rivière des Outaouais se propageant dans les cours d'eau de la région de Montréal et affectant par exemple la plage d'Oka aurait un impact négatif à long terme sur l'environnement et sur la perception des gens des zones touchées et extérieures, réduisant ainsi les revenus de l'industrie récréotouristique sur une longue période et affectant la qualité de vie des gens¹²⁴. Il en va de même pour toute les régions, incluant celle de Québec, dont l'image et les activités pourraient être affectées par un éventuel déversement.

¹²⁰ Nexen, (2016, 13 avril) Long Lake Pipeline Failure Update. *Oil Sands*. Récupéré de :, <http://www.nexencnoocltld.com/en/Operations/OilSands/PipelineFailure.aspx>

¹²¹ Nexen. (2015, novembre). *Community Matters: Nexen Oil Sands Report to the Community*. P.4 Récupéré de <http://www.nexencnoocltld.com/Operations/~media/Files/MediaCentre/Publications/Nexen-ReportToTheCommunity-2015.ashx>

¹²² Ibid.

¹²³ Fondation David Suzuki. (2015). *La valeur économique de la Ceinture et trame bleue du Grand Montréal*. Récupéré de http://www.davidsuzuki.org/fr/publications/DSF_bluebelt_dft_6_FINAL.pdf, p. 5.

¹²⁴ Fondation David Suzuki, Société pour la nature et les parcs (SNAP) et WWF-Canada. (2015). *Le Saint-Laurent, artère pétrolière?* Récupéré de http://www.davidsuzuki.org/fr/publications/Le%20Saint-Laurent,%20art%C3%A8re%20p%C3%A9troli%C3%A8re%20%20mars_2015.pdf, p. 10.

Le projet Énergie Est pose également des risques pour le tourisme lié au fleuve Saint-Laurent, un secteur économique important au Québec. Il génère annuellement 500 millions de dollars et fournit des milliers d'emplois¹²⁵. Un déversement dans le Saint-Laurent pourrait s'avérer dramatique pour l'industrie du tourisme et affecter des écosystèmes ayant une importante valeur économique.

1.2.8 IMPACTS SUR LA PÊCHE ET L'AGRICULTURE

La pêche et l'agriculture, deux secteurs économiques fortement dépendants de la qualité de l'environnement, pourraient également être durement touchés en cas de déversement. Énergie Est traverserait les terres de plusieurs agriculteurs, les soumettant à un risque constant de contamination qui pourrait rendre leurs terres inutilisables et, dans le cas des producteurs biologiques, révoquerait leur certification. Au Québec, 75% du tracé de l'oléoduc se trouve sur des terres agricoles et une grande proportion des 1800 propriétaires privés sont des producteurs agricoles¹²⁶. Ceux-ci sont très préoccupés, comme en témoigne l'opposition de plusieurs¹²⁷¹²⁸.

«Toute infrastructure sur les terres agricoles, on n'en veut pas. Ce sont des inconvénients qui augmentent nos coûts de production et nos risques», indique Pierre Lemieux, premier vice-président de l'UPA.¹²⁹

En effet, la machinerie et les travaux agricoles pourraient mettre à risque le pipeline enfouis. Ils pourraient alors être tenus responsables du bris, comme le prévoit la législation fédérale. De plus, une contamination du sol rendrait impossible la production agricole et l'utilisation des ressources en eau nécessaires¹³⁰. À cette

¹²⁵ Fondation David Suzuki, Société pour la nature et les parcs (SNAP) et WWF-Canada. (2015). *Le Saint-Laurent, artère pétrolière?* Récupéré de <http://www.davidsuzuki.org/fr/publications/Le%20Saint-Laurent,%20art%C3%A8re%20p%C3%A9troli%C3%A8re%20%20mars%202015.pdf>, p. 58.

¹²⁶ Shields, A. (2016, 5 mars). Péril noir sur le monde agricole. *Le Devoir*. Récupéré de : <http://www.ledevoir.com/environnement/actualites-sur-l-environnement/464683/energie-est-agriculteurs>

¹²⁷ Shields, A. (2016, 5 mars). Péril noir sur le monde agricole. *Le Devoir*. Récupéré de : <http://www.ledevoir.com/environnement/actualites-sur-l-environnement/464683/energie-est-agriculteurs>
<http://www.laction.com/Actualites/2015-04-14/article-4110569/LUPA-Lanaudiere-soppose-a-loleoduc-Energie-Est/1>

¹²⁸ Morneau, C. (2015, 14 avril). L'UPA Lanaudière s'oppose à l'oléoduc Énergie Est. *In TransContinental media. L'action*. Récupéré de : <http://www.laction.com/Actualites/2015-04-14/article-4110569/LUPA-Lanaudiere-soppose-a-loleoduc-Energie-Est/1>

¹²⁹ Desplankes, A. A., (2014, 18 décembre). Le monde agricole dit non au pipeline. *Le Journal de Montréal*. Récupéré de : <http://www.journaldemontreal.com/2014/12/18/le-monde-agricole-dit-non-au-pipeline>

¹³⁰ Shields, A. (2016, 5 mars). Péril noir sur le monde agricole. *Le Devoir*. Récupéré de : <http://www.ledevoir.com/environnement/actualites-sur-l-environnement/464683/energie-est-agriculteurs>

crainte s'ajoute celle de la perte de valeur de la terre. Comme l'exprime René Perreault, vice-président de la Fédération de l'UPA de la Mauricie, «s'il y avait une fuite, le prix de la terre passerait à 0 \$. Elle ne vaudrait plus rien»¹³¹. La Fédération de l'Union des producteurs agricoles de Lanaudière, composée de 2300 membres, est officiellement opposée au projet oléoduc Énergie Est depuis le mois d'avril 2015, où elle a adoptée à l'unanimité une résolution en ce sens¹³². Les membres de la Fédération se sont dits inquiets des risques concernant les ressources en eau, l'agriculture et la foresterie privée, de même que l'intégrité du complexe tourbeux de Lanoraie¹³³. Le tracé de l'oléoduc traverserait quatre MRC de cette région sur 100 km et 33 producteurs agricoles seraient affectés¹³⁴.

Pour ce qui est de la pêche, il s'agit d'un secteur économique déjà fragilisé par la baisse des stocks de poisson. L'éventualité d'une contamination du Saint-Laurent pourrait donner un coup dur à cette industrie au Québec¹³⁵.

1.2.9 IMPACTS SUR HYDRO-QUÉBEC ET L'ALIMENTATION ÉLECTRIQUE

En cas de déversement, les perturbations économiques pourraient être aggravées par une panne de courant simultanée. En effet, le tracé d'Énergie-Est longe les lignes électriques d'Hydro-Québec sur une distance de 710 km¹³⁶. En raison de cette proximité, la société d'État considère qu'un déversement affecterait probablement les installations et que cela pourrait entraîner des interruptions de service¹³⁷. Cela affecterait les ménages, les commerces, les industries, etc. «Hydro-Québec Transport

¹³¹ Trahan, B. (2015, 10 avril). L'oléoduc Énergie Est inquiète les producteurs agricoles. *La Presse*. Récupéré de <http://www.lapresse.ca/le-nouvelliste/actualites/environnement/201504/10/01-4859805-loleoduc-energie-est-inquiete-les-producteurs-agricoles.php>

¹³² N.d. (2015, 28 avril). L'UPA s'oppose au passage d'Oléoduc Énergie Est. *Journal La Revue*. Récupéré de : http://www.larevue.qc.ca/actualites_upa-oppose-au-passage-oleoduc-energie-est-n32152.php

¹³³ Morneau, C. (2015, 14 avril). L'UPA Lanaudière s'oppose à l'oléoduc Énergie Est. In TransContinental media. *L'action*. Récupéré de : <http://www.laction.com/Actualites/2015-04-14/article-4110569/LUPA-Lanaudiere-soppose-a-loleoduc-Energie-Est/1>

¹³⁴ N.d. (2015, 28 avril). L'UPA s'oppose au passage d'Oléoduc Énergie Est. *Journal La Revue*. Récupéré de : http://www.larevue.qc.ca/actualites_upa-oppose-au-passage-oleoduc-energie-est-n32152.php

¹³⁵ Fondation David Suzuki, Société pour la nature et les parcs (SNAP) et WWF-Canada. (2015). *Le Saint-Laurent, artère pétrolière?* Récupéré de <http://www.davidsuzuki.org/fr/publications/Le%20Saint-Laurent,%20art%C3%A8re%20%C3%A9troli%C3%A8re%20%20mars%202015.pdf>, p. 58 et 59.

¹³⁶ Corbeil, M. (2015, 5 mars). Oléoduc d'Énergie Est: 710 km de cohabitation avec Hydro-Québec. *Le Soleil*. Récupéré de <http://www.lapresse.ca/le-soleil/affaires/actualite-economique/201503/04/01-4849504-oleoduc-denergie-est-710-km-de-cohabitation-avec-hydro-quebec.php>

¹³⁷ Hydro-Québec. (2015). *Demande de participation (A68125) – Office national de l'énergie*. Récupéré de https://docs.neb-one.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90464/90552/2432218/2540913/2589831/2697488/Demande_de_participation_-_A4J1S7.pdf?nodeid=2696739&vernum=-2

estime que ce projet pourrait ainsi limiter et affecter l'exploitabilité, la maintenance et la croissance de son réseau électrique, note-t-elle. Hydro-Québec Transport a des préoccupations particulières en raison de la proximité du pipeline projeté, particulièrement en ce qui concerne le développement de son réseau électrique et des coûts des mesures de protection des installations en place et de ceux à venir »¹³⁸.

Un autre facteur de risque a été soulevé par Hydro-Québec. Selon la société d'État, la sûreté des installations pipelinières serait compromise par la présence de lignes d'électricité de haute tension à proximité du pipeline. Celles-ci peuvent générer des phénomènes d'induction, de corrosion et de champs magnétiques sur les installations pipelinières qui pourraient affecter la sécurité du pipeline¹³⁹. Il paraît totalement inacceptable que le développement du pétrole de l'Ouest puisse nuire au développement des énergies vertes au Québec.

1.2.10 IMPACTS SUR LA VALEUR FONCIÈRE

La contamination de l'environnement affecte aussi la valeur marchande des propriétés qui s'y trouvent. Dans le cas de Kalamazoo, les propriétés directement affectées ont perdu de 10 à 40 % de leur valeur et celles situées dans les environs, de 5 à 8 %¹⁴⁰. Ceci affecte directement les propriétaires et se répercute également sur les revenus des municipalités générés par les taxes foncières. Bref, les impacts d'un déversement sont majeurs et ils se traduisent particulièrement sur le plan environnemental, économique, et au niveau de la santé. La gravité de ces impacts dépend notamment de notre capacité à opérer le nettoyage des zones atteintes.

1.3 UNE DÉTECTION DES FUITES DÉFICIENTE

Un examen des données obtenues du Bureau de la Sécurité des Transports du Canada (BST) au sujet des déversements de pipelines au Canada depuis 2004 révèle des informations surprenantes sur l'état des faits en matière de sûreté des pipelines au pays, et sur le dossier de TransCanada en particulier. L'ensemble de données du BST utilisé dans cette analyse, intitulée « Données sur les événements de pipeline à

¹³⁸ Croteau, M. (2015, 4 mars). Hydro-Québec préoccupé par le pipeline Énergie Est. *La Presse.ca*. Récupéré de

<http://www.lapresse.ca/actualites/politique/politique-quebecoise/201503/04/01-4849401-hydro-quebec-preoccupe-par-le-pipeline-energie-est.php>

¹³⁹ Hydro-Québec. (2015). Demande de participation (A68125) – Office national de l'énergie. Récupéré de https://docs.neb-one.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90464/90552/2432218/2540913/2589831/2697488/Demande_de_participation_-_A4JIS7.pdf?nodeid=2696739&vernum=-2

¹⁴⁰ Stendie, L. (2015, 23 juillet). Letter : Learning from Kalamazoo. *Merritt Herald*. Récupéré de <http://www.merrittherald.com/letter-learning-from-kalamazoo/>

partir de janvier 2004 »¹⁴¹, contient des renseignements détaillés sur **1421** événements à signaler relativement aux oléoducs et gazoducs de distribution, entre 2004 et février 2016, soit les données les plus récentes disponibles au moment de la préparation du présent mémoire.

Des 1421 événements, **412 concernaient des déversements ou fuites d'oléoducs et gazoducs de la compagnie Transcanada**¹⁴². De ces 412 cas, 117 d'entre eux ont eu lieu sur la portion canadienne du pipeline de pétrole brut Keystone, qui transporte principalement du bitume dilué de l'Alberta à divers endroits aux E.-U. Les autres incidents se sont produits sur le réseau de gazoducs de TransCanada¹⁴³.

Il est important de noter que durant les audiences publiques du BAPE, TransCanada a déposé un document préparé à l'interne sur l'historique des déversements du pipeline Keystone rapportant un nombre plus élevé de déversements sur la portion canadienne de Keystone, soit un total de 148 déversements entre 2010 et 2015.¹⁴⁴ Mis à part la préoccupation importante des 150 déversements survenus sur Keystone 1 au cours des cinq premières années d'opération, nous sommes également préoccupés par la possibilité de déversements qui n'ont pas été rapportés au BST. Les données du BST de 2004 à aujourd'hui présentent seulement 130 événements au total pour Keystone (117 avec déversements et 13 sans déversements mais avec plutôt d'autres types de problèmes). Pourquoi TransCanada a seulement rapporté au BST 130 déversements sur les 148 mentionnés dans leur rapport interne?

TransCanada a déclaré en 2012 que : « les quelques fuites qui se sont produites sur le pipeline Keystone ont toutes eu lieu sur nos stations de pompage. »¹⁴⁵ La compagnie continue d'affirmer que les déversements du pipeline Keystone ont eu lieu aux stations de pompage plutôt qu'à même le pipeline.¹⁴⁶ En revanche, les

¹⁴¹ Canada. Transportation Safety Board. (2016). Pipeline occurrence data from January 2004. In TSB. *Pipeline data*. Récupéré de <http://www.tsb.gc.ca/eng/stats/pipeline/index-ff.asp>

¹⁴² En ce qui concerne les pipelines transportant des liquides dangereux, il s'agit du pipeline Keystone existant dans sa portion canadienne, et pour ce qui est des pipelines de gaz naturel, il s'agit du Canadian Mainline, du Nova Gas transmission line et du Foothills transmission line.

¹⁴³ Voir *ibid.*

¹⁴⁴ TransCanada. (2016, 9 mars). *Titre de l'engagement: Oléoduc Keystone-Aperçu des déversements*. SECU.22. p.1. Récupéré de: http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/SECU29-B.pdf

¹⁴⁵ TransCanada. (2012, 19 octobre). CBC safety concerns challenged. *Community*. Récupéré de <http://blog.transcanada.com/cbc-safety-concerns-challenged/>

¹⁴⁶ Voir ex : BAPE, 11 mars 2016, séance de l'avant-midi, verbatim, p. 81, http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/DT7.pdf; BAPE, 7 mars

données du BST dressent un autre portrait. Elles indiquent précisément que **18** déversements ont eu lieu directement sur le pipeline Keystone au Canada, un chiffre bien plus élevé que zéro.

Le portrait est encore plus grave lorsque l'on considère les déversements sur l'ensemble des pipelines de TransCanada : les données du BST indiquent que **113** (soit 27 %) des 412 déversements et fuites survenus sur les pipelines de TransCanada depuis 2004 se sont effectivement produits au niveau des pipelines plutôt que des infrastructures connexes (ex. stations de pompage, stations de compression, terminaux, stations de comptage).

Les façons dont les déversements et fuites de TransCanada ont été détectés sont également explicitées dans les données du BST, et résumées dans le tableau A. Comme le montrent ces données, la détection technologique par des systèmes de télésurveillance tel que le *Supervisory Control And Data Acquisition* (SCADA), en combinaison avec d'autres technologies de détection de fuites, n'a pu repérer que 58 des 412 déversements par TransCanada, de 2004 à aujourd'hui, soit environ 14 %. Ce chiffre correspond approximativement au taux de détection par de tierces parties (citoyens, passants, autres personnes sans liens à la compagnie), qui ont constaté 59 déversements et fuites.

Le faible taux de détection du SCADA quant aux incidents des pipelines de TransCanada est particulièrement inquiétant en raison du fait que TransCanada a mis en relief le rôle des technologies de télésurveillance (le SCADA tout spécialement) dans son plan de détection de fuites pour le projet Énergie Est. À titre d'exemple, dans une fiche technique du même projet, la compagnie affirme :

« Le contrôle à distance de l'oléoduc repose sur un système informatique d'acquisition et de contrôle des données (SCADA) qui surveille et contrôle le réseau d'oléoduc. Des données provenant de tous les sites sont transmises au Centre de contrôle toutes les quelques secondes. »¹⁴⁷

Tableau A: Façons dont les fuites des pipelines de TransCanada ont été détectées depuis 2004

Moyens de détection des fuites ¹⁴⁸	Fréquence	Pourcentage
---	-----------	-------------

2016, séance de la soirée, verbatim, p. 14,

http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/DT1.pdf.

¹⁴⁷ TransCanada. (2015, septembre) *Prévention et détection des fuites*.

<http://www.oleoducenergieest.com/wp-content/uploads/2015/10/Oleoduc-Energie-Est-Prevention-et-detection-des-fuites.pdf>

¹⁴⁸ TransCanada. (2015, septembre) *Prévention et détection des fuites*.

<http://www.oleoducenergieest.com/wp-content/uploads/2015/10/Oleoduc-Energie-Est-Prevention-et-detection-des-fuites.pdf>. Les termes utilisés pour décrire comment ont eu lieu les déversements et les fuites détectés sont les mêmes que ceux utilisés par le BST. Aucune définition exacte était accompagnée des données du BST.

SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition)	56	13.5%
Détection de fuite (technologie/méthode)	2	0.5%
Surveillance de l'emprise	6	1.5%
Inspection interne	1	< 0.5%
Tiers	59	14.0%
Employé de pipeline	288	70.0%
	412	100 %

À la lumière des données du BST, indiquant clairement que le SCADA détecte moins de fuites des pipelines de TransCanada que n'en constate de tierces parties, il importe de demander si le public peut réellement avoir confiance en la capacité de TransCanada à les protéger des déversements nocifs pour l'environnement qui mettent inutilement à risque la santé humaine, à l'aide de leur système principal de télédétection.

Nous ne sommes pas les seuls à poser de telles questions. Carl Weimer, directeur général du *Pipeline Safety Trust* aux E.-U. et membre du *Hazardous Liquid Technical Advisory Committee* de la PHMSA, un spécialiste reconnu par la Maison-Blanche en 2015 pour ses contributions au domaine du transport pétrolier¹⁴⁹, affirma aux *New York Times* en 2012 :

« Depuis des années, il est clair que ces systèmes de télédétection ne fonctionnent pas. Pour ma part, je me demande comment il se fait que les organismes de réglementation continuent de permettre aux compagnies de pipelines de se justifier auprès du public en évoquant des systèmes de détection qui ne fonctionnent pas tel que promis. »¹⁵⁰

Effectivement, en matière de pipelines, aux E.-U. comme au Canada, la détection de fuites par systèmes de télédétection et autres technologies similaires ne fournit pas du tout le niveau de protection que l'on tente de faire croire au public (une situation qui crée un faux sens d'acceptabilité sociale chez les citoyens, en soi un manquement très grave). À la lumière des données du BST relatives aux déversements et fuites au Canada depuis 2004, au tableau B, force est de reconnaître que le SCADA et autres technologies de détection de fuites n'offrent qu'un niveau de protection tristement inadéquat, avec un taux d'efficacité

¹⁴⁹ Whitehouse. (n.d.) Carl Weimer. *In Champions of change. Past Champions. Beyond Traffic: Innovations in Transportation..* Récupéré de <https://www.whitehouse.gov/champions/past-champions>

¹⁵⁰ Fosch, D. (2012, 21 décembre). Study finds flaws in pipeline leak detection systems. *The New York Times*. Récupéré de http://www.nytimes.com/2012/12/22/us/study-finds-flaws-in-pipeline-leak-detection-systems.html?_r=1

approximatif de seulement 12 %.¹⁵¹¹⁵² Comme quoi un pipeline équipé d'un système de détection ne constitue en rien une garantie de sécurité et que ces technologies ne sont pas en mesure d'assurer notre sécurité.

Des méthodes comme la surveillance et l'inspection de l'emprise se sont aussi avérées presque inutiles, affichant un taux d'efficacité approximatif de seulement 1 % pour l'ensemble des 1174 cas de fuites depuis 2004. Le pourcentage de fuites détectées par de tierces parties est plus élevé pour les pipelines de TransCanada (14 %) que pour les pipelines en général au Canada (12 %), mais de peu. Dans les deux cas, les tierces parties ont constaté un peu plus de déversements et fuites que le SCADA.

De manière générale, les conclusions issues des données du BST font écho à des conclusions similaires formulées au cours des dernières années dans des études menées à partir des données du gouvernement américain sur les déversements de pipelines. Plusieurs analyses différentes de ces données ont mené à des conclusions concordantes comme quoi les technologies de télédétection sont plutôt inefficaces, et signalent moins de déversements que le public et les travailleurs n'en constatent sur le terrain.

Tableau B : Façons dont les fuites d'oléoducs et de gazoducs au Canada ont été détectées depuis 2004

Moyens de détection des fuites ¹⁵³	Fréquence	Pourcentage
SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition)	133	11%
Détection de fuite (technologie/méthode)	14	1.2%
Surveillance de l'emprise	11	1%
Inspection interne	3	< 1%
Tiers	145	12%
Employé de pipeline	867	74%

¹⁵¹ Shaw, D. et al. (2012, 10 décembre). Leak Detection Study – DTPH56-11-D-000001. Pour US Department of Transportation Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration. *Final Report*. Récupéré de http://www.phmsa.dot.gov/pv_obj_cache/pv_obj_id_4A77C7A89CAA18E285898295888E3DB9C5924400/filename/Leak%20Detection%20Study.pdf

¹⁵² Poulin, A. (2013, 7 novembre). Pipelines : la technologie ne détecte qu'une fuite sur 10. *Ici Radio-Canada*. Récupéré de <http://ici.radio-canada.ca/regions/ontario/2013/11/07/003-pipeline-technologie-fuites.shtml>.

¹⁵³ Les termes utilisés pour décrire comment ont eu lieu les déversements et les fuites détectés sont les mêmes que ceux utilisés par le BST. Aucune définition exacte était accompagnée des données du BST.

Autre	1	< 1%
	1174	100%

1.3.1 SEULEMENT 17% DES FUITES IDENTIFIÉES VIA LES SALLES DE CONTRÔLE

Même si Énergie-Est utilisait les meilleures technologies, il reste que les systèmes de détection à distance sont loin d'être satisfaisants, car ils échouent à déceler la grande majorité des fuites. C'est le constat troublant d'un rapport produit par la *Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration* (PHMSA), une section du ministère des Transport des E.-U. chargée de la sécurité du transport de matières dangereuses par pipeline aux États-Unis. En 2012, PHMSA a mené une étude exhaustive au sujet des déversements de pipelines transportant des liquides dangereux, survenus de janvier 2010 à juillet 2012¹⁵⁴. Après examen minutieux des 197 déversements durant cette période, l'agence a conclu que les méthodes clés de télédétection de fuites, comme le *Supervisory Control And Data Acquisition* (SCADA) et les méthodes de contrôle informatiques de pipelines, ne détectaient, ensemble, que 12 % des incidents rapportés¹⁵⁵. Comme mentionné ci-dessus, TransCanada cite le SCADA comme méthode clé pour détecter les fuites sur ses pipelines¹⁵⁶. L'analyse de la PHMSA montre que le plus grand pourcentage de détection d'incidents, soit 23 %, est attribuable à « des notifications de la part du public », suivi de 19 % par le personnel d'exploitation local, y compris les entrepreneurs¹⁵⁷. Les conclusions étaient légèrement différentes pour ce qui a trait aux déversements de volume « au-dessus de la moyenne » (c.-à-d. au-delà de 29 230 gallons). Ici, la détection par le SCADA s'est avérée quelque peu plus efficace. Néanmoins, le SCADA et autres méthodes de télédétection n'ont été responsables de la détection initiale des déversements que dans 39 % des incidents étudiés¹⁵⁸.

¹⁵⁴ Shaw, D. et al. (2012, 10 décembre). Leak Detection Study – DTPH56-11-D-000001. Pour US Department of Transportation Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration. Final Report. Récupéré

de http://www.phmsa.dot.gov/pv_obj_cache/pv_obj_id_4A77C7A89CAA18E285898295888E3DB9C5924400/filename/Leak%20Detection%20Study.pdf

¹⁵⁵ Ibid, page 3-39

¹⁵⁶ TransCanada. (2015, septembre) Prévention et détection des fuites.

<http://www.oleoducenergieest.com/wp-content/uploads/2015/10/Oleoduc-Energie-Est-Prevention-et-detection-des-fuites.pdf>

¹⁵⁷ Shaw, D. et al. (2012, 10 décembre). Leak Detection Study – DTPH56-11-D-000001. Pour US Department of Transportation Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration. Final Report. p.3-39. Récupéré de

http://www.phmsa.dot.gov/pv_obj_cache/pv_obj_id_4A77C7A89CAA18E285898295888E3DB9C5924400/filename/Leak%20Detection%20Study.pdf

¹⁵⁸ Ibid. p.3-50

Selon l'étude de PHMSA, **seulement 17% des fuites sont identifiées via les salles de contrôle des pipelines**¹⁵⁹(soit 12% par SCADA ou autre système de télédétection et 5% par des contrôleurs). Les patrouilleurs aériens, l'équipe opérationnelle sur le terrain et des contractants, tous ensemble représentent 26% des détections et sont plus susceptibles de détecter des fuites que le système opéré via la salle de contrôle.

Des conclusions similaires à celle de l'étude de la PHMSA ont été publiées sous forme de rapports d'enquêtes menées par le Wall Street Journal et InsideClimate News, une source d'information en ligne, lauréat d'un prix Pulitzer. Le Wall Street Journal (WSJ)¹⁶⁰ a examiné quatre années de données de la PHMSA (2010 à 2013 inclusivement) et a conclu que la majorité des fuites n'ont pas été découvertes par les capteurs de haute technologie ni par les systèmes de télédétection vantés par les fabricants de pipelines. Le WSJ a conclu que :

« Depuis 2010, les logiciels de détection de fuites, les systèmes d'alarme spécialisés et la surveillance 24 heures sur 24 par des salles de contrôle ont fait les découvertes initiales de 19,5 % des 251 cas de déversements rapportés. Les employés sur le site et les résidents, ensemble, ont été presque trois fois plus nombreux à signaler des incidents. »¹⁶¹

Le WSJ a fourni l'analyse suivante sur les façons dont les déversements ont été découverts, à partir des données examinées aux fins de son enquête sur l'efficacité de détection de fuites (note : la colonne des pourcentages n'a pas paru dans l'article d'origine) :

Un examen sur les façons dont les déversements de pipelines ont été découverts :¹⁶²

Travailleurs sur le site:	73	29%
Résidents locaux :	66	26%
Télédétection :	49	20%
Patrouilles aériennes et au sol :	28	11%
Intervenants d'urgence :	16	6%
Tests/Examens hors service ou autre :	19	8%
Nombre total de déversements étudiés	251	100% spills

¹⁵⁹ Shaw, D. et al. (2012, 10 décembre). Leak Detection Study – DTPH56-11-D-000001. Pour US Department of Transportation Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration. *Final Report*. p.2-10 Récupéré de

http://www.phmsa.dot.gov/pv_obj_cache/pv_obj_id_4A77C7A89CAA18E285898295888E3DB9C5924400/filename/Leak%20Detection%20Study.pdf

¹⁶⁰ Sider, A. (2014, 20 Janvier). High-Tech Monitors Often Miss Oil Pipeline Leaks. *The Wall Street Journal*. Récupéré de <http://www.wsj.com/articles/SB10001424052702303754404579310920956322040>

¹⁶¹ Ibid

¹⁶² Ibid

Source: Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration data, concernant 251 déversements de 2010 à 2013, tel que rapporté par le Wall Street Journal en janvier 2014.¹⁶³

Les conclusions du WSJ concordaient avec celles d'une enquête similaire menée deux ans auparavant par InsideClimate News (ICN)¹⁶⁴. Après avoir examiné 10 ans de données fédérales rassemblées par la PHMSA sur les pipelines, ICN a conclu qu'entre 2002 et juillet 2012, les capteurs de télédétection n'ont pu identifier que 5 % des déversements de cinq barils ou plus, aux E.-U.¹⁶⁵

En revanche, environ 22 % des déversements étudiés ont été rapportés par le public, et environ 62 % ont été signalés par des employés des compagnies de pipelines sur le site. Ayant concentré ses recherches sur les déversements supérieurs à 1000 barils, ICN a pu démontrer que la télédétection n'était efficace que dans 20 % des cas, un bilan quasi identique à celui du WSJ. Par comparaison, environ 17 % des déversements supérieurs à 1000 barils ont été découverts par le public, contre 42 % par des employés des compagnies de pipelines.

1.3.2 DES FUITES DE 1,5% NON DÉTECTÉES

Il est préoccupant de constater que, même si le système de détection prévu par TransCanada fonctionnait parfaitement et sans aucune défaillance, il pourrait tout de même laisser s'échapper des quantités très importantes de pétrole brut dans l'environnement sans qu'elles ne soient détectées. Selon TransCanada, le système de détection automatique d'Énergie Est serait en mesure de détecter les fuites à partir d'une taille de 1,5% à 2% du débit¹⁶⁶. Une fuite de 1,5 % du débit risquerait donc de ne pas être décelée par le système et pourrait continuer à fuir pendant des jours, voire des semaines avant que quelqu'un ne s'en rende compte, et ce, particulièrement si la fuite se produit dans une section isolée ou difficilement accessible du pipeline. Ainsi, ce sont plus de 2,6 millions de litres qui pourraient s'échapper chaque jour dans l'environnement sans que cette fuite ne soit décelée par le système de détection automatique prévu par TransCanada. TransCanada n'a d'ailleurs pas détecté la récente fuite non-détectée sur son pipeline Keystone au

¹⁶³ Ibid

¹⁶⁴ Song, L. (2012, 19 septembre). Few Oil Pipeline Spills Detected by Much-Touted Technology. *Inside Climate News*. Récupéré de <http://insideclimatenews.org/news/20120919/few-oil-pipeline-spills-detected-much-touted-technology>

¹⁶⁵ Ibid

¹⁶⁶ Energy East Pipeline Ltd. (2014). Section 4: Operations. *Energy East Project Application – Volume 7: Construction and Operations* Récupéré de https://docs.neb-one.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90464/90552/2432218/2540913/2543426/2541142/Vol_7_Construction_and_Operations-Operations_-_A4D9E8.pdf?nodeid=2541143&vernum=-2. p. 4-11.

Dakota du Sud¹⁶⁷. Le temps nécessaire estimé pour détecter une fuite de moins de 1.5% est de 14 et 90 jours, selon l'évaluation faite par TransCanada pour le pipeline Keystone¹⁶⁸. Puisque le pipeline est sous la surface du sol, et même dans le sol sous le lit de rivières, sur une grande partie du tracé la détection de fuite de petits volumes peut être très longue. C'est également particulièrement le cas dans les zones moins peuplées où les témoins peuvent être plus rares.

Notons aussi que la présence de glace sur les rivières et près du pipeline peut rendre la détection d'une fuite par des tiers plus difficile en raison du manque de visibilité. Par conséquent, la présence de glace pourrait faire en sorte qu'une fuite d'un débit équivalent à 1,5% du pipeline (que TransCanada dit ne pas pouvoir détecter à l'aide de son système de détection à distance) pourrait s'écouler sur une longue période avant d'être visuellement détectée.

1.3.3 PAS DE SYSTÈME EXTERNE POUR LA DÉTECTION DES FUITES

Tel que mentionné précédemment, TransCanada prévoit que le pipeline sera équipé d'un système SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) permettant d'acquérir des données régulières sur le pipeline et de contrôler les stations de pompes et les valves à distance. Pour la détection des fuites, TransCanada s'appuie sur deux systèmes : le *Real-Time Transient Model* (RTTM) et le *Modified Volume Balance Pipeline Leak Detection System*¹⁶⁹. Ce sont deux systèmes de détection internes, donc basés sur des données récoltées à l'intérieur du pipeline, tel que le débit, la pression et la température¹⁷⁰. La technologie récente tend pourtant vers l'utilisation de systèmes de détection externes comme par exemple la pose le long du pipeline de câbles à fibre optique munis d'un revêtement sensible aux

¹⁶⁷ Dermansky, J. (2016, 11 avril). TransCanada's Keystone pipeline resumes operations under supervision after South Dakota spill. *Desmog*. Récupéré de <http://www.desmogblog.com/2016/04/10/transcanada-s-keystone-pipeline-resumes-operations-under-supervision-after-south-dakota-dilbit-spill>

¹⁶⁸ DNV Consulting (2006) Frequency-Volume Study of Keystone Pipeline. Report No. 70015849-2 rev 1. Report for TransCanada Pipelines, Ltd. May 2006, p. 19. Récupéré de: <https://puc.sd.gov/commission/dockets/hydrocarbonpipeline/2007/Hp07-001/hearingexhibit/anderson/landerson21d.pdf>.

¹⁶⁹ Energy East Pipeline Ltd. (2014). Section 4: Operations. *Energy East Project Application – Volume 7: Construction and Operations*. Récupéré de https://docs.neb-one.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90464/90552/2432218/2540913/2543426/2541142/Vol_7_Construction_and_Operations-Operations_-_A4D9E8.pdf?nodeid=2541143&vernum=-2, p. 4-10 et 4-11.

¹⁷⁰ FaniSulaima, M et al. (2014). A Feasibility Study of Internal and External Based System for Pipeline Leak Detection in Upstream Petroleum Industry. *Australian Journal of Basic and Applied Sciences*, 8(3), 204-210.

hydrocarbures¹⁷¹. La PHMSA, a elle-même affirmé que bien qu'ils soient plus coûteux, les systèmes externes ont un potentiel de détection hautement plus sensible et rapide que n'importe quel système de détection interne¹⁷². TransCanada ne planifiait pas équiper le pipeline Keystone XL de câbles à fibre optique pour la détection des fuites¹⁷³ et il semble que ce soit aussi le cas pour Énergie Est. Lors des audiences publiques, les représentant de TransCanada affirment en effet qu'ils prévoyaient n'utiliser que le système de détection basé sur les bilans de masse, soit les systèmes de détection internes.¹⁷⁴ Il semble que la compagnie tente d'économiser au dépend de l'environnement et la sécurité des populations.

1.3.4 LE DILBIT PEUT RENDRE LA DÉTECTION PLUS ARDUE

La nature du dilbit peut entraîner des phénomènes qui rendent la détection des fuites plus ardue. En raison des changements de pression dans le pipeline, le condensat liquide de gaz naturel peut passer de la phase liquide à gazeuse, entraînant une rupture de la colonne de liquide et une modification du débit du dilbit dans le pipeline. Ce phénomène nommé « *column separation* » envoie des signaux d'alerte similaires à ceux d'une fuite, cependant dans ce cas, la réponse appropriée n'est pas d'arrêter les pompes, mais bien d'augmenter la pression dans le pipeline¹⁷⁵. Si une fuite est diagnostiquée à tort comme étant plutôt un cas de « *column separation* » les dégâts peuvent être dramatiques. C'est ce qui s'est produit dans le cas du déversement dans la rivière Kalamazoo où la fuite n'a été détectée que 17 heures après que les premiers signaux d'alarme aient été envoyés à la salle

¹⁷¹ Penty R. Et Bloomberg, M. L. (2013, 18 juin). Keystone XL pipeline shuns high-tech oil spill detectors. *Financial Post*. Récupéré de http://business.financialpost.com/2013/06/18/keystone-xl-pipeline-shuns-high-tech-oil-spill-detectors/?_lsa=95d4-7344

¹⁷² Shaw, D. et al. (2012, 10 décembre). Leak Detection Study – DTPH56-11-D-000001. Pour US Department of Transportation Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration. *Final Report*. P. 4-29 à 4-30 Récupéré de http://www.phmsa.dot.gov/pv_obj_cache/pv_obj_id_4A77C7A89CAA18E285898295888E3DB9C5924400/filename/Leak%20Detection%20Study.pdf

¹⁷³ Penty R. Et Bloomberg, M. L. (2013, 18 juin). Keystone XL pipeline shuns high-tech oil spill detectors. *Financial Post*. Récupéré de http://business.financialpost.com/2013/06/18/keystone-xl-pipeline-shuns-high-tech-oil-spill-detectors/?_lsa=95d4-7344

¹⁷⁴ Bergeron, L. Audiences Publiques du BAPE. Séance de la soirée du 9 mars 2016, verbatim p. 105. Récupéré de :

http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/DT4.pdf.

¹⁷⁵ NRDC et al. (2011). *Tar Sands Pipelines Safety Risks*. Récupéré de <http://www.nrdc.org/energy/files/tarsandssafetyrisks.pdf>, p. 6 et 7.

de contrôle où les opérateurs croyaient avoir à faire à un cas de « *column separation* »¹⁷⁶. Comment TransCanada compte-t-elle éviter ce genre de situation?

1.3.5 LONGS DÉLAIS POUR LA FERMETURE DES VANNES

Les vannes sont des dispositifs primordiaux installés sur les pipelines. Ils permettent de limiter la quantité de pétrole déversé en cessant le flux du produit pour isoler une section en cas de fuite. Leur emplacement, leur fonctionnement et le temps nécessaire à leur fermeture sont des aspects primordiaux, mais contestables dans le cas du projet d'oléoduc Énergie Est de TransCanada.

Sur le territoire québécois, pour une canalisation principale de 624 km et deux canalisations latérales de 16 km et de 8 km, 107 vannes de sectionnement sont prévues¹⁷⁷, soit des vannes à billes¹⁷⁸. Selon l'*Évaluation technique en vue de la sélection des emplacements des vannes*¹⁷⁹ et les dires de TransCanada lors de l'audience publique, «il n'y a pas de vannes à clapet prévues au Québec»¹⁸⁰, mais seulement des vannes à «fermeture [automatique] par le Centre de contrôle des opérations à Calgary»¹⁸¹. Pourtant, selon la note 1 facultative à la section 4.4.9 de la norme CSA Z662-15, les clapets anti-retour doivent « être envisagés aux principaux franchissements de cours d'eau »¹⁸². TransCanada a aussi mentionné qu'il n'y aura

¹⁷⁶ National Transportation Safety Board. (2012). *Enbridge Incorporated Hazardous Liquid Pipeline Rupture and Release*. Récupéré de <http://www.nts.gov/investigations/AccidentReports/Pages/PAR1201.aspx>

¹⁷⁷ McCarthy, N. Audiences Publiques du BAPE. Séance de la soirée du 9 mars 2016, verbatim p. 15-17. Récupéré de : http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/DT4.pdf

¹⁷⁸ McCarthy, N. Audiences Publiques du BAPE. Séance de la soirée du 9 mars 2016, verbatim p. 15. Récupéré de : http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/DT4.pdf

¹⁷⁹ TransCanada. (2015, décembre). Annexe Vol 2-13. Évaluation technique en vue de la sélection des emplacements des vannes. *Oléoduc Énergie Est. Rapport supplémentaire no5*. (Annexe 4-Résultats d'analyses des débits sortants) Récupéré de : http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/PR8.3.14.pdf

¹⁸⁰ St-Laurent, B. Audiences Publiques du BAPE. Séance de la soirée du 9 mars 2016, verbatim p. 57. Récupéré de : http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/DT4.pdf

¹⁸¹ St-Laurent, B. Audiences Publiques du BAPE. Séance de la soirée du 9 mars 2016, verbatim p. 57. Récupéré de : http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/DT4.pdf

¹⁸² TransCanada. (2015, décembre). Annexe Vol 2-13. Évaluation technique en vue de la sélection des emplacements des vannes. *Oléoduc Énergie Est. Rapport supplémentaire no5*. p. 13 de 30. Récupéré de : http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/PR8.3.14.pdf

pas de vannes de chaque côté de tous les cours d'eau¹⁸³. Notons également que, selon la section 4.4.9 de norme CSA Z662-15, une vanne d'arrêt doit être installée des deux côtés « des principaux franchissements de cours d'eau », soit où « un déversement de produit pose un risque important pour le public ou l'environnement »¹⁸⁴. TransCanada a donc procédé à une analyse de cours d'eau pour déterminer lesquels elle considérait comme étant des « principaux franchissements de cours d'eau ». Seuls les cours d'eau de 4 et plus dans l'ordre de Strahler¹⁸⁵ et 28 cours d'eau des ordres 1 à 3 ont été évalués pour déterminer si le niveau de risque pour le public et l'environnement était suffisamment élevé. Dans ce cas, ils sont classés « principaux franchissements de cours d'eau » et « des vannes d'un côté ou de l'autre de la rive » leur sont attribués. Ainsi, « 2817 franchissements de cours d'eau ont été évalués » et seulement « 118 ont été considérés comme principaux franchissements de cours d'eau »¹⁸⁶. Cette méthodologie et le faible résultat sont contestables et inquiétants. En effet, les cours d'eau à l'ordre de Strahler élevé reçoivent les eaux des cours d'eau ayant un ordre de Strahler plus bas. Ces derniers peuvent donc contaminer un très grand territoire et un nombre élevé de cours d'eau de différentes tailles. Cette dynamique de bassin versant n'est cependant pas considérée.

Le protocole mis au point par TransCanada prévoit qu'il pourrait s'écouler 22 minutes entre le déclenchement de l'alarme, la coupure d'alimentation du pipeline et la fermeture des vannes et des pompes (soit 10 minutes pour établir un diagnostic et 12 minutes pour stopper le débit)¹⁸⁷. Cependant, lors des audiences publiques, TransCanada est revenu sur ce chiffre en précisant qu'il s'agissait plutôt de 8 minutes pour faire cesser le flux de pétrole suite à la fermeture des vannes¹⁸⁸.

¹⁸³ St-Laurent, B. Audiences Publiques du BAPE. Séance de la soirée du 9 mars 2016, verbatim p. 54. Récupéré de : http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/DT4.pdf

¹⁸⁴ TransCanada. (2015, décembre). Annexe Vol 2-13. Évaluation technique en vue de la sélection des emplacements des vannes. *Oléoduc Énergie Est. Rapport supplémentaire no5*. p. 2 de 30. Récupéré de : http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/PR8.3.14.pdf

¹⁸⁵ TransCanada. (2015, décembre). Annexe Vol 2-13. Évaluation technique en vue de la sélection des emplacements des vannes. *Oléoduc Énergie Est. Rapport supplémentaire no5*. p. 10 de 30. Récupéré de : http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/PR8.3.14.pdf

¹⁸⁶ TransCanada. (2015, décembre). Annexe Vol 2-13. Évaluation technique en vue de la sélection des emplacements des vannes. *Oléoduc Énergie Est. Rapport supplémentaire no5*. p.12-15 de 30. Récupéré de http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/PR8.3.14.pdf

¹⁸⁷ Energy East Pipeline Ltd. (2014). –Section 4: Operations. *Energy East Project Application – Volume 7: Construction and Operations*. Récupéré de https://docs.neb-one.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90464/90552/2432218/2540913/2543426/2541142/Vol_7_Construction_and_Operations-Operations_-_A4D9E8.pdf?nodeid=2541143&vernum=-2, p. 4-10.

¹⁸⁸ Bergeron, L. Audiences Publiques du BAPE. Séance de la soirée du 9 mars 2016, verbatim p. 108-110. Récupéré de :

http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/DT4.pdf

Lors de ces 8 minutes, TransCanada prévoit qu'en moyenne 3717 barils de pétrole s'écouleraient au Québec, soit plus de 500 000 litres de pétrole, ou cinq fois la quantité déversée dans la rivière Chaudière suite à la tragédie du de Lac-Mégantic¹⁸⁹. Dans le cas du "pire scénario" identifié par TransCanada, une rupture totale de la canalisation dans la rivière Etchemin¹⁹⁰, le temps de réaction prévu par TransCanada est de 13 minutes¹⁹¹. Un temps de réaction particulièrement "optimiste" (rapide) pour le pire scénario possible lorsqu'il est comparé aux expériences passées abordées plus bas. Durant cette période, un volume estimé de 22 000 barils de pétrole devrait s'écouler¹⁹², plus précisément de 3628 mètres cubes selon les évaluations du promoteur¹⁹³.

Savaria Experts Environnement a produit un rapport qui quantifie les pertes liées au drainage, ce qui augmente significativement la quantité totale de produit déversé. Avec un scénario supposant un temps de réaction de 13 minutes et des vannes situées à 10 km l'une de l'autre, la quantité totale de produit déversé atteindrait alors 10 millions de litres¹⁹⁴. Toutefois, ces délais sont théoriques et peuvent être en pratique beaucoup plus longs. Rappelons que dans le cas de l'incident de Kalamazoo, qui a coûté plus d'un milliard de dollars en frais de nettoyage, 3 millions de litres ont été déversés après un temps de réaction de 17 heures.

Dix millions de litres déversés en 13 minutes ou 2,6 millions de litres sur une journée sans être détectés sont des quantités record de pétrole qui pourraient se retrouver dans l'environnement du Québec. Ce sont pourtant des situations qui pourraient bien se produire avec un système de détection parfaitement fonctionnel.

¹⁸⁹ TransCanada. (2016, 14 mars). *Titre de l'engagement: Quantité déversée en 8 minutes*. Récupéré de: http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/SECU29-B.pdf

¹⁹⁰ Niosi, L. (2016, 10 mars). « Malaise » devant le pire scénario envisagé par TransCanada. *IciRadio-Canada Info*. Récupéré de : <http://ici.radio-canada.ca/nouvelles/environnement/2016/03/10/002-bape-one-energie-est-audience-quatrieme-jour-office-national-energie.shtml>

¹⁹¹ Bergeron, L. Audiences Publiques du BAPE. Séance de la soirée du 10 mars 2016, verbatim p. 66. Récupéré de : http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/DT6.pdf

¹⁹² Grenon, S. Audiences Publiques du BAPE. Séance de la soirée du 10 mars 2016, verbatim p. 9.

Récupéré de

http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/DT6.pdf

¹⁹³ TransCanada. (2015, décembre). Annexe Vol 1-2. Estimés des coûts pour les scénarios de déversements les plus défavorables-Oléoduc. *Oléoduc Énergie Est - Rapport supplémentaire no 5 – Évaluation des risques*. p.iii. Récupéré de : http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/PR8.2.3.pdf

¹⁹⁴ Savaria Experts Environnement. (2015, 6 mai). *Mise en service de l'oléoduc Énergie Est de TransCanada – Impacts d'un déversement sur le territoire de la Communauté métropolitaine de Montréal*. [Premier rapport technique]. Récupéré de http://cmm.qc.ca/fileadmin/user_upload/documents/20150514_oleoduc-energie-est_rapport.pdf, p. 6.

Afin d'effectuer des prédictions plus justes, particulièrement pour établir le pire scénario, des données historiques et factuelles devraient être considérées. Aux États-Unis, selon la PHMSA, le temps moyen de fermeture du flux des conduites est de 2 heures 14 minutes et celui du flux des conduites de transmission est de 2 heures 22 minutes, et ce, suite à la découverte d'une fuite¹⁹⁵.

1.4 IMPORTANTES DIFFICULTÉS ASSOCIÉES AU NETTOYAGE

Le nettoyage suite à un déversement est un défi majeur et qui peut être aggravé en fonction du moment où se produit le déversement, de sa durée, du type de produit déversé et des caractéristiques de l'environnement dans lequel il est déversé.

1.4.1 DÉVERSEMENT EN HIVER ET EN PRÉSENCE DE GLACE

La présence de glace plusieurs mois par année sur les rivières de la CMM [et du Québec] et sur le Saint-Laurent pourrait compliquer les opérations de nettoyage¹⁹⁶. D'une part, « les eaux froides préservent davantage les capacités adhésives et nocives des hydrocarbures »¹⁹⁷ et ralentissent l'évaporation et la biodégradation du pétrole¹⁹⁸. De plus, selon un rapport préparé par SIMEC-ECRC pour TransCanada, « le pétrole peut rester coincé sous la glace ou entre les écoulements glaciaires, ou peut dériver avec la banquise »¹⁹⁹. De plus, « la présence de glace complique la situation et rend incertains le devenir et le comportement du pétrole déversé »²⁰⁰. Selon le rapport de la *National Academy of Sciences*, la "densité du bitume

¹⁹⁵ CPCS. (2016). *Enjeux de sécurité publique du projet Énergie Est dans la CMQ*. Rapport final. p.15
<http://www.cmquebec.qc.ca/media/document/1460/rapport-final-securite-publique.pdf>

¹⁹⁶ Fondation David Suzuki, Société pour la nature et les parcs (SNAP) et WWF-Canada. (2015). *Le Saint-Laurent, artère pétrolière?* Récupéré de http://www.davidsuzuki.org/fr/publications/Le%20Saint-Laurent,%20art%C3%A8re%20p%C3%A9troli%C3%A8re%20%20mars_2015.pdf, p. 62.

¹⁹⁷ Greenpeace Suisse Romande. (2012). *Chronique d'un désastre annoncé*. Récupéré de http://www.greenpeace.org/switzerland/Global/switzerland/fr/publications/energie/2012_Energie_Rapport_ChroniqueDesastre.pdf, p. 4.

¹⁹⁸ Fondation David Suzuki, Société pour la nature et les parcs (SNAP) et WWF-Canada. (2015). *Le Saint-Laurent, artère pétrolière?* Récupéré de http://www.davidsuzuki.org/fr/publications/Le%20Saint-Laurent,%20art%C3%A8re%20p%C3%A9troli%C3%A8re%20%20mars_2015.pdf, p. 62.

¹⁹⁹ SIMEC – ECRC. (2014). *Scénarios de déversement en milieu marin – Terminal maritime de Cacouna d'Énergie Est et l'Île rouge*. [Rapport], p. 8.

²⁰⁰ SIMEC – ECRC. (2014). *Scénarios de déversement en milieu marin – Terminal maritime de Cacouna d'Énergie Est et l'Île rouge*. [Rapport], p. 8.

augmenterait plus rapidement lorsque la température de l'eau baisse que la densité même de l'eau", ainsi le bitume pourrait couler plus rapidement en eau froide.²⁰¹

Les opérations de nettoyage seraient plus ardues en raison de la présence de glace. Selon l'océanographe Émilien Pelletier, professeur retraité en océanographie chimique et titulaire de la chaire de recherche du Canada senior en écotoxicologie moléculaire en milieux côtiers de l'Institut des sciences de la mer de Rimouski²⁰², la capacité d'intervention est affectée par la glace : «[en] hiver, il n'y a pas de moyens techniques pour intervenir. Imaginez du pétrole déversé à travers la glace à 10 degrés sous zéro. La catastrophe va se répercuter jusqu'à la fonte des glaces »²⁰³. Les techniques de récupération habituelles, soit les dispersants et le brûlage *in situ*, sont inefficaces à cause des températures froides, alors que la collecte mécanique est impossible en raison de la présence de glace²⁰⁴. Les différents comportements des hydrocarbures dans ces conditions sont en cause. Selon Rune Hogstrom, représentant de Lamor, une entreprise finlandaise spécialisée dans la réponse aux déversements de pétrole, lorsque la glace est rompue, elle se mélange au pétrole dans la colonne d'eau. En récupérant ce mélange, la glace devra alors être séparée du pétrole qui n'en représentera qu'un faible 1%²⁰⁵.

En eau salée, la glace séquestre le pétrole déversé, car elle est « friable et poreuse ». Le pétrole doit donc être récupéré après la fonte, alors qu'il s'est éloigné du lieu par la dérive des glaces.²⁰⁶ Selon le professeur Émilien Pelletier, « [l]es difficultés de nettoyage sont multipliées par 10 en raison de la très grande viscosité du produit. Ça va coller partout ». La récupération serait « presque impossible » s'il y avait de la

²⁰¹ National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine.(2016). *Spills of Diluted Bitumen from Pipelines: A Comparative Study of Environmental Fate, Effects, and Response*. Washington, DC: The National Academies Press, p. 49 <http://www.nap.edu/catalog/21834/spills-of-diluted-bitumen-from-pipelines-a-comparative-study-of>

²⁰² ISMR. (2016). Émilien Pelletier. In UQAR ISMR. *L'équipe*. Récupéré de : <http://www.ismer.ca/Pelletier-Emilien>

²⁰³ Ici Radio-Canada, (2013, 24 octobre). Le golfe du Saint-Laurent mal protégé en cas de déversement? *Ici Radio-Canada*. Récupéré de <http://ici.radio-canada.ca/nouvelles/environnement/2013/10/24/002-golfe-saint-laurent-mal-protege.shtml>

²⁰⁴ Donaghy, T. (2015, 15 janvier). Why cleaning up an Arctic Oil Spill would be Impossible. *Greenpeace*. Récupéré de : <http://www.greenpeace.org/usa/cleaning-arctic-oil-spill-impossible/>

²⁰⁵ Kauranen, A. (2016, 3 avril). Oil spill tests on ice prove Arctic quests risky. *Phys.org*. Récupéré de : <http://phys.org/news/2016-04-oil-ice-arctic-quests-risky.html>

²⁰⁶ St-Arnaud, P. (2016, 15 mars). Énergie Est : un déversement en mer serait très difficile à contrôler. *La Presse Canadienne*. In L'Actualité. <http://www.lactualite.com/actualites/energie-est-un-deversement-en-mer-serait-tres-difficile-a-controler/>

glace mouvante sur le fleuve au moment où aurait lieu un déversement²⁰⁷. En ce sens, un déversement de pétrole l'hiver, ou en présence de glace « est le pire scénario »²⁰⁸, alors que celui présenté par TransCanada n'a pas lieu durant cette période. Dans le cadre de l'*Évaluation environnementale stratégique (EES) globale sur les hydrocarbures*, les chercheurs de l'Université du Québec à Rimouski arrivent aux mêmes conclusions concernant un déversement de pétrole dans le golfe du St-Laurent²⁰⁹. Les difficultés de nettoyage font craindre une catastrophe comparable à celle d'Exxon Valdez en Alaska où les conditions nordiques sont semblables. Des dizaines de milliers de litres de pétrole brut sont encore aujourd'hui présents dans la nature, alors que cette catastrophe est survenue en 1989²¹⁰. Un tel événement est aussi comparé à celui de la baie de Chedabucto en Nouvelle-Écosse, où du pétrole lourd s'est déversé d'un pétrolier échoué. Notamment en raison « des conditions hivernales, la majorité du littoral contaminé n'a pas été nettoyé »²¹¹. Les chercheurs rapportent aussi que les processus de dégradation par les micro-organismes sont ralentis à cause du froid hivernal²¹². Nous croyons que les risques liés au pipeline Énergie Est sont amplifiés en raison de la présence de glaces qui peuvent compliquer et rendre inefficace, voire impossibles, les activités de récupération et de nettoyage. Par ailleurs, TransCanada n'a pas fourni de plan de nettoyage prenant en compte le relargage des sédiments contaminés avec la crue de printemps.

²⁰⁷ Perron-Langlois, A. (2016, 15 mars). Risques de déversement : le plaidoyer d'Émilien Pelletier devant le BAPE. *Ici Radio-Canada info* Récupéré de : <http://ici.radio-canada.ca/regions/est-quebec/2016/03/15/008-energie-est-bape-audiences-deversement-emilien-pelletier.shtml>

²⁰⁸ Agence QMI. (2016, 2 février). Quelles seraient les conséquences d'un déversement de pétrole dans le fleuve en hiver?. *TVA Nouvelles*. Récupéré de : <http://www.tvanouvelles.ca/2016/02/02/quelles-seraient-les-consequences-dun-deversement-de-petrole-dans-le-fleuve-en-hiver>

²⁰⁹ Allaire-Verville, M. et autres. (2015). *État des connaissances sur l'impact des accidents pétroliers et des méthodes d'intervention utilisées pour les systèmes côtiers nordiques-Étude GENV24*. Institut des sciences de la mer de Rimouski. Université de Rimouski. p.104-105 Récupéré de : <http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/documents/etudes/GENV24.pdf>

²¹⁰ Shields, A. (2015, 4 novembre). Scénario noir pour le fleuve : Un déversement de pétrole dans le Saint-Laurent aurait des impacts environnementaux pendant plus de dix ans. *Le Devoir*. Récupéré de : <http://www.ledevoir.com/environnement/actualites-sur-l-environnement/454252/un-deversement-dans-le-saint-laurent-auroit-des-impacts-a-long-terme>

²¹¹ Allaire-Verville, M. et autres. (2015). *État des connaissances sur l'impact des accidents pétroliers et des méthodes d'intervention utilisées pour les systèmes côtiers nordiques-Étude GENV24*. Institut des sciences de la mer de Rimouski. Université de Rimouski. p.13 Récupéré de : <http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/documents/etudes/GENV24.pdf>

²¹² Allaire-Verville, M. et autres. (2015). *État des connaissances sur l'impact des accidents pétroliers et des méthodes d'intervention utilisées pour les systèmes côtiers nordiques-Étude GENV24*. Institut des sciences de la mer de Rimouski. Université de Rimouski. p.105 Récupéré de : <http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/documents/etudes/GENV24.pdf>

1.4.2 CAPACITÉS DE RÉCUPÉRATION LIMITÉE

Pour les scénarios de déversement fourni par TransCanada l'entreprise ne donne que peu de précisions. Elle ne présente pas de manière claire et concise l'information permettant de comprendre:

- la quantité de pétrole qui serait récupérée grâce à chacun des techniques de récupération à la surface de l'eau (incluant les endroits où le pétrole serait récupéré et le temps d'intervention, soit le nombre de minutes nécessaires à l'installation des équipements pour amorcer la récupération et la durée pour laquelle les équipements resteront en place),
- la quantité de pétrole qui serait récupérée sur les rives (incluant les endroits où le pétrole serait récupéré et le temps d'intervention, soit le temps nécessaires avant que la récupération ne s'amorce et la durée quelle durera),
- la quantité de pétrole qui coulerait dans le fond de l'eau et en combien de temps ainsi que
- les endroits où le pétrole coulerait dans l'eau
- ceux où il serait récupéré,
- le temps d'intervention, soit le temps nécessaires avant que la récupération ne s'amorce et la durée de la récupération) et
- la quantité de pétrole qui restera dans l'environnement et qui ne sera pas récupéré (par exemple, dilué dans l'eau ou irrécupérable au fonds de l'eau).

La capacité de récupération des hydrocarbures peut être grandement affectée par les conditions dans lesquelles se produit un déversement. Selon un rapport commandé par le fédéral, dans le cas d'un déversement dans le fleuve provenant d'un navire pétrolier, seulement de 5 à 20 % des hydrocarbures pourraient être récupérés²¹³. Ces nombres sont très préoccupants. Qu'en serait-il dans le cas d'un déversement par pipeline? Le récent exemple de la contamination de la rivière Chaudière suite à la tragédie du Lac-Mégantic est plus qu'évocateur. Selon les dernières estimations du ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques du Québec (MDDELCC), 100 000 litres de pétrole ont atteint la rivière Chaudière²¹⁴. Plus de deux ans après la

²¹³ Gerbet, T. (2014, 23 septembre). Impossible de récupérer le pétrole déversé dans le fleuve? *Ici Radio-Canada*. Récupéré de <http://ici.radio-canada.ca/nouvelles/national/2014/09/23/001-petrole-fleuve-deversement-quebec-canada.shtml>

²¹⁴ Québec. Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques. (2014). *Tableau-Synthèse: Estimation au 22 juin 2014 des quantités de pétrole*

tragédie, le ministère affirme que des eaux huileuses ont été récupérées (un mélange d'hydrocarbures et d'eau). Selon le MDDELCC il est toujours impossible de savoir les quantités exactes d'hydrocarbures récupérés²¹⁵.

Les dernières données rendues publiques par le MDDELCC font toujours état de contaminants présents dans les sédiments de la rivière Chaudière²¹⁶. Considérant que 100 000 litres de pétrole léger se sont retrouvés dans la rivière Chaudière, il est permis de s'inquiéter lorsque l'on sait que en cas de déversement, Énergie Est pourrait laisser s'échapper des millions de litres de pétrole lourd ou de bitume dilué.

1.4.3 LA SCIENCE ET L'EXPÉRIENCE DE KALAMAZOO MONTRE QUE LE BITUME DILUÉ COULE

Bien que l'industrie cherche à prouver le contraire, l'expérience du déversement dans la rivière Kalamazoo a démontré que le dilbit coule au fond de l'eau quelques temps après le déversement²¹⁷. Les études scientifiques montrent cette évidence. Lors du déversement, la densité du dilbit s'approche de celle de l'eau, mais elle est un peu plus basse, ce qui pourrait peut-être lui permettre initialement de flotter²¹⁸. Toutefois, dès les premiers moments d'un déversement, le diluant, qui est composé de molécules beaucoup plus légères que le bitume, commence à s'évaporer²¹⁹. Alors que le diluant s'évapore et pose des risques pour la santé humaine, la densité du dilbit augmente, le rendant de plus en plus susceptible de couler²²⁰. Les risques,

brut léger impliquées dans l'accident à Lac-Mégantic. Récupéré de http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/lac-megantic/tableau_synthese/2014078-tableau-synthese-petrole.pdf

²¹⁵ Québec. Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques. (2014). *Tableau-Synthèse: Estimation au 22 juin 2014 des quantités de pétrole brut léger impliquées dans l'accident à Lac-Mégantic*. Récupéré de http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/lac-megantic/tableau_synthese/2014078-tableau-synthese-petrole.pdf

²¹⁶ Québec. Ministère du développement durable de l'Environnement, et de la Lutte contre les changements climatiques. (2015). Rivière Chaudière. In MDDELCC. *Tragédie ferroviaire à Lac-Mégantic*. http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/lac-megantic/chaudiere.htm#Données_ouvertes

²¹⁷ Milulka, J. (2015, 19 mars). Science vs Spin: Dilbit Sinks in the Real World, But Not in Studies Funded by Oil Industry. *DESMOG*. Récupéré de <http://www.desmogblog.com/2015/03/19/science-vs-spin-dilbit-sinks-real-world-not-studies-funded-oil-industry>

²¹⁸ Winter, J. (2014, 20 juin). As Oil Sands Production Rises, What Should We Expect at Diluted Bitumen (Dilbit) Spills? *National Oceanic and Atmospheric Association*. Récupéré de <https://usresponserestoration.wordpress.com/2014/06/20/as-oil-sands-production-rises-what-should-we-expect-at-diluted-bitumen-dilbit-spills/>

²¹⁹ Winter, J. (2014, 20 juin). As Oil Sands Production Rises, What Should We Expect at Diluted Bitumen (Dilbit) Spills? *National Oceanic and Atmospheric Association*. Récupéré de <https://usresponserestoration.wordpress.com/2014/06/20/as-oil-sands-production-rises-what-should-we-expect-at-diluted-bitumen-dilbit-spills/>

²²⁰ Michel, J. (2010). "Submerged Oil" In *Oil Spill Science and Technology*, Ed. M. Fingas,

comme l'indique le rapport de la *National Academy of Sciences*, sont notamment associés « aux concentrations de particules légères, plus volatiles, et aux hydrocarbures inflammables dans le dilbit qui sont semblables ou moindres que dans le but léger ou moyen » ²²¹. À ce phénomène peut s'ajouter l'impact des matières en suspension. Le dilbit se mélange aux matières en suspension dans l'eau par l'action des vagues et en entrant en contact avec les sédiments sur les rives. Cela contribue à augmenter la densité du produit et peut être suffisant pour le faire couler directement au fond de l'eau²²². Dans le cas de Kalamazoo, on a rapporté que le dilbit a coulé dans les deux semaines qui ont suivi le déversement²²³. La Figure 5 explique comment le bitume dilué coule dans une rivière.

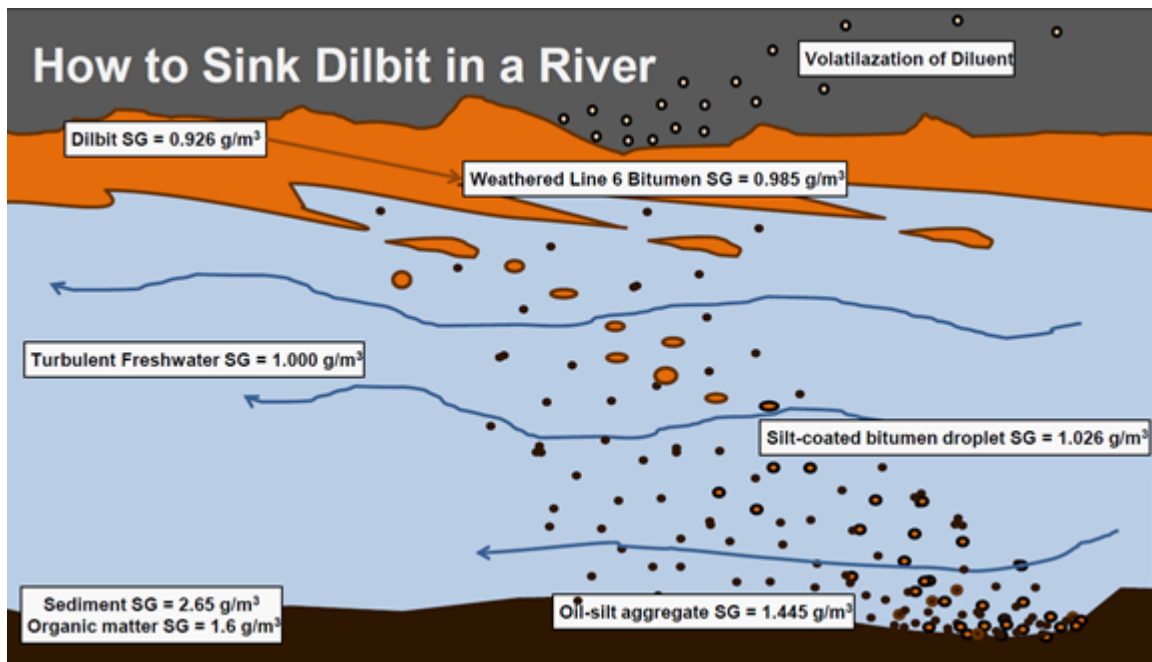
Elsevier Inc., Oxford, UK, pp. 959-981, dans Environnement Canada *et al.* (2013). *Properties, Composition and Marine Spill Behaviour, Fate and Transport of Two Diluted Bitumen Products from the Canadian Oil Sands*. [Federal Government Technical Report]. Récupéré de http://www.ec.gc.ca/scitech/6A2D63E5-4137-440B-8BB3-E38ECED9B02F/1633_Dilbit%20Technical%20Report_e_v2%20FINAL-s.pdf, p. 19.

²²¹ National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine.(2016). *Spills of Diluted Bitumen from Pipelines: A Comparative Study of Environmental Fate, Effects, and Response*. Washington, DC: The National Academies Press, p. 92-93 <http://www.nap.edu/catalog/21834/spills-of-diluted-bitumen-from-pipelines-a-comparative-study-of>

²²² Environnement Canada *et al.* (2013). *Properties, Composition and Marine Spill Behaviour, Fate and Transport of Two Diluted Bitumen Products from the Canadian Oil Sands*. [Federal Government Technical Report]. Récupéré de http://www.ec.gc.ca/scitech/6A2D63E5-4137-440B-8BB3-E38ECED9B02F/1633_Dilbit%20Technical%20Report_e_v2%20FINAL-s.pdf, p. 19.

²²³ Powell, G. et Capone D. (2015, 10 mars). *Response Lessons Learned and a Multiple-Lines-Of-Evidence Approach for Submerged Oil Assessment and Recovery*. Présentation dans le cadre de la conférence « Effects of Diluted Bitumen on the Environment : a Comparative Study », à la National Academy of Sciences. Récupéré de http://nas-sites.org/dilbit/files/2015/04/1_Dan-Capone-Greg-Powell.pdf, p. 68.

Figure 5 – Comment le bitume dilué coule dans une rivière



Crédit : Powell, G. et Capone D. – US Environmental Protection Agency. (2015), p. 28.

Dans ce cas, les méthodes traditionnelles de nettoyage du pétrole qui flotte sur l'eau ne sont plus adaptées pour récupérer le pétrole qui a coulé au fond. D'autres méthodes telles le dragage et l'agitation des sédiments doivent être utilisées, mais celles-ci ont une efficacité relative et peuvent causer des dommages à l'écosystème aquatique²²⁴. Les variations du niveau de l'eau et les pluies importantes ayant précédé cet événement ont contribué à augmenter les surfaces affectées par le pétrole déversé et à le remettre périodiquement en circulation dans l'eau²²⁵. Dans le cas de Kalamazoo, le bitume a non seulement adhéré aux roches et aux sédiments, mais aussi à la végétation, ce qui a forcé les équipes de nettoyage à retirer toute la végétation affectée le long des rives²²⁶. Les impacts du déversement près de

²²⁴ Winter, J. (2014, 20 juin). As Oil Sands Production Rises, What Should We Expect at Diluted Bitumen (Dilbit) Spills? *National Oceanic and Atmospheric Association*. Récupéré de <https://usresponserestoration.wordpress.com/2014/06/20/as-oil-sands-production-rises-what-should-we-expect-at-diluted-bitumen-dilbit-spills/>

²²⁵ National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine. (2016). *Spills of Diluted Bitumen from Pipelines: A Comparative Study of Environmental Fate, Effects, and Response*. Washington, DC: The National Academies Press, p.50 <http://www.nap.edu/catalog/21834/spills-of-diluted-bitumen-from-pipelines-a-comparative-study-of>

²²⁶ Milulka, J. (2015, 19 mars). Science vs Spin: Dilbit Sinks in the Real World, But Not in Studies Funded by Oil Industry. *DESMOG*. Récupéré de <http://www.desmogblog.com/2015/03/19/science-vs-spin-dilbit-sinks-real-world-not-studies-funded-oil-industry>

Kalamazoo ont été si dramatiques que les autorités du Michigan ont récemment décidé d'interdire le transport de pétrole lourd et de bitume dilué dans un tronçon de pipeline qui passe près des Grands Lacs, car cela représenterait selon eux un risque démesuré²²⁷.

1.5 LES OLÉODUCS NEUFS NE SONT PAS PLUS SÉCURITAIRES

Le fait que le projet Energie Est au Québec impliquera un tout nouveau pipeline n'offre absolument aucune garantie qu'il sera étanche et sécuritaire. Deux exemples récents illustrent cette problématique. D'abord, le 15 juillet 2015, un nouveau pipeline de la compagnie Nexen subit une rupture au sud-ouest de Fort McMurray, déversant environ 5 millions de litres, soit 31 500 barils, d'une émulsion composée de bitume, de sable et d'eaux usées²²⁸. Même si ce déversement n'était pas composé de pétrole brut comme tel, il comportait du bitume et représentait un volume plus important que le déversement bitume dilué de Kalamazoo en 2010 (3,3 millions de litres, soit 20 000 barils)²²⁹. Il est crucial de souligner que le pipeline de Nexen avait été construit avec des conduites neuves à paroi double (un tuyau dans un tuyau), et pourtant les deux parois ont été rompues^{230 231}.

Les systèmes de détection de fuites et d'avertissement de la compagnie avaient failli à détecter la rupture²³². Plutôt, un entrepreneur qui longeait le pipeline à pied découvrit le

²²⁷ Associated Press. (2015, 14 juillet). Michigan officials: Ban heavy crude oil from controversial Straits of Mackinac pipeline. *Fox Business*. Récupéré de http://www.foxbusiness.com/markets/2015/07/14/michigan-officials-ban-heavy-crude-oil-from-controversial-straits-mackinac/?utm_source=feedburner&utm_medium=feed&utm_campaign=Feed%3A+foxbusiness%2Flatest+%28Internal+-+Latest+News+-+Text%29

²²⁸ CBC News. (2015, 16 juillet). Nexen pipeline leak in Alberta spills 5 million litres: Nexen Energy spill south of Fort McMurray covers about 16,000 square metres. *CBC News*. Récupéré de <http://www.cbc.ca/news/canada/edmonton/nexen-pipeline-leak-in-alberta-spills-5-million-litres-1.3155907>

²²⁹ Mertz, E. (2015, 16 juillet). Nexen's Fort McMurray pipeline spill one of Canada's biggest ever. *Global News*. Récupéré de <http://globalnews.ca/news/2115361/nexens-fort-mcmurray-pipeline-spill-one-of-canadas-biggest-ever/>
Dans ce cas, il ne s'agissait pas d'un déversement habituel de « pétrole brut ». Selon l'organisme de réglementation en matière d'énergie de l'Alberta, le bitume ne constituait qu'environ un tiers de l'émulsion totale.

(Krugel, L. (2016, 25 janvier). Nexen oil spill investigation taking longer than expected, documents show. *In La Presse Canadienne*. *Winnipeg free press*. Récupéré de <http://www.winnipegfreepress.com/arts-and-life/life/greenpage/nexen-oil-spill-investigation-taking-longer-than-expected-documents-show-366389941.html>)

²³⁰ Paperny, M., A., Ramsay, M. (2015, 17 juillet). We sincerely apologize: Nexen's 'failsafe' system didn't detect massive northern Alberta pipeline spill. *Global News*. Récupéré de <http://globalnews.ca/news/2116785/nexen-to-provide-update-on-northern-alberta-pipeline-spill/>

²³¹ Healing, D. (2015, 17 juillet). Nexen baffled by 'fish mouth' leak from new double-walled pipeline. *Calgary Herald*. Récupéré de <http://calgaryherald.com/business/energy/nexen-baffled-by-fish-mouth-leak-from-new-double-walled-pipeline>

²³² Ibid

déversement. Nexen admit ensuite la possibilité que le pipeline s'était écoulé pendant au plus deux semaines avant que l'entrepreneur n'en fasse le constat²³³. L'échéancier originel pour identifier la cause exacte du déversement était le 15 octobre 2015, mais l'enquête de l'organisme de réglementation en matière d'énergie de l'Alberta est en cours²³⁴.

Plus récemment, le samedi 2 avril 2016, le pipeline actuel de la compagnie Keystone, qui avait commencé à transporter du bitume dilué vers les E.-U. en 2010 s'est rompu à nouveau dans le Dakota du Sud, en région rurale. Ce pipeline relativement neuf de TransCanada en était à son cinquième déversement dans ce même État²³⁵. Tel que mentionné précédemment dans le présent mémoire, un examen de tous les déversements et fuites rapportés au Bureau de la sécurité des transports du Canada (BST) depuis 2004²³⁶ révèle que 117 déversements sont survenus jusqu'à ce jour sur la portion territoriale canadienne de Keystone à elle seule.

C'était un fermier qui avait initialement averti les autorités au sujet des déversements, après avoir constaté du pétrole remonter en bulle à la surface dans un de ses champs²³⁷. Le pipeline Keystone transporte principalement du bitume dilué depuis Hardisty, en Alberta, jusqu'à Cushing, en Oklahoma, ainsi que vers l'Illinois²³⁸. La cause précise du déversement demeure inconnue et l'incident fait toujours l'objet d'une enquête par le ministère de l'Environnement et des Ressources naturelles du Dakota du Sud²³⁹. Des rapports récents indiquent que le volume écoulé avoisinait les 63 600 litres, soit 400 barils²⁴⁰, une quantité

²³³ Wohlberg, M. (2015, 27 juillet). Nexen pipeline could have been leaking for two weeks: company. *The Northern Journal*. Récupéré de <https://norj.ca/2015/07/nexen-pipeline-could-have-been-leaking-for-two-weeks-company/>

²³⁴ Krugel, L. (2016, 25 janvier). Nexen oil spill investigation taking longer than expected, documents show. In *La Presse Canadienne. Winnipeg free press*. Récupéré de <http://www.winnipegfreepress.com/arts-and-life/life/greenpage/nexen-oil-spill-investigation-taking-longer-than-expected-documents-show-366389941.html>

²³⁵ Hult, J., Lalley, C. (2016, 5 avril). TransCanada searching for source of spill. *Argus Leader*. <http://www.argusleader.com/story/news/crime/2016/04/04/keystone-pipeline-oil-spill-near-freeman/82608002/>

²³⁶ Canada. Bureau de la sécurité des transports. (2016). Données sur les événements de pipeline à partir de janvier 2004. *Données de Pipelines*. Récupéré de <http://www.tsb.gc.ca/fra/stats/pipeline/index-ff.asp>

²³⁷ Dermansky, J. (2016, 6 avril) Keystone Pipeline Mishap has TransCanada Scrambling Again. *Desmog*. Récupéré de <http://www.desmogblog.com/2016/04/06/keystone-pipeline-spill-transcanada-scrambles-latest-mishap>

²³⁸ De Souza, M. (2016, 4 avril). TransCanada shuts down Keystone after oil seeps to surface. *National Observer*. Récupéré de <http://www.nationalobserver.com/2016/04/04/news/transcanada-shuts-down-keystone-after-oil-seeps-surface>

²³⁹ Bickis, I. (2016, 4 avril). In *The Canadian Press. The Globe and Mail*. Récupéré de <http://www.theglobeandmail.com/report-on-business/industry-news/energy-and-resources/transcanada-investigating-potential-leak-on-keystone-pipeline/article29510004/>

²⁴⁰ Bickis, I. (2016, 7 avril). TransCanada: Keystone leaked 63,600L of crude. In *The Canadian Press. CTV News*. Récupéré de <http://www.ctvnews.ca/business/transcanada-keystone-leaked-63-600l-of-crude-1.2849432>

considérablement plus importante que le premier déversement par TransCanada qui fut de 187 gallons²⁴¹.

Bien qu'au départ il y eut équivoque dans les médias quant à l'identité des personnes ayant découvert le déversement (certains reportages faisaient mention de « travailleurs » comme premiers témoins), cette question peut désormais être écartée : deux représentants officiels de TransCanada ont affirmé en entrevue que le déversement fut d'abord constaté par un propriétaire foncier ou un « passant », plutôt que par un employé de la compagnie²⁴².

Un autre cas de déversement de pipelines neufs est celui d'un important réseau de pipeline de TransCanada, le Nova Gas Transmission Ltd en Alberta, communément appelé NGTL. En octobre 2013, cet important gazoduc, alors en opération depuis 3 ans, s'est rompu près de Fort McMurray, en Alberta²⁴³. Le bris causa un arrêt temporaire de production pour un nombre d'exploitants de sables bitumineux puisque le pipeline fournissait du gaz naturel pour des opérations minières et du forage pétrolier, entre autres.

Bien qu'il puisse sembler évident que les plus vieux pipelines soient plus dangereux que les plus récents, une analyse de la *Pipeline Safety Trust* effectuée aux États-Unis en 2015 à partir des données de la PHMSA a plutôt démontré que pour les pipelines de liquide dangereux, incluant les produits pétroliers et le pétrole brut, ceux installés à partir de 2010 avaient un taux d'incidents substantiellement plus élevé aux 10 000 miles que ceux installés depuis les années 1920²⁴⁴. Le graphique présenté ci-dessous présente ces résultats étonnants, déroutants et contre-intuitifs²⁴⁵.

²⁴¹ Hult, J. (2016, 7 avril). Oil spill estimate jumps to almost 17K gallons. *Argus Leader*. Récupéré de <http://www.argusleader.com/story/news/2016/04/07/transcanada-pipeline-oil-spill-estimate-jumps-400-barrels/82757630/>

²⁴² Bickis, I. (2016, 4 avril). TransCanada Corp shuts down Keystone pipeline after oil spill in South Dakota. In The Canadian Press. *Financial Post*. Récupéré de http://business.financialpost.com/news/energy/transcanada-corp-shuts-down-keystone-pipeline-after-possible-leak-in-south-dakota?_lsa=ec3c-cdd4; Walsh, L. (2016, 5 avril). Dakota Midday: TransCanada's Shawn Howard On Potential pipeline Oil Leak. In SDPB. *Dakota Midday*. (4 :45min. sur 9 :05 min.). Récupéré de <http://listen.sdpb.org/post/dakota-midday-transcanadas-shawn-howard-potential-pipeline-oil-leak#stream/0>

²⁴³ Haggett, S., Williams, N. (2013, 17 octobre). TransCanada gas pipeline rupture cuts oil sands production. In Reuters. *Financial Post*. Récupéré de http://business.financialpost.com/news/energy/transcanada-says-gas-pipeline-in-northern-alberta-may-have-ruptured?_lsa=9b92-ca37

²⁴⁴ Pipeline Safety Trust. (2015). Are old pipelines really more dangerous? *Safe Pipelines*. Récupéré de <http://pstrust.org/wp-content/uploads/2013/03/Incidents-by-age-of-pipes-PST-spring2015-newsletter-excerpt.pdf>

²⁴⁵ Pipeline Safety Trust. (2015). Are old pipelines really more dangerous? *Safe Pipelines*. Récupéré de <http://pstrust.org/wp-content/uploads/2013/03/Incidents-by-age-of-pipes-PST-spring2015-newsletter-excerpt.pdf>

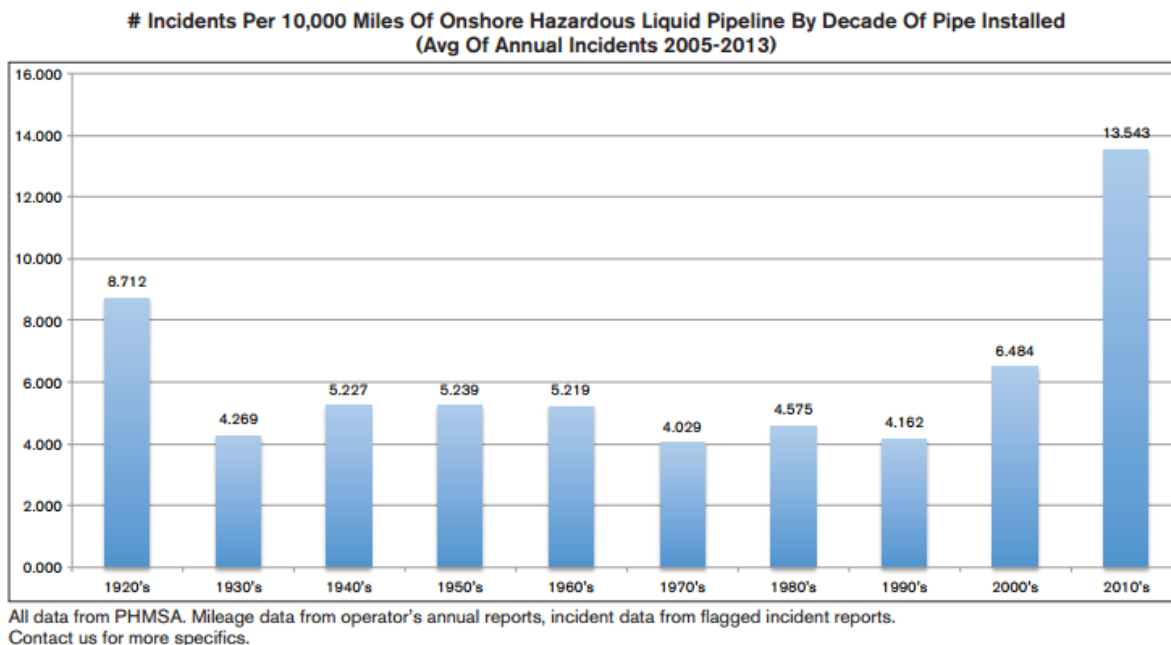


Tableau C : Incidents aux 10 000 miles sur les pipelines terriens par décennie

1.5.1 FUITE DE KEYSTONE EN DATE D'AVRIL 2016

Plus récent encore, une fuite de 63 000 litres de pétrole brut²⁴⁶ du pipeline Keystone a proximité d'une station de pompage dans le Dakota du Sud a été signalée le 2 avril 2016²⁴⁷. L'entreprise a eu besoin de près d'une semaine²⁴⁸ pour déterminer d'où provenait la fuite détectée par un passant en raison d'une flaque visible à la surface du sol. Malgré tout, TransCanada a affirmé que cet événement n'a pas eu de conséquences sur l'environnement et la santé²⁴⁹. Rappelons qu'au cours des

²⁴⁶ Presse Canadienne. (2016, 9 avril). Keystone : TransCanada reçoit le feu vert pour reprendre ses activités. *Ici Radio-Canada*. Récupéré de : <http://ici.radio-canada.ca/regions/alberta/2016/04/09/001-redemarrage-activites-keystone-fuite-dakota-sud.shtml>

²⁴⁷ Radio Canada. (2016, 4 avril). L'oléoduc Keystone fermé après une fuite aux É.-U. *Ici Radio-Canada*. Récupéré de : <http://ici.radio-canada.ca/regions/alberta/2016/04/04/005-transcanada-dakota-sud-fuite-oleoduc-pipeline.shtml>

²⁴⁸ Shields, A. (2016, 9 avril). Keystone : TransCanada aurait localisé l'origine de la fuite. *Le Devoir*. Récupéré de : <http://www.ledevoir.com/environnement/actualites-sur-l-environnement/467753/keystone-transcanada-aurait-localise-l-origine-de-la-fuite>

²⁴⁹ Presse Canadienne. (2016, 9 avril). Keystone : TransCanada reçoit le feu vert pour reprendre ses activités. *Ici Radio-Canada*. Récupéré de : <http://ici.radio-canada.ca/regions/alberta/2016/04/09/001-redemarrage-activites-keystone-fuite-dakota-sud.shtml>

audiences publiques du BAPE, TransCanada a affirmé que son système de détection basé sur les bilans de masse, en mesure de détecter en deux heures des fuites à un seuil de 1 à 1.5% (alors que dans le volume 7 du projet Énergie-Est, il est plutôt mentionné 1.5 à 2%²⁵⁰), et que l'expertise des opérateurs permet de détecter très rapidement les fuites et de faire cesser le flux en 18 minutes.²⁵¹

Pour les pipelines de compétence fédérale, le seuil est maintenant fixé à 1 500 litres (9,4 barils de pétrole ou 1,5 m³).²⁵² Concernant les trains, le seuil minimal de déclaration des événements ou déversements de pétrole est établi à 200 litres afin de correspondre à ceux de Transports Canada et de ceux des États-Unis. Cependant, aux États-Unis, le seuil minimal pour les déclarations d'incidents de pipeline à la PHMSA est nettement plus bas que l'ONÉ et le BST au Canada. Il est établi à 0,1 baril de pétrole (19 litres) et 5 barils de pétrole et moins (0.8 m³) en cas de dommages plus légers.²⁵³ Dans tous les cas, le BST est moins exigeant pour les déclarations concernant les pipelines afin de s'adapter à l'ONÉ, alors que les normes américaines sont plus sévères, bien qu'il dit s'y référer pour le transport en train.

1.5.2 RISQUES DE CORROSION

Selon une analyse de l'ONÉ sur les ruptures dans les principaux réseaux de pipelines du Canada menée en 2003, la corrosion externe est la principale cause de rupture²⁵⁴. On apprenait récemment que les premières traces de corrosion sur le pipeline St-Laurent de la compagnie Valero ont été détectées seulement 9 mois après sa mise en service. La corrosion serait due à « la combinaison des terres humides que traverse le pipeline ainsi que la proximité des pylônes d'électricité. Le pipeline Saint-Laurent

²⁵⁰ Energy East Pipeline Ltd. (2014). *Energy East Project Application – Volume 7: Construction and Operations – Section 4: Operations*. p. 4-11. Récupéré de https://docs.neb-one.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/90464/90552/2432218/2540913/2543426/2541142/Vol_7_Construction_and_Operations-Operations_-_A4D9E8.pdf?nodeid=2541143&vernum=-2

²⁵¹ Bergeron, L. Audiences Publiques du BAPE. Séance de la soirée du 9 mars 2016, verbatim p. 105-106. Récupéré de :

http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/DT4.pdf

²⁵² Règlement sur le bureau de la sécurité des transports, DORS/2014-37, art 4(1) Récupéré de : <http://canlii.ca/t/69bzm#art4par1>

²⁵³ TransCanada. (2016, 15 mars). *Titre de l'engagement : Définitions des termes incident, accident, déversement et fuite*, question de M. Jean Gosselin du 7 mars 2016, 5p. Récupéré de : http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/SECU33-B.pdf

²⁵⁴ Lévesque, K. (2015, 2 février). Pipeline Saint-Laurent: ouvert en 2012 et déjà rouillé. *La Presse*. Récupéré de <http://www.lapresse.ca/actualites/201502/01/01-4840425-pipeline-saint-laurent-ouvert-en-2012-et-deja-rouille.php>

longe l'emprise d'Hydro-Québec »²⁵⁵. Il est à noter que l'ingénieur qui a piloté ce projet est M. Louis Bergeron, qui est désormais à l'emploi de TransCanada²⁵⁶. La corrosion était également en cause dans le déversement de Cap-aux-Meules aux Îles-de-la-Madeleine en septembre 2014. Une perte d'épaisseur pouvant aller jusqu'à 90% de la paroi a été relevée à plusieurs endroits sur la paroi, menant à une fuite qui a laissé s'écouler 100 600 litres de diesel dans la nature²⁵⁷. Dix-huit mois après le début des opérations, seulement 65% du total déversé avait été récupéré. Les travaux de décontamination dureront près de quatre ans²⁵⁸, alors que TransCanada affirme qu'il faudrait seulement entre cinq et trente jours pour confiner et récupérer les effets d'un déversement dans un cours d'eau²⁵⁹.

1.6 AUTRES FACTEURS DE RISQUE

Plusieurs facteurs peuvent aggraver les risques associés au projet Énergie Est.

1.6.1 PRÉSENCE DE BITUME DILUÉ

Alimenté à même les sables bitumineux, le pipeline transporterait notamment du bitume dilué (ou « dilbit »)²⁶⁰ et du pétrole de schiste (qui peut présenter de sérieux dangers en raison de sa volatilité élevée et de son inflammabilité tel que démontré dans le rapport d'accident de Lac-Mégantic²⁶¹). Lors des audiences publiques, TransCanada a confirmé qu'elle prévoit faire transiter entre 350 000 à 700 000

²⁵⁵ Lévesque, K. (2015, 2 février). Pipeline Saint-Laurent: ouvert en 2012 et déjà rouillé. *La Presse*. Récupéré de <http://www.lapresse.ca/actualites/201502/01/01-4840425-pipeline-saint-laurent-ouvert-en-2012-et-deja-rouille.php>

²⁵⁶ Arsenault, J. (2015, 14 septembre). Énergie Est: TransCanada recrute un vétéran québécois du secteur pétrolier. *La Presse*. Récupéré de <http://affaires.lapresse.ca/economie/energie-et-ressources/201509/14/01-4900433-energie-est-transcanada-recrute-un-veteran-quebecois-du-secteur-petrolier.php>

²⁵⁷ Ici Radio Canada. (2016, 10 avril). Déversement aux Îles de la Madeleine : l'oléoduc d'Hydro-Québec était gravement corrodé, dit un rapport. *Ici Radio Canada*. Récupéré de <http://ici.radio-canada.ca/regions/est-quebec/2016/04/10/006-deversement-hydro-quebec-iles-de-la-madeleine-oleoduc-hydrocarbures.shtml>

²⁵⁸ Fournier, J. (2016, 06 février). Déversement de Cap-aux-Meules: le maire réclame l'amende payée par Hydro. *Le Soleil*. Récupéré de <http://www.lapresse.ca/le-soleil/affaires/les-regions/201602/06/01-4947888-deversement-de-cap-aux-meules-le-maire-reclame-lamende-payee-par-hydro.php>

²⁵⁹ Oléoduc Énergie Est Ltée (2015) Évaluation des risques du pipeline, Annexe Vol 1-1. PR8.2.3. Récupéré de http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/PR8.2.3.pdf

²⁶⁰ Savaria Experts Environnement. (2015, 6 mai). *Mise en service de l'oléoduc Énergie Est de TransCanada – Impacts d'un déversement sur le territoire de la Communauté métropolitaine de Montréal*. [Premier rapport technique]. Récupéré de http://cmm.qc.ca/fileadmin/user_upload/documents/20150514_oleoduc-energie-est_rapport.pdf, p. 2.

²⁶¹ Canada. Bureau de la sécurité des transports du Canada. (2013, 6 juillet). Rapport d'enquête ferroviaire R13D0054. *Rapports-reports*. p.57 Récupéré de <http://www.tsb.gc.ca/fra/rapports-reports/rail/2013/r13d0054/r13d0054.asp>

barils de pétrole par jour de dilbit par cet oléoduc²⁶². Peu de recherches ont été effectuées sur les caractéristiques spécifiques de ce type de produit pétrolier et les connaissances actuelles ne sont pas prises en considération par TransCanada. La nature du produit qui serait transporté par Énergie-Est est un facteur qui augmente les risques en cas de déversement.

Le bitume est un pétrole brut particulièrement lourd et très visqueux composé principalement d'hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP), de soufre, de plomb, de mercure, d'arsenic, de nickel, de vanadium, de chrome et de sélénium²⁶³. Pour être transporté par canalisation, celui-ci doit être dilué avec des condensats de gaz naturel ou des hydrocarbures plus légers, ce qui forme le dilbit²⁶⁴. La proportion de diluant est importante, soit à 50% de brut synthétique ou à 30% d'hydrocarbures léger ou des condensats de gaz naturel²⁶⁵. Suite à un déversement, les diluants s'évaporent rapidement et un résidu de bitume très adhérent, dense et visqueux se forme. Les diluants augmentent également l'inflammabilité du bitume²⁶⁶. Dans le rapport de la *National Academy of Sciences*, les chercheurs indiquent que, selon la concentration de particules légères pouvant s'évaporer, le dilbit peut être inflammable jusqu'à plus d'une journée²⁶⁷. De manière générale, comme le précise le chercheur Jeffrey W. Short en conclusion de son étude, « le comportement du dilbit une fois retrouvé dans l'environnement dépend en grande partie des caractéristiques particulières du diluant »²⁶⁸.

²⁶² TransCanada. (2016, 9 mars) *Titre de l'engagement : Répartition des grandes catégories de pétrole*, p.1 http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/GEN5.pdf

²⁶³ Ucan-Marin, F. (2013, 29 novembre). *Ecotoxicological Impacts of Aquatic Contaminants Related to Oil and Gas Resource Development*. Ottawa: Aquaponika Ltd. [Document divulgué en vertu de la Loi sur l'accès à l'information], p. 11.

²⁶⁴ Ucan-Marin, F. (2013, 29 novembre). *Ecotoxicological Impacts of Aquatic Contaminants Related to Oil and Gas Resource Development*. Ottawa: Aquaponika Ltd. [Document divulgué en vertu de la Loi sur l'accès à l'information], p. 12.

²⁶⁵ National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine.(2016). *Spills of Diluted Bitumen from Pipelines: A Comparative Study of Environmental Fate, Effects, and Response*. Washington, DC: The National Academies Press, p.17 <http://www.nap.edu/catalog/21834/spills-of-diluted-bitumen-from-pipelines-a-comparative-study-of>

²⁶⁶ National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine.(2016). *Spills of Diluted Bitumen from Pipelines: A Comparative Study of Environmental Fate, Effects, and Response*. Washington, DC: The National Academies Press, p.33 <http://www.nap.edu/catalog/21834/spills-of-diluted-bitumen-from-pipelines-a-comparative-study-of>

²⁶⁷ National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine.(2016). *Spills of Diluted Bitumen from Pipelines: A Comparative Study of Environmental Fate, Effects, and Response*. Washington, DC: The National Academies Press, p.30 <http://www.nap.edu/catalog/21834/spills-of-diluted-bitumen-from-pipelines-a-comparative-study-of>

²⁶⁸ Short, W., Jeffrey. (2013). *Susceptibility of Diluted Bitumen Products from the Alberta Tar Sands to Sinking in Water*. Juneau: JWS Consulting LLC . p.3 Récupéré de: <https://www.ceaa-acee.gc.ca/050/documents/p21799/88502E.pdf>

Le résidu de bitume est particulier dans la mesure où il devient rapidement plus dense que l'eau, notamment lorsqu'il forme des agrégats avec les matières en suspension dans l'eau. Dans les estuaires ou les zones côtières, la *National Academy of Sciences* rapporte que le dilbit peut se retrouver à divers endroits dans la colonne d'eau entre les couches de stratification où l'eau douce flotte sur l'eau salée²⁶⁹.

Selon la *National Academy of Sciences*, l'adhérence du dilbit, plus élevée que les autres pétroles bruts, aux surfaces, soit les rochers, les sédiments, la faune et la flore aquatiques et côtières, rend le nettoyage plus difficile. Les techniques de récupération du bitume dilué sont limitées, peu efficaces et ont un impact important sur les écosystèmes.

1.6.2 DES MESURES D'URGENCE À REVOIR EN RAISON DU DILBIT

Dans son rapport, la *National Academy of Sciences* présente également ses conclusions concernant la planification et la mise en place des réponses aux déversements. Tout d'abord, la récupération doit être très rapide, soit dès les premiers instants suivants un déversement, alors que les risques d'explosion et de combustion sont élevés. Par la suite, lorsque les particules denses et adhésives de résidu de dilbit se retrouvent submergées, libres dans la colonne d'eau, sur les sédiments ou collées aux surfaces, les techniques de détection et de récupération nécessitent beaucoup plus de ressources et de temps que pour le pétrole conventionnel²⁷⁰. Les méthodes de nettoyage employées sont toutefois peu efficaces en plus de perturber les écosystèmes²⁷¹. De plus, le rapport conclut que les planifications des mesures d'urgence actuelle en cas de déversement sont conçues pour du pétrole brut conventionnel qui a tendance à flotter. Les mesures d'urgence ne sont pas prévues pour du dilbit qui se retrouverait dans la colonne d'eau ou encore qui coulerait au fond de l'eau. Ainsi, les « opérateurs et les agences responsables de la planification et de la réponse à un déversement pourraient ne pas être préparés adéquatement à un déversement de bitume dilué et manquer d'outils pour effectuer un nettoyage efficace »²⁷². À la lumière des propos de

²⁶⁹ National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine.(2016). Spills of Diluted Bitumen from Pipelines: A Comparative Study of Environmental Fate, Effects, and Response. Washington, DC: The National Academies Press, p.49-50 <http://www.nap.edu/catalog/21834/spills-of-diluted-bitumen-from-pipelines-a-comparative-study-of>

²⁷⁰ Idem

²⁷¹ National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine.(2016). Spills of Diluted Bitumen from Pipelines: A Comparative Study of Environmental Fate, Effects, and Response. Washington, DC: The National Academies Press, p.98-99 <http://www.nap.edu/catalog/21834/spills-of-diluted-bitumen-from-pipelines-a-comparative-study-of>

²⁷² National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine.(2016). Spills of Diluted Bitumen from Pipelines: A Comparative Study of Environmental Fate, Effects, and Response. Washington, DC: The

TransCanada selon qui le comportement du dilbit est similaire à celui du pétrole brut conventionnel, il paraît clair que la pipelinière n'a pas prévu de mesures d'urgence particulières qui seraient plus adaptées au comportement du bitume dilué.

En somme, les risques pour la santé et l'environnement associés au dilbit dans la première période suivant un déversement sont pour la majorité semblables sinon plus élevés que pour le brut conventionnel. Par contre, la plupart des risques associés au résidu de dilbit formé après un court laps de certain temps, variable selon les conditions du milieu, sont beaucoup plus élevés et les mesures pour y remédier peu efficaces, très exigeantes et très perturbantes pour l'environnement. La réaction à un déversement et la récupération doivent être effectuées très rapidement, particulièrement dans le cas du dilbit. Un rapport du gouvernement fédéral que Greenpeace a obtenu en vertu de loi sur l'accès à l'information reconnaît aussi qu'il y a un manque flagrant de données sur les effets écotoxicologiques spécifiques au dilbit²⁷³. Les lacunes spécifiques en termes de connaissance relevées dans ce rapport sont listées à l'annexe 5. La contamination peut notamment entraîner la mortalité d'une partie de la faune et de la flore, la bioaccumulation de contaminants, des perturbations du système endocrinien des animaux et des troubles de reproduction²⁷⁴. De plus, la persistance des résidus de bitume augmente la période d'exposition des organismes à la toxicité des hydrocarbures.²⁷⁵

Cependant, malgré toutes les études et l'expérience des déversements de dilbit plus récents présentées précédemment, Énergie Est ne semble pas prendre cette information en considération. Durant les audiences publiques les représentants d'Énergie-Est ont affirmé qu'une modélisation avait été faite selon le type de pétrole transporté, tout en précisant que les

National Academies Press, p.113 <http://www.nap.edu/catalog/21834/spills-of-diluted-bitumen-from-pipelines-a-comparative-study-of>

²⁷³ Ucan-Marin, F. (2013, 29 novembre). *Ecotoxicological Impacts of Aquatic Contaminants Related to Oil and Gas Resource Development*. Ottawa: Aquaponika Ltd. [Document divulgué en vertu de la Loi sur l'accès à l'information], p. 46.

²⁷⁴ Fondation David Suzuki, Société pour la nature et les parcs (SNAP) et WWF-Canada. (2015). *Le Saint-Laurent, artère pétrolière?* Récupéré de <http://www.davidsuzuki.org/fr/publications/Le%20Saint-Laurent,%20art%C3%A8re%20p%C3%A9troli%C3%A8re%20%20mars%202015.pdf>, p. 62.

²⁷⁵ National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine.(2016). *Spills of Diluted Bitumen from Pipelines: A Comparative Study of Environmental Fate, Effects, and Response*. Washington, DC: The National Academies Press, p.62-64 <http://www.nap.edu/catalog/21834/spills-of-diluted-bitumen-from-pipelines-a-comparative-study-of>

« comportements des quarante-cinq (45) types de pétrole [prévus être transportés] vont être très similaires, en terme de déplacement à la surface de l'eau, comportement dans l'eau. Au niveau de la modélisation, pour déterminer l'effet sur la santé humaine, [...] on a utilisé des pétroles plus légers qui, ont tendance à avoir plus d'évaporation, donc peut-être plus d'impacts potentiels sur la santé. »²⁷⁶

La modélisation effectuée pour la rivière Etchemin a été tout de même faite avec trois types de pétrole (légers, moyen et dilbit). Le pire scénario fut celui du déversement de dilbit, car il serait « plus persistant dans l'environnement qu'un pétrole léger » et il aurait « tendance à rester plus en nappe et à se coller sur les rivages »²⁷⁷. TransCanada ne semble pas considérer les autres conséquences liées au transport de dilbit, notamment que les résidus de dilbit pourraient se retrouver partout dans la colonne d'eau et sur les sédiments. Lorsque les mesures d'urgence prévues sont expliquées, le promoteur précise que les produits « transportés vont se déplacer comme des pétroles bruts en général, vont être à la surface de l'eau [tout comme] le bitume dilué [qui va subir [par la suite] les altérations normales que tout pétrole subit »²⁷⁸. Il est difficile d'imaginer que des mesures d'urgence, de nettoyage et de réhabilitation soient adaptées aux comportements propres du dilbit, que ce soit immédiatement après le déversement et plus tard lorsque se forme un résidu de bitume plus dense. Aucune technique efficace n'est actuellement connue.

1.6.3 TRAVERSÉES DE COURS D'EAU

La question des traversées de cours d'eau est également préoccupante. Selon un rapport remis à TransCanada, la traversée du fleuve près de St-Augustin « est une option de traverse sans tranchée considérée techniquement faisable, mais à haut risque »²⁷⁹. Dans le cas des traversées prévues pour les rivières Etchemin et Outaouais, celles-ci comportent « des risques de guidage difficile, d'effondrement du

²⁷⁶ Grenon, Stéphane. Énergie-Est. BAPE séance de l'après-midi du 8 mars 2016, verbatim p.38, http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/DT2.pdf.

²⁷⁷ Grenon, Stéphane. Énergie-Est. BAPE séance de l'avant-midi du 11 mars 2016, verbatim p.11-12, http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/DT7.pdf.

²⁷⁸ Grenon, Stéphane. Énergie-Est. BAPE séance en soirée du 10 mars 2016, verbatim p.75, http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/DT6.pdf

²⁷⁹ Corbeil, M. (2014, 6 novembre). Pipeline Énergie Est : traversée "à hauts risques" à St-Augustin. Le Soleil. Récupéré de http://www.lapresse.ca/le-soleil/actualites/environnement/201411/05/01-4816259-pipeline-energie-est-traversee-a-haut-risque-a-saint-augustin.php?utm_categorieinterne=traffidriviers&utm_contenuinterne=cyberpresse_meme_auteur_4816635_article_POS2

trou de forage, [...] et de pertes de fluide», ce qui pousse le rapport à conclure qu'elles sont techniquement infaisables²⁸⁰. Selon le rapport publié par Polytechnique, la plupart des traverses à risques sont entre Montréal et Saint-Augustin-de-Desmaures sur la rive nord du fleuve, mais la région de Lévis n'est pas en reste. Les différentes techniques de traversées de cours d'eau prévues par TransCanada, soit les tranchées ouvertes et les forages dirigés et les forages horizontaux, pourraient, selon les cas, déstabiliser les rives et augmenter les risques de glissement de terrain.

De plus, différentes caractéristiques environnementales peuvent amplifier les risques à terme associés aux traversées de cours d'eau, telles que l'instabilité du lit et des berges des cours d'eau, les inondations et la proximité d'un barrage. Des lits et des berges instables ou des crues peuvent faire changer ou déplacer le lit de la rivière en raison de l'apport supplémentaire d'eau, de sédiments et de débris. Le pipeline peut alors être exposé et altéré. Ces risques pourraient "affecter directement l'intégrité du pipeline". Plusieurs rivières sont à risque en raison de l'instabilité des berges telles que la rivière Trois-Saumons et la rivière Bras St-Nicolas.²⁸¹ Enfin, selon les chercheurs, "la vulnérabilité du pipeline face à des défaillances est importante et l'impact [serait] considérable" si son diamètre est grand, le débit transporté important, s'il se trouve près des rives du St-Laurent ou qu'il le traverse.²⁸² Ce constat est d'autant plus inquiétant que l'oléoduc Énergie Est répond à tous ces critères. Le rapport conclut en disant que « le seul moyen de prévenir toutes les conséquences environnementales serait de ne pas réaliser de traverses de cours d'eau. »²⁸³

²⁸⁰ Corbeil, M. (2014, 11 novembre). Pipeline Énergie Est : traversée "infaisable" pour les rivières Etchemin et Outaouais. Le Soleil. Récupéré de http://www.lapresse.ca/le-soleil/actualites/environnement/201411/10/01-4817717-oleoduc-energie-est-traversee-infaisable-pour-les-rivieres-etchemin-et-outaouais.php?utm_categorieinterne=traficdrivers&utm_contenuinterne=cyberpresse_les-plus-populaires-le-soleil_article_ECRAN1POS3

²⁸¹ Fuamba, M. et Vincenzo, S. (2015). *Étude sur la traverse de cours d'eau dans le cadre de la construction et l'exploitation des pipelines au Québec*. Polytechnique Montréal. p.33-34 Récupéré de: <http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/documents/etudes/GTRA03.pdf>

²⁸² Fuamba, M. et Vincenzo, S. (2015). *Étude sur la traverse de cours d'eau dans le cadre de la construction et l'exploitation des pipelines au Québec*. Polytechnique Montréal. p.34 Récupéré de: <http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/documents/etudes/GTRA03.pdf>

²⁸³ Fuamba, M. et Vincenzo, S. (2015). *Étude sur la traverse de cours d'eau dans le cadre de la construction et l'exploitation des pipelines au Québec*. Polytechnique Montréal. p.138 Récupéré de: <http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/documents/etudes/GTRA03.pdf>

1.6.4 RISQUES NATURELS - GLISSEMENTS DE TERRAIN

L'environnement à proximité du pipeline peut aussi induire des risques pour l'intégrité de ce dernier, en particulier pour ce qui est des glissements de terrain. Selon une étude commandée par TransCanada, Énergie Est traverserait onze rivières situées dans des zones à risque élevé de glissement de terrain. Ces onze zones se trouvent toutes au Québec²⁸⁴. Le rapport identifie également 22 zones à risque modéré de glissement de terrain. De ces 22 zones, 20 se trouvent au Québec dont deux sur le territoire de la CMM²⁸⁵. Sur la rive nord du fleuve St-Laurent, les probabilités élevées de glissements de terrain en raison de l'instabilité des berges met à risque 19 endroits.²⁸⁶ À ces catégories de risque s'ajoutent 69 autres zones considérées comme ayant un niveau de risque plus faible par TransCanada, mais qui peuvent néanmoins constituer une menace pour le pipeline. Le passé géologique et la présence importante de sols argileux expliquent la concentration des zones à risque de subir des glissements de terrain au Québec. Selon le rapport de Polytechnique, la structure des sols argileux, composés de beaucoup d'eau, est relativement stable, tant qu'ils ne subissent pas de perturbation comme des travaux d'excavation. Ces sols peuvent devenir plus instables, particulièrement sur les berges, et provoquer des glissements de terrain. Selon les chercheurs de polytechnique, l'oléoduc Énergie Est traverserait des cours d'eau « très critiques » à cause de glissements actifs ou passés des berges. Plus d'une trentaine présente de tels risques. C'est notamment le cas près de la ville de Rivière-du-loup, mais par-dessus tout dans les basses terres du St-Laurent.²⁸⁷ Un glissement de terrain pourrait fortement endommager le pipeline et causer un déversement.

1.6.5 RISQUES DE TERRORISME/VANDALISME

La construction d'une nouvelle infrastructure transportant de grandes quantités de liquide inflammable, explosif en ferait malheureusement une cible de choix pour des gens mal intentionnés. Bien que peu probable, le risque d'attentats terroristes existe bel et bien pour ces infrastructures.

²⁸⁴ Golder Associates. (2014). *Phase I Geological Hazards Assessment - New Build Portion of the Energy East System - Alberta, Saskatchewan, Manitoba, Ontario, Québec, and New Brunswick, Canada*. [Étude], p. 28.

²⁸⁵ Golder Associates. (2014). *Phase I Geological Hazards Assessment - New Build Portion of the Energy East System - Alberta, Saskatchewan, Manitoba, Ontario, Québec, and New Brunswick, Canada*. [Étude], Table 2.

²⁸⁶ Environmental Defence Canada. (2016). *Énergie Est : menace à l'eau potable*. p.18 Récupéré de : <http://environmentaldefence.ca/energy-east-%E2%80%93-risk-our-drinking-water>

²⁸⁷ Fuamba, M. et Vincenzo, S. (2015). *Étude sur la traverse de cours d'eau dans le cadre de la construction et l'exploitation des pipelines au Québec*. Polytechnique Montréal. p.29 et 119. Récupéré de : <http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/documents/etudes/GTRA03.pdf>

1.6.6 PROXIMITÉ DES BARRAGES

Des dizaines de barrages sont situés en amont des rivières qui seraient traversées par Énergie Est. Selon un rapport du Commissaire au développement durable, l'état d'entretien de plusieurs de ces barrages est problématique et/ou les informations sur la solidité de ceux-ci font défaut²⁸⁸. De plus, les conditions hydriques changent avec les changements climatiques et des barrages qui ont été conçus dans les années 1960 peuvent ne plus être adéquats dans ces nouvelles conditions²⁸⁹. Ceci constitue un facteur de risque additionnel à ne pas négliger. En effet, le rapport publié par des chercheurs de Polytechnique Montréal sur les traverses de cours d'eau par pipelines au Québec mentionne le risque de la proximité des barrages. Si un barrage situé en amont d'une traversée d'oléoduc cède, l'apport soudain d'une quantité importante d'eau inonderait la zone en aval et "le pipeline serait directement menacé". Il pourrait se rompre et le pétrole se retrouverait directement dans le cours d'eau. Plusieurs cours d'eau sont donc à risque au Québec, soit la rivière des Outaouais, la rivière du Sud, la rivière Saint-Maurice, la rivière Jacques-Cartier, la rivière des Prairies et la rivière Madawaska, de même que la rivière Etchemin où une retenue d'eau se trouve à proximité en amont de la traverse.²⁹⁰

²⁸⁸ Côté, C. (2015, 9 juin). La réglementation québécoise muette sur les pipelines. *La Presse*. Récupéré de <http://plus.lapresse.ca/screens/f454e4cf-0c74-4f83-af8c-9fd496e78234%7C-HoLLhbVTcCU.html>

²⁸⁹ Côté, C. (2015, 9 juin). La réglementation québécoise muette sur les pipelines. *La Presse*. Récupéré de <http://plus.lapresse.ca/screens/f454e4cf-0c74-4f83-af8c-9fd496e78234%7C-HoLLhbVTcCU.html>

²⁹⁰ Fuamba, M. et Vincenzo, S. (2015). *Étude sur la traverse de cours d'eau dans le cadre de la construction et l'exploitation des pipelines au Québec*. Polytechnique Montréal. p.33-34 Récupéré de: <http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/documents/etudes/GTRA03.pdf>

2 ÉNERGIE-EST EST INCOMPATIBLE AVEC UNE ÉCONOMIE SAINTE

2.1 L'EXPORTATION DE PÉTROLE AMÉRICAIN

Il apparaît clair que le projet Énergie Est comporte des risques importants qui mettent en danger l'environnement, la santé humaine et l'économie du Québec. La firme spécialisée *The Goodman Group* a produit un rapport complet sur les enjeux économiques en lien avec le transport et le traitement du pétrole brut des sables bitumineux au Québec. À la lumière de leur rapport et des risques, les retombées positives d'Énergie-Est sont bien insignifiantes. Selon eux,

« Les promoteurs des sables bitumineux font pression afin de faire accepter des projets qui comportent de minuscules bénéfices pour l'économie et l'emploi au Québec, mais une forte empreinte environnementale et un niveau de risque élevé. En acceptant d'être un intermédiaire et/ou une unité de valorisation pour les sables bitumineux, le Québec verrait surtout augmenter ses externalités négatives sur les plans de l'environnement et du risque, sans toutefois que les gains économiques permettent de compenser celles-ci »²⁹¹.

Même si tous les projets proposés reliés aux sables bitumineux (soit l'inversion de la canalisation 9B - déjà approuvée et en fonction-, Énergie Est et l'unité de cokéfaction de Suncor) étaient approuvés, ce secteur resterait minime. En se basant sur des données et des analyses en provenance des promoteurs des sables bitumineux et de Statistique Canada, le rapport *The Goodman Group* a établi que le secteur du pétrole brut contribue à 0,50 % (ou moins) de l'ensemble de l'économie du Québec et à 0,30 % (ou moins) de tous les emplois de la province. Or, si tous les projets proposés étaient approuvés, les activités d'exploitation de l'ensemble du secteur du pétrole brut continueraient probablement de contribuer à environ 0,50 % (ou moins) de l'ensemble de l'économie et à 0,30 % (ou moins) de tous les emplois de cette province²⁹².

²⁹¹ Transport et traitement du pétrole brut des sables bitumineux au Québec : enjeux économiques Brigid Rowan et Ian Goodman, *The Goodman Group, Ltd.*, en collaboration avec Équiterre et Greenpeace Canada Janvier 2014, 61 p. Récupéré de :

<http://www.greenpeace.org/canada/Global/canada/report/2014/06/Transport%20et%20traitement%20du%20pétrole%20brut%20des%20sables%20bitumineux%20au%20Québec%20enjeux%20économiques.pdf>

²⁹² Transport et traitement du pétrole brut des sables bitumineux au Québec : enjeux économiques Brigid Rowan et Ian Goodman, *The Goodman Group, Ltd.*, en collaboration avec Équiterre et Greenpeace Canada Janvier 2014, 61 p. Récupéré de :

<http://www.greenpeace.org/canada/Global/canada/report/2014/06/Transport%20et%20traitement%20du%20pétrole%20brut%20des%20sables%20bitumineux%20au%20Québec%20enjeux%20économiques.pdf>

Les deux raffineries au Québec poursuivront leurs activités et amélioreront probablement leur rentabilité, que les projets d'inversion de la canalisation 9B (qui a été réalisée en décembre 2015 et qui fonctionne actuellement) et d'Énergie Est voient le jour ou non. L'impact différentiel du développement économique (en matière d'emplois et de retombées économiques d'autres natures) découlant des activités d'exploitation reliées à ces projets proposés est négligeable²⁹³.

2.1.1 BÉNÉFICES PLUS QU'INCERTAINS POUR LE QUÉBEC

Selon les documents soumis à l'ONÉ, la mise en service du pipeline ne créerait que 33 emplois directs à long terme au Québec²⁹⁴. Un rapport commandé par la Commission de l'énergie de l'Ontario (OEB) s'est intéressé à l'évaluation des bénéfices économiques proposée par TransCanada. Ce rapport conclut que l'entreprise utilise une méthode qui tend à gonfler les résultats et ignore les effets associés aux externalités ou aux enjeux politiques²⁹⁵.

Par exemple, TransCanada ne prend pas en compte les effets du mal hollandais, soit que les exportations du secteur manufacturier puissent être affectées par une hausse du taux de change entre le Canada et les États-Unis due à l'exportation des sables bitumineux, ce qui peut entraîner des pertes d'emplois²⁹⁶. Il y a pourtant plus 550 000 emplois qui ont été perdus entre 2004 et 2010 dans le secteur manufacturier au Canada²⁹⁷. Ces pertes sont notamment dues à la hausse de la

²⁹³ Transport et traitement du pétrole brut des sables bitumineux au Québec : enjeux économiques Brigid Rowan et Ian Goodman, The Goodman Group, Ltd., en collaboration avec Équiterre et Greenpeace Canada Janvier 2014, 61 p. Récupéré de :

<http://www.greenpeace.org/canada/Global/canada/report/2014/06/Transport%20et%20traitement%20du%20pétrole%20brut%20des%20sables%20bitumineux%20au%20Québec%20enjeux%20économiques.pdf>

²⁹⁴ <http://www.oleoducenergieest.com/benefices/croissance-economique-dans-les-provinces/>

²⁹⁵ OEB. [s. d.]. *OEB Energy East Consultation & Review: Economic Impacts*. [Community Discussion Documents]. Récupéré de http://www.ontarioenergyboard.ca/html/oebenergyeast/documents/parttwo/Presentation_Economic%20Impacts.pdf, p. 1 et 2.

²⁹⁶ Équiterre et Institut PEMBINA. (2013). *Risques bitumineux – Les conséquences économiques de l'exploitation des sables bitumineux au Canada*. Récupéré de http://www.equiterre.org/sites/fichiers/risques_bitumineux_final.pdf, p. 14.

²⁹⁷ OECD, OECD Economic Surveys: Canada (2010). Récupéré de http://www.oecd.org/document/56/0,3746,en_2649_34111_45925432_1_1_1_1,00.html et Statistics Canada, *Labour force characteristics*. Récupéré de <http://www.statcan.gc.ca/tables-tableaux/sums/101/cst01/econ10-eng.htm>, Dans Pembina Institute. (2012). *In the Shadow of the Boom: How oilsands development is reshaping Canada's economy*. [Executive Summary]. Récupéré de <http://www.pembina.org/reports/shadow-of-the-boom-exec-summary-30052012-web.pdf>, p. 3

valeur du dollar canadien²⁹⁸ et elles affectent principalement le Québec et l'Ontario²⁹⁹.

TransCanada ne prend pas non plus en compte l'impact qu'aurait une diminution de la demande globale pour les combustibles fossiles sur les avantages associés au projet³⁰⁰. Finalement, les bénéfices sont tellement négligeables que ce rapport publié par l'OEB conclut que ceux-ci ne devraient tout simplement pas être considérés comme un facteur significatif dans l'évaluation du projet³⁰¹.

Un rapport publié en 2013 conjointement par l'Institut Polaris et le Centre canadien de politiques alternatives révèle que cette industrie nécessite beaucoup d'investissements pour peu de retombées par rapport aux autres secteurs d'activités. Ainsi, pour un million de dollar investie dans le secteur de la production pétrolière, 0.48 emploi est créé, contrairement au secteur manufacturier dans lequel 9.64 emplois sont créés pour la même somme ou encore 16.22 pour le secteur de l'éducation. Durant la première décennie de l'an 2000, alors que la production des sables bitumineux était en expansion accompagnée par une hausse d'emplois dans ce secteur, des pertes d'emplois plus importantes encore ont été enregistrées dans d'autres secteurs, et ce dans tout le pays même en Alberta³⁰². Durant cette période, 30 emplois ont été perdus dans le secteur manufacturier pour chaque emploi créé dans le secteur des sables bitumineux. Ces analyses tiennent compte également des emplois indirects créés par ces industries. Ainsi, la concentration des investissements dans ce secteur au détriment des autres secteurs d'activités rend

²⁹⁸ Pembina Institute. (2012). *In the Shadow of the Boom: How oilsands development is reshaping Canada's economy*. [Executive Summary]. Récupéré de <http://www.pembina.org/reports/shadow-of-the-boom-exec-summary-30052012-web.pdf>, p. 3

²⁹⁹ Jules Dufort. (2004). *Impact of the Exchange Rate Appreciation on Quebec Export and GDP Growth*, Ministère du Développement économique et régional et de la recherche, p. 9, Dans Pembina Institute. (2012). *In the Shadow of the Boom: How oilsands development is reshaping Canada's economy*. [Executive Summary]. Récupéré de <http://www.pembina.org/reports/shadow-of-the-boom-exec-summary-30052012-web.pdf>, p. 4

³⁰⁰ OEB. [s. d.]. *OEB Energy East Consultation & Review: Economic Impacts*. [Community Discussion Documents]. Récupéré de http://www.ontarioenergyboard.ca/html/oebenergyeast/documents/parttwo/Presentation_Economic%20Impacts.pdf, p. 1 et 2.

³⁰¹ OEB. [s. d.]. *OEB Energy East Consultation & Review: Economic Impacts*. [Community Discussion Documents]. Récupéré de http://www.ontarioenergyboard.ca/html/oebenergyeast/documents/parttwo/Presentation_Economic%20Impacts.pdf, p. 2.

³⁰² Clarke, T., et autres. (2013). *The Bitumen Cliff: Lessons and Challenges of Bitumen Mega-Developments for Canada's Economy in an Age of Climate Change*. Centre Canadien de Politiques Alternatives. Institut Polaris. Récupéré de : https://www.policyalternatives.ca/sites/default/files/uploads/publications/National%20Office/2013/02/Bitumen%20Cliff_0.pdf p.42-45

l'économie canadienne dépendante des cours du pétrole,³⁰³ tout en détournant les ressources et la main-d'œuvre de ces secteurs qui voient leurs coûts de production augmenter ³⁰⁴.

2.1.2 BÉNÉFICES OU DÉFICITS POUR LES MUNICIPALITÉS?

Le rapport préparé par Savaria Experts Environnement rend compte de retombées peu significatives pour les municipalités de la CMM en comparaison des risques et des coûts. Il en est possiblement de même pour le reste du Québec. D'une part, on apprend que pour la ville de Montréal le passage du pipeline se traduirait par une perte puisqu'il générerait des revenus moindres que si les terres où passerait le pipeline avaient été utilisées à d'autres fins de développement (1,9 million de perte sur 60 ans)³⁰⁵. Pour les neuf autres municipalités de la MRC de Montréal traversées par le pipeline, le passage de ce dernier entraînerait des gains fiscaux. On parle d'un total de 18 millions sur 60 ans³⁰⁶. Cela donne une moyenne de 300 000\$ par année que se partageraient les neuf municipalités. Pourtant, le premier rapport produit par Savaria Experts Environnement parle de dépenses annuelles en sécurité publique de l'ordre de 500 000\$ par année pour l'ensemble des neuf municipalités traversées par le pipeline³⁰⁷. À la lumière de ces informations, il nous semble que le passage du pipeline sur le territoire de la CMM ne se traduirait pas par des gains, mais constituerait possiblement une dépense pour les municipalités.

³⁰³ Clarke, T., et autres. (2013). *The Bitumen Cliff: Lessons and Challenges of Bitumen Mega-Developments for Canada's Economy in an Age of Climate Change*. Centre Canadien de Politiques Alternatives. Institut Polaris. Récupéré de :

https://www.policyalternatives.ca/sites/default/files/uploads/publications/National%20Office/2013/02/Bitumen%20Cliff_0.pdf p.64-65

³⁰⁴ Clarke, T., et autres. (2013). *The Bitumen Cliff: Lessons and Challenges of Bitumen Mega-Developments for Canada's Economy in an Age of Climate Change*. Centre Canadien de Politiques Alternatives. Institut Polaris. Récupéré de :

https://www.policyalternatives.ca/sites/default/files/uploads/publications/National%20Office/2013/02/Bitumen%20Cliff_0.pdf p.59-60

³⁰⁵ Savaria Experts Environnement. (2015, 10 septembre). *Mise en service de l'oléoduc Énergie Est de TransCanada – Impact fiscal du projet de l'oléoduc pour les municipalités du territoire de la Communauté métropolitaine de Montréal*. [Deuxième rapport technique]. Récupéré de http://cmm.qc.ca/fileadmin/user_upload/documents/20150910_transCanada_rapportSavaria_ImpactFiscal.pdf, p. 9.

³⁰⁶ Savaria Experts Environnement. (2015, 10 septembre). *Mise en service de l'oléoduc Énergie Est de TransCanada – Impact fiscal du projet de l'oléoduc pour les municipalités du territoire de la Communauté métropolitaine de Montréal*. [Deuxième rapport technique]. Récupéré de http://cmm.qc.ca/fileadmin/user_upload/documents/20150910_transCanada_rapportSavaria_ImpactFiscal.pdf, p. 9.

³⁰⁷ Savaria Experts Environnement. (2015, 6 mai). *Mise en service de l'oléoduc Énergie Est de TransCanada – Impacts d'un déversement sur le territoire de la Communauté métropolitaine de Montréal*. [Premier rapport technique]. Récupéré de http://cmm.qc.ca/fileadmin/user_upload/documents/20150514_oleoduc-energie-est_rapport.pdf, p. 50.

2.2 UN PIPELINE VOUÉ À L'EXPORTATION

Le 8 mars, les représentants de TransCanada, Suncor et Valero ont évoqué le nouvel approvisionnement en pétrole brut arrivant au Québec depuis décembre 2015 sur le pipeline Ligne 9B d'Enbridge. Bien qu'ils aient différé quelque peu sur les détails, tous ont convenu que les deux raffineries du Québec (Suncor et Valero) recevaient actuellement une grande partie de leur approvisionnement de la ligne 9B. En fait, M. Bergeron a déclaré qu'en raison de la mise en service de la ligne 9B, il y a actuellement seulement "entre cent (100) et cent cinquante mille (150 000) barils par jour [bpj] de déficit pour les raffineries du Québec."³⁰⁸ Par contre, personne n'a mentionné que Suncor, qui pourrait théoriquement combler la quasi-totalité de sa capacité (en général, moins que la pleine capacité de sa raffinerie à Montréal, qui est de 137 000 bpj³⁰⁹) avec le pétrole brut en provenance de la Ligne 9b, s'approvisionne encore à l'occasion aux États-Unis et à l'étranger³¹⁰, même depuis que le pétrole en provenance de l'Ouest Canadien arrive à Montréal.

Selon les chiffres du gouvernement du Québec, il y a eu en moyenne un raffinage de trois cent cinquante mille (350 000) barils par jour en 2012³¹¹ au Québec. Or, selon TransCanada, "les [activités de raffinage pour] 2013, 2014 sont supérieures à ça [supérieures à 350 000 bpj]" ³¹². Or, en 2013, les raffineries du Québec ont raffiné en moyenne 317 940 barils par jour³¹³. Il est à noter que 2012 et 2013 sont les dernières années où les données annuelles complètes sont disponibles pour le

³⁰⁸ M. Bergeron, Énergie Est, BAPE seance de la soirée du 7 mars 2016, verbatim page 53, http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/DT1.pdf.

³⁰⁹ Les raffineries ne fonctionnent généralement pas à 100% de leur capacité. Selon Ressources naturelles Canada, les taux d'utilisation des raffineries ont été supérieurs à 90% au niveau national pour six des dix dernières années: <http://www.nrcan.gc.ca/energy/crude-petroleum/4561>.

³¹⁰ C'est ce qui ressort en faisant le suivi des pétroliers dans les ports de Montréal, en utilisant les outils disponibles à MarineTraffic.com, <http://www.marinetraffic.com/>, ainsi que le site web du Port de Montréal, "Arrivés et départs des navires, <http://www.port-montreal.com/pmgeo/navires.do?action=gethtml&type=dep&lang=fr>.

³¹¹ Gouvernement du Québec. (2014). Consommation et importation. Portrait des hydrocarbures au Québec. *Gouvernement du Québec*. Récupéré de <http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/consommation.asp>

³¹² Bureau d'audiences publiques sur l'environnement. (2016, soirée du 8 mars). Commission d'enquête sur le projet oléoduc Énergie-Est, section québécoise. Récupéré de http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/DT3.pdf p.33

³¹³ **DQ10.1**, MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DES RESSOURCES NATURELLES. Réponse du document DQ10, 14 avril 2016, 1 page et annexe. http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/DQ10.1.pdf

Québec. Considérant ces quantités raffinées (350 000 bpj en 2012 et 317 940 bpj en 2013), et considérant que la ligne 9b d'Enbridge achemine désormais 300 000 bpj au Québec, il serait très étonnant que les raffineries du Québec s'approvisionnent à même Énergie Est à hauteur de 100 000 à 150 000 bpj, alors qu'elles ne possèdent pas la capacité de raffiner tout ce pétrole. Rappelons que la raffinerie de Suncor à Montréal peut raffiner 137 000 bpj et celle de Valero à Lévis 265 000 bpj, pour une capacité totale théorique de 402 000 bpj. Or, cette capacité est presque impossible à atteindre en raison des opérations de maintenance des raffineries.

Plusieurs organisations ont produit un rapport montrant que la capacité résiduelle de raffinage se résumerait à 122 000 b/j, ce qui ne représente que 11% des 1,1 million de barils qui seraient transportés quotidiennement par Énergie Est³¹⁴. Cet ordre de grandeur nous semble encore valide. Il est donc possible que 89% du bitume qui serait transporté par pipeline soit exporté directement à l'international sans être raffiné au pays. Dans ce contexte, il est d'autant plus pertinent de se demander s'il est acceptable d'assumer tous les risques associés au transport de bitume qui serait finalement raffiné et consommé ailleurs.

2.2.1 ÉNERGIE EST N'EMPÊCHERA PAS L'IMPORTATION DE PÉTROLE D'OUTRE-MER

De plus, les raffineries du Québec, en particulier celle de Valero à Lévis, qui outre le fait qu'elle ne peut pas raffiner de pétrole lourd en raison de sa configuration, aime recevoir de grands pétroliers ce qui leur donne un accès direct à de grande quantité de pétrole d'outre-mer. Les raffineries, en particulier Valero, risquent grandement de continuer à importer du pétrole de l'étranger au dépend du pétrole d'Énergie Est. La raffinerie Irving située à Saint-Jean au Nouveau-Brunswick a d'ailleurs confirmé qu'elle continuera assurément à d'importer du pétrole en provenance d'outre-mer, malgré l'arrivée chaque jour de près d'un million de barils de brut dans le secteur de la raffinerie, par le pipeline Énergie Est. Elle souhaite ainsi maintenir une diversité d'approvisionnements pour son pétrole et dit qu'en raison des règles du marché, *l'ajout de pétrole brut de l'Ouest canadien à son portfolio ne se fera probablement pas au détriment des barils d'Arabie saoudite* " qui sont intéressants pour la pétrolière en raison de sa qualité et de son faible coût³¹⁵.

³¹⁴ Le Conseil des Canadiens *et al.* (s. d.) *TransCanada's Energy East – An Export Pipeline, Not for Domestic Gain*. Récupéré de <http://equiterre.org/sites/fichiers/transcanadaeast-eng-05.pdf>, p. 4.

³¹⁵ Shields, A. (2016, 14 avril). Le Canada restera un client de l'Arabie saoudite, selon Irving. *Le Devoir*. Récupéré de : <http://www.ledevoir.com/environnement/actualites-sur-l-environnement/468066/energie-est-ne-mettra-pas-fin-aux-importations-d-arabie-saoudite-selon-le-president-d-irving>

Alors que TransCanada tente de justifier son projet en soutenant qu'il permettra de renforcer l'indépendance énergétique du Canada, un examen plus approfondi de la situation révèle plutôt que ce pipeline est voué à l'exportation. Si on regarde les capacités de raffinage des raffineries de l'est se trouvant sur le passage d'Énergie Est, on arrive à la conclusion que celles-ci seraient essentiellement comblées par l'approvisionnement en pétrole léger provenant des États-Unis disponible à faible coût (sans parler de la production actuelle de pétrole dans l'Est du Canada qui est d'environ 180 000 b/j et dont la quasi-totalité de ce volume est constituée de pétrole non sulfuré (léger) alors que cette production se maintiendrait au-dessus de 234 000 b/j jusqu'en 2024 selon le "Scénario de prix bas")³¹⁶ et par le bitume de l'ouest acheminé via la Ligne 9 d'Enbridge (300 000 bpi)³¹⁷.

2.2.2 MENACE DE L'EXPORTATION À PARTIR DE PORTS DU QUÉBEC

Même si le projet de terminal portuaire à Cacouna³¹⁸ a été annulé et que les médias rapportent que l'idée entière d'un terminal d'exportation au Québec a été abandonnée³¹⁹, TransCanada étudie toujours la possibilité d'avoir un terminal portuaire dans la province, quelque part sur le fleuve Saint-Laurent. C'est ce que TransCanada admet clairement en mentionnant cette possibilité à deux endroits différents dans sa demande de projet modifiée. D'abord dans la lettre accompagnant la demande de projet modifiée, TransCanada indique qu'il y a toujours des « discussions commerciales en cours avec les expéditeurs » concernant des « évaluations continues sur la viabilité d'un projet de terminal maritime au Québec, comme projet subséquent par Énergie Est³²⁰ ». Ensuite, dans la demande de projet modifiée comme telle, TransCanada indique dans l'introduction sur les « questions commerciales » que « le développement futur d'un projet en vue de la livraison à des

³¹⁶ Office national de l'énergie (2016, 12 avril) Réponse #13 de l'Office national de l'énergie (7 avril 2016, DQ6 par courriel). Production et transport de pétrole. *Bureau d'audiences publiques sur l'environnement* *Projet Oléoduc Énergie Est – Section québécoise*. Récupéré de http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/DQ6.1.pdf

³¹⁷ Le Conseil des Canadiens et al. (s. d.) *TransCanada's Energy East – An Export Pipeline, Not for Domestic Gain*. Récupéré de <http://equiterre.org/sites/fichiers/transcanadaeast-eng-05.pdf>

³¹⁸ Lettre du TransCanada à Office national de l'énergie, Modification future de la demande relative aux installations de Cacouna, 2 avril 2015, <http://www.oleoducenergieest.com/wp-content/uploads/2015/04/Lettre-de-notification-a-ONE-cacouna-modifications.pdf>.

³¹⁹ Radio-Canada, « Énergie Est : TransCanada abandonne l'idée d'un port au Québec, » 5 novembre 2015, <http://ici.radio-canada.ca/nouvelles/economie/2015/11/05/002-trans-canada-port-quebec.shtml>.

³²⁰ Oléoduc Énergie Est Ltée/TransCanada Pipelines Limited, Modification de la Demande relative au Projet Énergie Est, Volume 1 : Modification de la demande, aperçu, justification et questions commerciales : Modification de la demande, p. vii, para. 42, (BAPE, PR2.1.2 : http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/PR2.1.2.pdf).

installations maritimes au Québec » est toujours une possibilité à l'étude pour répondre aux besoins de certains expéditeurs qui ont déjà signé une entente de service de transport (pour un total de 270 000 bpj³²¹).

Nous comprenons très bien que TransCanada envisage cette possibilité pour l'avenir, peut-être même dans le cadre d'une autre demande de projet à l'Office national de l'énergie (ONÉ). Toutefois, il n'en demeure pas moins que si les « discussions commerciales en cours » débouchaient sur un projet de terminal portuaire pour le Québec, ce terminal portuaire serait inextricablement lié au projet de pipeline d'Énergie Est. En effet, le lien entre le nouveau terminal d'exportation québécois et le pipeline d'Énergie Est serait indéniable, car ce projet découlerait de discussions avec des expéditeurs ayant déjà acheté une capacité auprès d'Énergie Est, et le nouveau terminal portuaire comme tel, s'il était construit, répondrait aux besoins des expéditeurs utilisant ce pipeline pour acheminer leur pétrole brut au Québec.

Aujourd'hui ou demain, le but d'un terminal portuaire au Québec serait de faciliter les exportations sur le fleuve Saint-Laurent, ce qui représenterait différents risques pour ses eaux et pour les espèces marines, les communautés et les habitats qu'il abrite. C'est pourquoi tout projet de terminal portuaire au Québec lié au projet d'Énergie Est doit être évalué en fonction de la présente demande de projet pour éviter un processus d'approbation fragmenté qui ne tient pas compte d'importants effets cumulatifs.

Outre les mentions selon lesquelles la possibilité d'un terminal portuaire au Québec fait encore l'objet de discussions, une récente étude de l'offre et des marchés commandée par TransCanada et soumise dans le cadre de sa demande de projet modifiée indique clairement que : « Le brut transporté par Énergie Est peut être chargé dans des pétroliers à un terminal à Québec ou à Saint John » (c'est nous qui soulignons³²²). Cette étude réalisée par la société d'experts-conseils IHS date de septembre 2015 et constitue une version modifiée de *l'Étude de l'offre et des marchés pour le projet Énergie Est* soumise dans le cadre de la demande de projet initiale. Comme ce document a été modifié après

³²¹ Oléoduc Énergie Est Ltée/TransCanada PipeLines Limited, Modification de la Demande relative au Projet Énergie Est, Volume 1 : Modification de la demande, aperçu, justification et questions commerciales : Section 7, Questions commerciales, pages 7-5 à 7-6 (BAPE, PR2.1.12 : http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/PR2.1.12.pdf).

³²² IHS, *Étude de l'offre et des marchés pour le projet Énergie Est*, Septembre 2015, p.44, Annexe D (BAPE PR2.1.13, : http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/PR2.1.13.pdf).

l'annulation du projet de port à Cacouna, nous comprenons que « chargé dans des pétroliers à un terminal à Québec » signifie qu'un nouveau port pourrait être construit au Québec, ou que le pétrole brut transporté au Québec par Énergie Est pourrait être chargé sur des navires dans des ports existants qui reçoivent déjà des navires pétroliers. On trouve déjà des installations de chargement de navires pétroliers près de Sorel-Tracy³²³, de même qu'au Port de Montréal, où le pétrole brut qui arrive par la canalisation 9B d'Enbridge est pris à bord de pétroliers qui le transportent jusqu'à la raffinerie Jean-Gaulin à Lévis, détenue et exploitée par Valero³²⁴.

2.2.3 DES BÉNÉFICES INSUFFISANTS

Il est important de souligner qu'au terme de son processus de consultation sur Énergie Est qui a duré plus d'un an, l'OEB a conclu que les bénéfices économiques pour la province seraient modestes et que cela mène à un déséquilibre entre les bénéfices économiques et les risques environnementaux et économiques liés au projet³²⁵. C'est une conclusion importante à laquelle nous arrivons également.

Il nous apparaît clair que les maigres bénéfices qui pourraient potentiellement être associés au projet ne font tout simplement pas le poids face aux risques pour notre environnement, notre eau, notre santé et notre économie qu'implique le passage de ce pipeline à travers nos communautés. Il s'agit donc pour Greenpeace d'un projet qui est incompatible avec un environnement sain et une économie saine.

³²³ Radio-Canada. (2014, 21 décembre). Pétrole des sables bitumineux : un navire géant arrive à Sorel-Tracy. *Ici Radio-Canada*. Récupéré de <http://ici.radio-canada.ca/nouvelles/national/2014/09/21/001-petrolier-sorel-petrole-sables-bitumineux.shtml>.

³²⁴ Radio-Canada. (2015, 11 décembre). Le pétrole d'Enbridge sur le fleuve ce week-end. *Ici Radio-Canada*. Récupéré de <http://ici.radio-canada.ca/nouvelles/economie/2015/12/11/001-enbridge-petrole-pipeline-fleuve-navire-valero-st-saint-laurent.shtml>.

³²⁵ OEB. (2015, 13 août). Giving a voice to Ontarians on Energy East – Report to the Minister. Récupéré de http://www.ontarioenergyboard.ca/html/oebenergyeast/documents/report_to_minister/energyeast_report_to_minister_EN.pdf, p. 82.

3 ÉNERGIE EST : INCOMPATIBLE AVEC LES OBJECTIFS CLIMATIQUES DU QUÉBEC ET DU CANADA

3.1 CHANGEMENTS CLIMATIQUES : CONTEXTE

Les changements climatiques représentent l'un des plus grands défis auxquels l'humanité est confrontée. 2015 a été l'année la plus chaude jamais enregistrée et la température moyenne à la surface du globe a largement battu tous les records en 2015, avec $0,76 \pm 0,1$ degré Celsius au-dessus de la moyenne de la période 1961–1990. Pour la première fois, les températures ont dépassé d'environ 1°C celles de la période pré-industrielle, d'après une analyse de l'Organisation météorologique mondiale³²⁶.

Si rien n'est fait et que les émissions de GES continuent de suivre leur courbe d'augmentation actuelle, nous nous dirigeons droit vers une hausse d'environ $2,7^\circ\text{C}$ des températures globales d'ici au siècle prochain, soit beaucoup plus que les cibles de $1,5^\circ\text{C}$ ou 2°C visés par l'Accord de Paris, qui aurait des conséquences dramatiques³²⁷.

3.1.1 RETOUR SUR L'ACCORD DE PARIS

En décembre 2015, les 195 pays représentés à Paris ont signé un accord historique. Ils se sont entendus sur la nécessité de garder le réchauffement climatique sous la barre des 2 degrés Celsius d'ici 2100³²⁸. Selon les connaissances scientifiques les plus récentes et consensuelles, une augmentation de 2°C ne doit pas être considérée comme un objectif, mais une limite de réchauffement à ne pas dépasser. Comme le démontrent les conclusions du *Structured Expert Dialogue* (SED) dont le rapport a été publié en juin dernier, un réchauffement de 2°C mènerait en réalité à des risques importants et à des impacts sur le climat potentiellement irréversibles³²⁹. De plus, ces impacts catastrophiques ralentiraient la croissance économique et

³²⁶ Organisation Météorologique Mondiale. (2015). L'OMM confirme: 2015 est l'année la plus chaude jamais enregistrée. *Organisation Météorologique Mondiale*, Récupéré de <http://public.wmo.int/fr/medias/communiqu%C3%A9s-de-presse/l%E2%80%99omm-confirme-2015-est-lann%C3%A9e-la-plus-chaude-jamais-enregistr%C3%A9e#sthash.I5d9AtKi.8g7MymZ3.dpuf>

³²⁷ Climate Action Tracker. (2014). Effect of current pledges and policies on global temperature. *Climate Action Tracker*. Récupéré de <http://climateactiontracker.org/global.html>

³²⁸ Organisation des Nations Unies. (2015). Adoption de l'Accord de Paris Proposition du Président Projet de décision -/CP.21. *Nations Unies, Convention-cadre sur les changements climatiques*. [PDF] <http://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/fre/l09f.pdf>

³²⁹ United Nations Framework Convention on Climate Change. (UNFCCC). 2015. *Report on the structured expert dialogue on the 2013–2015 review: Note by the co-facilitators of the structured expert dialogue*. En ligne : <http://unfccc.int/resource/docs/2015/sb/eng/inf01.pdf> (page consultée le 4 septembre 2015), p. 15.

compromettraient sérieusement les efforts de réduction de la pauvreté³³⁰. Par conséquent, dans l'Accord de Paris, les pays des Nations Unies ont décidé de se donner comme objectif de tenter de limiter réchauffement maximal planétaire à 1,5 °C plutôt que le simple 2 °C³³¹.

Selon le Programme des Nations Unies pour l'environnement, pour limiter le réchauffement à deux degrés Celsius, et réduire le risque d'impacts graves et étendus, nous devons respecter le budget carbone mondial estimé à 1000 Gt d'éq-CO₂ supplémentaires d'ici 2100³³². Or, selon le GIEC, les réserves mondiales de combustibles fossiles excèdent le « budget carbone mondial » par un facteur de quatre à sept, les réserves étant bien supérieures à la quantité pouvant être émise³³³. Pour sa part, l'Agence internationale de l'énergie mentionne que les deux tiers des combustibles fossiles doivent rester sous terre d'ici 2050 si l'on souhaite limiter le réchauffement planétaire à deux degrés Celsius³³⁴.

Le tableau suivant tiré du GIEC montre le budget carbone maximal que nous avons pour limiter le réchauffement à 2 degrés Celsius : pour avoir 2 chances sur 3 (66%) de respecter ce seuil, un maximum 1 000GtCO₂ (à partir de 2011) peut être émis. Le budget carbone pour avoir une chance raisonnable de limiter le réchauffement à 1,5° (avec 2 chances sur 3, ou 66%) on ne peut émettre plus de 400GtCO₂ (à partir de 2011).

³³⁰ United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC). 2015. *Report on the structured expert dialogue on the 2013–2015 review: Note by the co-facilitators of the structured expert dialogue*. En ligne : <http://unfccc.int/resource/docs/2015/sb/eng/inf01.pdf> (page consultée le 4 septembre 2015), p. 18.

³³¹ United Nations. (2015). Historic Paris Agreement on Climate Change 195 Nations Set Path to Keep Temperature Rise Well Below 2 Degrees Celsius. *United Nations*. Récupéré de <http://newsroom.unfccc.int/unfccc-newsroom/finale-cop21/>

³³² Programme des Nations Unies pour l'environnement (2014). *Un rapport des Nations Unies affirme que la neutralité carbone dans le monde doit être atteinte d'ici la seconde moitié du siècle et donne des postes pour ne pas franchir le seuil des 2 °C d'augmentation*. Récupéré de http://www.unep.org/publications/ebooks/emissionsgapreport2014/portals/50268/pdf/Emissions_Gap_PR_FR.pdf, p. 1.

³³³ IPCC. (2014). Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, R.K. Pachauri and L.A. Meyer (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland, 151 pp. p.63. Récupéré de http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/SYR_AR5_FINAL_full.pdf

³³⁴ International Energy Agency. (2012). World Energy Outlook 2012. Executive summary. *International Energy Agency*. Récupéré de <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/english.pdf>

Table 2.2 | Cumulative carbon dioxide (CO₂) emission consistent with limiting warming to less than stated temperature limits at different levels of probability, based on different lines of evidence. (WGI 12.5.4, WGIII 6)

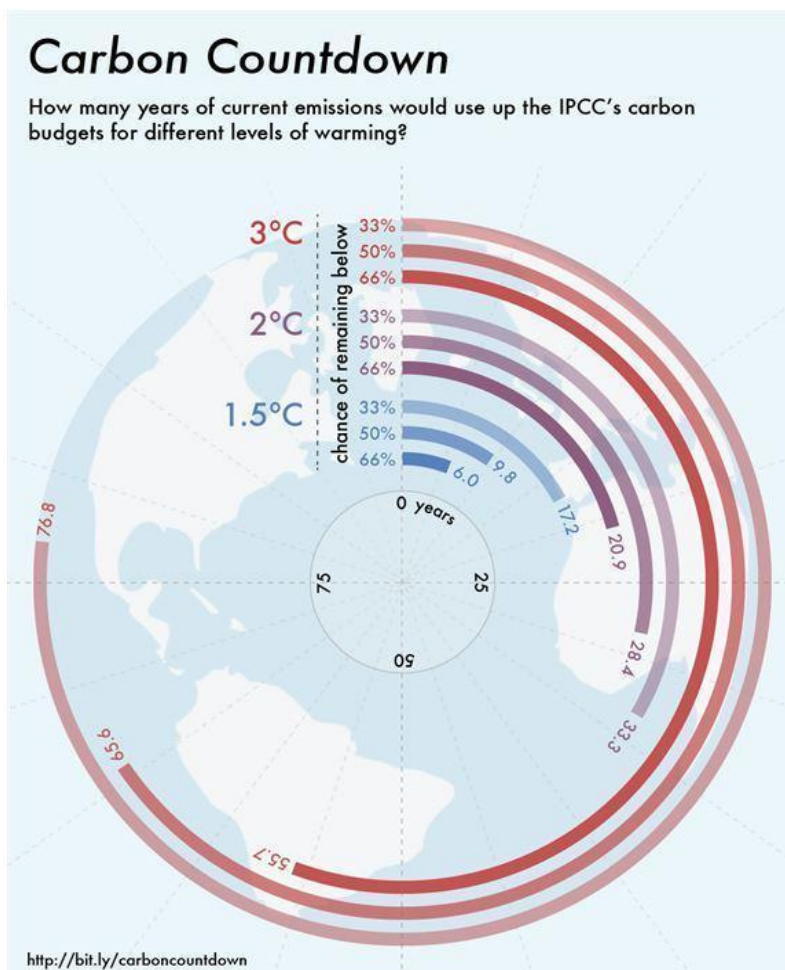
Cumulative CO ₂ emissions from 1870 in GtCO ₂									
Net anthropogenic warming ^a	<1.5°C			<2°C			<3°C		
Fraction of simulations meeting goal ^b	66%	50%	33%	66%	50%	33%	66%	50%	33%
Complex models, RCP scenarios only ^c	2250	2250	2550	2900	3000	3300	4200	4500	4850
Simple model, WGIII scenarios ^d	No data	2300 to 2350	2400 to 2950	2550 to 3150	2900 to 3200	2950 to 3800	n.a. ^e	4150 to 5750	5250 to 6000
Cumulative CO ₂ emissions from 2011 in GtCO ₂									
Complex models, RCP scenarios only ^c	400	550	850	1000	1300	1500	2400	2800	3250
Simple model, WGIII scenarios ^d	No data	550 to 600	600 to 1150	750 to 1400	1150 to 1400	1150 to 2050	n.a. ^e	2350 to 4000	3500 to 4250
Total fossil carbon available in 2011 ^f : 3670 to 7100 GtCO ₂ (reserves) and 31300 to 50050 GtCO ₂ (resources)									

Source: GIEC, 2014³³⁵

La figure suivante montre qu'au rythme actuel d'émissions, le budget carbone pour limiter le réchauffement à 1,5 degrés Celsius pourrait être épuisé d'ici moins de six ans (voir la figure suivante).³³⁶

³³⁵ IPCC. (2014). Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, R.K. Pachauri and L.A. Meyer (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland, 151 pp. p.64. Récupéré de https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/SYR_AR5_FINAL_full.pdf

³³⁶ Carbon brief staff. (2014, 13 novembre). Six years worth of current emissions would blow the carbon budget for 1.5 degrees. Récupéré de <http://www.carbonbrief.org/six-years-worth-of-current-emissions-would-blow-the-carbon-budget-for-1-5-degrees>



De plus, selon un tout nouveau modèle par des chercheurs de l'Université du Queensland et de l'Université Griffith³³⁷, les émissions de CO₂ et le réchauffement planétaire pourrait augmenter plus rapidement que prévu. Ce modèle prévoit que la population et la croissance économique combinée à la hausse la consommation d'énergie par personne pourrait augmenter de manière significative les émissions mondiales de la demande d'énergie et de CO₂ ce qui ferait que d'ici 2020 nous aurions épuisé le budget carbone qui est disponible si nous espérons limiter la hausse de la température moyenne mondiale à 1,5 degrés. Selon ces auteurs, le budget carbone qui est disponible si nous espérons limiter la hausse de la température moyenne mondiale à 2 degrés pourrait être épuisé d'ici 2029.

³³⁷The University of Queensland. (2016).

. World carbon dioxide emissions could rise more rapidly than expected. *The University of Queensland*. Récupéré de <https://www.uq.edu.au/news/article/2016/03/world-temperature-could-rise-rapidly-2020-modelling-suggests>

Si toutes les infrastructures qui produisent actuellement des émissions de GES continuent de le faire durant toute leur vie opérationnelle, ce sont 729 Gt CO₂ supplémentaires que nous émettrons dans les prochaines années³³⁸. L'Agence internationale de l'énergie (AIE) estimait d'ailleurs que si des actions ne sont pas prises pour réduire les émissions avant 2017, il y aura suffisamment d'infrastructures (par exemple des centrales thermiques et des installations pétrolières) pour faire en sorte que la planète se réchauffe de plus de 2°C³³⁹. Tout récemment, des chercheurs de l'université d'Oxford ont publié une étude (à paraître dans le *Applied Energy journal*), qui conclut qu'au rythme actuel les compagnies d'énergies peuvent seulement construire de nouvelles centrales de production d'électricité au gaz ou au charbon pendant encore un an avant que nous n'atteignons un niveau dangereux de réchauffement planétaire. Tout comme l'AIE, cette étude vient également à la conclusion que nous ne pouvons plus ajouter d'infrastructures polluantes sur la planète³⁴⁰.

3.1.2 LE RÔLE DU CANADA

Pour s'en tenir aux objectifs de l'Accord de Paris et aux recommandations des scientifiques de rester sous le seuil de réchauffement du 1,5 °C, le Canada doit drastiquement couper dans ses émissions de GES. Au rythme des émissions actuelles, le Canada aura épuisé son budget carbone pour rester sous la barre des 2 °C en moins de sept ans³⁴¹.

Selon certains experts, le Canada devrait réduire ses émissions de 90 à 99% d'ici à 2030 par rapport au niveau de 2005 pour avoir plus de 66% de chances de maintenir le réchauffement climatique mondial sous la barre des 1.5 °C³⁴².

³³⁸ Raupach, M. R. *et al.* (2014). Sharing a quota on cumulative carbon emissions. *Nature Climate Change*, 4, 873-879. Récupéré de <http://www.nature.com.proxy.bibliotheques.uqam.ca:2048/nclimate/journal/v4/n10/full/nclimate2384.html>, Figure 2.

³³⁹ Agence Internationale de l'Énergie. (2011). The world is locking itself into an unsustainable energy future which would have far-reaching consequences, IEA warns in its latest World Energy Outlook. Récupéré de <https://www.iea.org/newsroomandevents/pressreleases/2011/november/the-world-is-locking-itself-into-an-unsustainable-energy-future.html>

³⁴⁰ <http://www.ft.com/intl/cms/s/0/11859a52-f5ea-11e5-96db-fc683b5e52db.html#>

³⁴¹ Donner, S. (2016). La politique climatique du Canada lui permettra-t-il d'atteindre sa température cible de l'accord de Paris. *Options Politiques*. Récupéré de <http://policyoptions.irpp.org/fr/magazines/mars-2016/what-do-the-temperature-targets-mean-for-canada/>

³⁴² Donner, S. (2016). La politique climatique du Canada lui permettra-t-il d'atteindre sa température cible de l'accord de Paris. *Options Politiques*. Récupéré de <http://policyoptions.irpp.org/fr/magazines/mars-2016/what-do-the-temperature-targets-mean-for-canada/>

Alors que d'autres pays prennent des mesures importantes pour rencontrer les objectifs de l'Accord de Paris, le Canada ne doit pas hypothéquer son budget carbone. L'Allemagne a fixé une cible de réduction des GES de 80 à 95% sous les niveaux de 1990 d'ici à 2050. Au regard des mesures que chaque pays doit entreprendre pour maintenir le réchauffement climatique sous 1,5 °C, le projet d'oléoduc Énergie Est de TransCanada est incompatible avec les objectifs climatiques canadiens et mondiaux.

3.1.3 LIMITER LE RÉCHAUFFEMENT À 1,5/2°C ET VISER 100% ÉNERGIES RENOUVELABLES EN 2050

Il est toujours possible de renverser la tendance vers des changements climatiques catastrophiques, mais des réductions drastiques – une décarbonisation totale – des émissions de GES sont requises pour limiter le réchauffement à 1,5 ou 2 degrés Celsius³⁴³. En 2007, le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) indiquait déjà que les pays industrialisés devraient réduire leurs émissions de GES de 25 à 40% d'ici 2020 sous les niveaux de 1990 et 80 à 95% d'ici 2050 pour limiter à deux degrés Celsius et le GIEC. Le tableau du GIEC ci-dessous montre ces cibles pour 2050 lorsqu'il est (scénario de « 450 ppm », qui donnerait environ une chance sur deux 2 de limiter à 2 degrés).

³⁴³ United Nations Framework Convention on Climate Change. (UNFCCC). 2015. *Report on the structured expert dialogue on the 2013–2015 review: Note by the co-facilitators of the structured expert dialogue*. En ligne : <http://unfccc.int/resource/docs/2015/sb/eng/inf01.pdf> (page consultée le 4 septembre 2015).

Box 13.7 The range of the difference between emissions in 1990 and emission allowances in 2020/2050 for various GHG concentration levels for Annex I and non-Annex I countries as a group^a

Scenario category	Region	2020	2050
A-450 ppm CO ₂ -eq ^b	Annex I	-25% to -40%	-80% to -95%
	Non-Annex I	Substantial deviation from baseline in Latin America, Middle East, East Asia and Centrally-Planned Asia	Substantial deviation from baseline in all regions
B-550 ppm CO ₂ -eq	Annex I	-10% to -30%	-40% to -90%
	Non-Annex I	Deviation from baseline in Latin America and Middle East, East Asia	Deviation from baseline in most regions, especially in Latin America and Middle East
C-650 ppm CO ₂ -eq	Annex I	0% to -25%	-30% to -80%
	Non-Annex I	Baseline	Deviation from baseline in Latin America and Middle East, East Asia

Notes:

^a The aggregate range is based on multiple approaches to apportion emissions between regions (contraction and convergence, multistage, Triptych and intensity targets, among others). Each approach makes different assumptions about the pathway, specific national efforts and other variables. Additional extreme cases – in which Annex I undertakes all reductions, or non-Annex I undertakes all reductions – are not included. The ranges presented here do not imply political feasibility, nor do the results reflect cost variances.

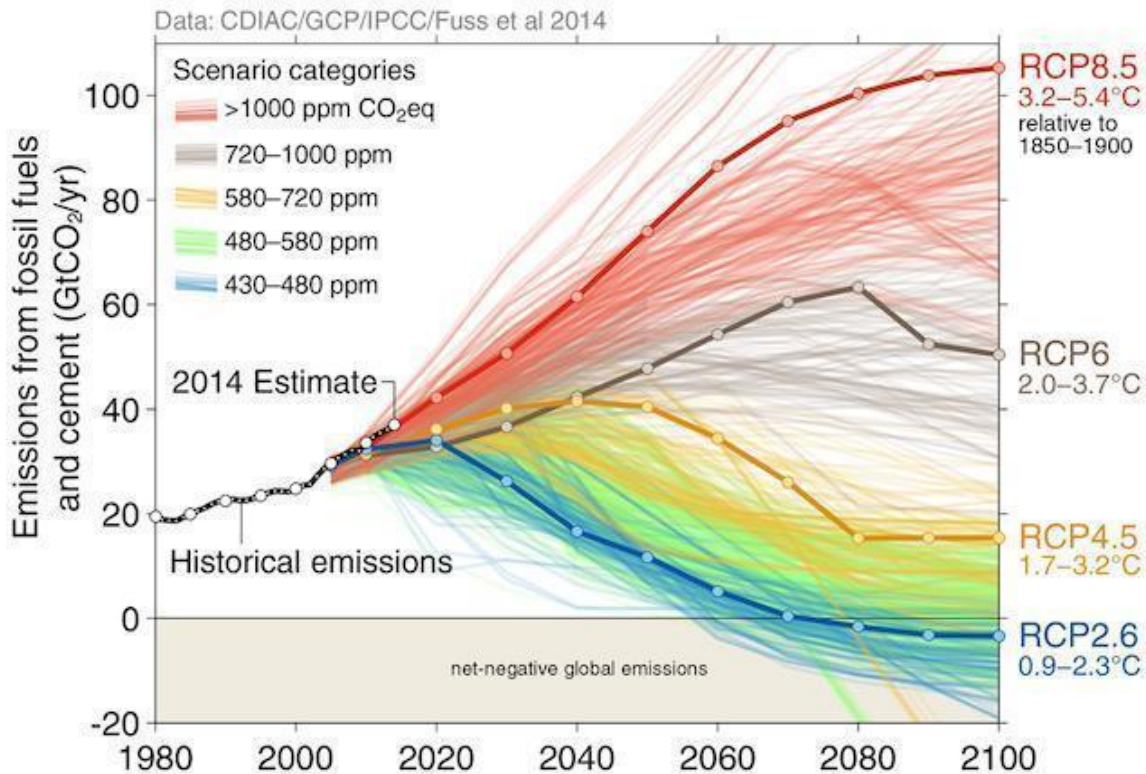
^b Only the studies aiming at stabilization at 450 ppm CO₂-eq assume a (temporary) overshoot of about 50 ppm (See Den Elzen and Meinshausen, 2006).

Source: See references listed in first paragraph of [Section 13.3.3.3](#)

Source : GIEC (2007)³⁴⁴

En terme de trajectoire d'émissions, le GIEC montre également que les émissions totales de gaz à effet de serre doivent rapidement être ramenées à zéro peu après 2050 et devenir négative par la suite (scénario RCP 2.6 ci-dessous).

³⁴⁴ Gupta, S., D. A. Tirpak, N. Burger, J. Gupta, N. Höhne, A. I. Boncheva, G. M. Kanoan, C. Kolstad, J. A. Kruger, A. Michaelowa, S. Murase, J. Pershing, T. Saijo, A. Sari, 2007: Policies, Instruments and Co-operative Arrangements. In Climate Change 2007: Mitigation. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [B. Metz, O.R. Davidson, P.R. Bosch, R. Dave, L.A. Meyer (eds)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA. Policies, Instruments and Co-operative Arrangements Chapter 13, p.776. Récupéré de https://www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg3/en/ch13-ens13-3-3-3.html



Source: Global Carbon project³⁴⁵

Selon le *Climate Action Tracker*, « pour les pays développés une approche basée sur l'équité quant aux capacités de réduction requiert des réductions de l'ordre de 25 à 55% d'ici 2025 (par rapport à 1990) et de 35 à 55% d'ici 2030 (par rapport à 1990) pour obtenir une chance raisonnable (plus de (>66%) de limiter le réchauffement à

³⁴⁵ Le Quéré, C., Moriarty, R., Andrew, R. M., Canadell, J. G., Sitch, S., Korsbakken, J. I., Friedlingstein, P., Peters, G. P., Andres, R. J., Boden, T. A., Houghton, R. A., House, J. I., Keeling, R. F., Tans, P., Armeth, A., Bakker, D. C. E., Barbero, L., Bopp, L., Chang, J., Chevallier, F., Chini, L. P., Ciais, P., Fader, M., Feely, R. A., Gkritzalis, T., Harris, I., Hauck, J., Ilyina, T., Jain, A. K., Kato, E., Kitidis, V., Klein Goldewijk, K., Koven, C., Landschützer, P., Lauvset, S. K., Lefèvre, N., Lenton, A., Lima, I. D., Metzl, N., Millero, F., Munro, D. R., Murata, A., Nabel, J. E. M. S., Nakaoka, S., Nojiri, Y., O'Brien, K., Olsen, A., Ono, T., Pérez, F. F., Pfeil, B., Pierrot, D., Poulter, B., Rehder, G., Rödenbeck, C., Saito, S., Schuster, U., Schwinger, J., Séférian, R., Steinhoff, T., Stocker, B. D., Sutton, A. J., Takahashi, T., Tilbrook, B., van der Laan-Luijkx, I. T., van der Werf, G. R., van Heuven, S., Vandemark, D., Viovy, N., Wiltshire, A., Zaehle, S., and Zeng, N. (2015). Global Carbon Budget 2015, *Earth Syst. Sci. Data*, 7, 349-396, doi:10.5194/essd-7-349-2015. Récupéré de http://www.globalcarbonproject.org/carbonbudget/15/files/GCP_budget_2015_v1.pdf

2°C »³⁴⁶. Les autres approches d'équité requièrent des réductions encore plus rapides de la part des pays riches.

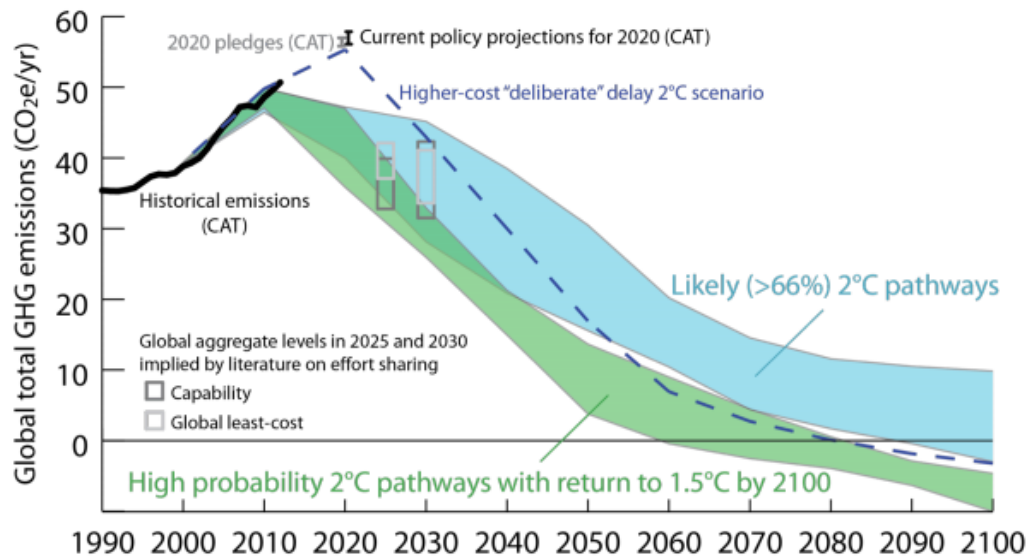


Figure 1: Timeline for global emissions (in Gt CO₂-equivalents per year) to peak and decline towards zero for 2°C and 1.5°C long-term temperature limits. The dashed line indicates the medium of the few scenarios from IPCC AR5 WGIII that reach emission levels in 2020 close to those implied by the Cancun pledges, while still reaching later-century deep reductions sufficient to hold warming below 2°C. Source: Climate Action Tracker calculations based on IPCC database (10-90% range of AR5 WGIII emissions scenarios that are not deliberately forced to reach 2020 emission levels comparable to those implied by the Cancun pledges and do hold warming below 2°C in >66% of climate-model runs) and scenarios that hold warming below 1.5°C by 2100 in >50% of climate-model runs.

Source : Climate Action Tracker³⁴⁷

Émissions de GES nulles peu après 2050

Limiter le réchauffement à moins de 1,5°C exigera une réduction des émissions mondiales de gaz à effet de serre de 70-95 % par rapport aux niveaux de 2010 en 2050³⁴⁸³⁴⁹. Les réductions requises sont 40-70 % d'ici 2050 pour limiter le

³⁴⁶ Hare, B., Schaeffer, M., Lindberg, M., Höhne, N., Fekete, H., Jeffery, L., Gütschow, J., Sferri, F., Rocha, M. (2014). Below 2°C or 1.5°C depends on rapid action from both Annex I and Non-Annex I countries. *Climate Action Tracker. Policy Brief*. Récupéré de http://climateactiontracker.org/assets/publications/briefing_papers/CAT_Bonn_policy_update_jun2014-final_revised.pdf

³⁴⁷ Hare, B., Schaeffer, M., Lindberg, M., Höhne, N., Fekete, H., Jeffery, L., Gütschow, J., Sferri, F., Rocha, M. (2014). Below 2°C or 1.5°C depends on rapid action from both Annex I and Non-Annex I countries. *Climate Action Tracker. Policy Brief*. Récupéré de http://climateactiontracker.org/assets/publications/briefing_papers/CAT_Bonn_policy_update_jun2014-final_revised.pdf

³⁴⁸ Schaeffer, M., Rogelj, J., Roming, N., Sferri, F., Hare, B., Serdeczny, O. (2015). Feasibility of limiting warming to 1.5 and 2°C. *Climate analytics*. Récupéré de http://climateanalytics.org/files/feasibility_1o5c_2c.pdf et <http://climateanalytics.org/hot-topics/feasibility-of-limiting-warming-to-below-1-5c>

réchauffement à 2°C. Les émissions totales de gaz à effet de serre doivent être nulles au niveau mondial entre 2060-2080 pour limiter à 1,5 ° C par rapport à 2080-2100 pour limiter à 2°C.

3.1.3.1 DÉCARBONISATION COMPLÈTE DE L'ÉNERGIE MONDIALE ET DU SECTEUR INDUSTRIEL D'ICI 2050

Les émissions de CO₂ provenant de l'énergie et l'industrie doivent être globalement nulle autour de 2050 pour espérer limiter le réchauffement à 1,5°C, ce qui serait entre 10 et 25 ans plus tôt que pour tenter de le limiter 2°C. Une décarbonisation complète d'ici 2050 est donc nécessaire pour limiter le réchauffement à 1,5 ° C alors qu'elle doit se faire à mi- chemin au cours de la seconde moitié du siècle pour limiter le réchauffement à 2°C.”³⁵⁰³⁵¹

³⁴⁹ McSweeney, R., Pidcock, R. (2015, 10 décembre). Scientists discuss the 1.5C limit to global temperature rise. *Carbon brief*. Récupéré de <http://www.carbonbrief.org/scientists-discuss-the-1-5c-limit-to-global-temperature-rise>

³⁵⁰ Schaeffer, M., Rogelj, J., Roming, N., Sferra, F., Hare, B., Serdeczny, O. (2015). Feasibility of limiting warming to 1.5 and 2°C. *Climate analytics*. Récupéré de http://climateanalytics.org/files/feasibility_1o5c_2c.pdf et <http://climateanalytics.org/hot-topics/feasibility-of-limiting-warming-to-below-1-5c>

³⁵¹ McSweeney, R., Pidcock, R. (2015, 10 décembre). Scientists discuss the 1.5C limit to global temperature rise. *Carbon brief*. Récupéré de <http://www.carbonbrief.org/scientists-discuss-the-1-5c-limit-to-global-temperature-rise>

	2020	2025	2030	2050	Zero emissions	2100
Stay below 2°C during 21st century with <i>likely</i> (more than 66%) probability						
Total GHG below 1990	25 to 10% above 1990	25% above to 5% below 1990	20% above to 25% below 1990	20 to 60% below 1990		75 to 105% below 1990
GtCO ₂ e/yr	40 to 47	35 to 46	28 to 45	16 to 31	2090 or after	-3 to 10
CO ₂ emissions from fossil fuel and industry	26 to 35	21 to 34	16 to 33	3 to 19	2060 of after	-15 to 2
Stay below 2°C with at least 85% probability – return to below 1.5°C by 2100 with at least 50% probability						
Below 1990	25% above to 5% below	10% above to 15% below	10-30% below	65-90% below		110-125% below
GtCO ₂ e/yr	36 to 47	31 to 40	26 to 33	4 to 14	2060-2080	-10 to -5
CO ₂ emissions from fossil fuel and industry	21 to 31	17 to 26	13 to 20	-8 to 4	2045-2065	-17 to -9

Table 1: Global emissions pathway to 2°C and 1.5°C for 2020, 2025, 2030, 2050 and 2100 Source: Climate Action Tracker; calculations based on the scenarios assessed by IPCC Working Group 3 in AR5. Range represent 10-90% range for AR5 WGIII “no delay” emission scenarios, i.e. those for which the energy-economic models are not deliberately forced to reach 2020 emission levels comparable to those implied by the Cancun pledges. Likely 2°C scenarios hold warming below 2°C with over 66% probability over the whole of the 21st century. 1.5°C scenarios hold warming below 1.5°C by 2100 with over 50% probability and hold warming below 2°C with over 85% probability over the whole of the 21st century. Probabilities refer to the percentage of climate model runs within a large ensemble of runs, with varying sensitivity and carbon-cycle characteristics, that hold warming below 2 or 1.5°C.

Source : Climate Action Tracker³⁵²

3.2 85% DES RÉSERVES DE SABLES BITUMINEUX DOIVENT RESTER SOUS TERRE

Selon une étude parue dans la revue Nature, 85% des réserves de sables bitumineux du Canada devront rester sous terre pour que le Canada fasse sa juste part pour

³⁵² Hare, B., Schaeffer, M., Lindberg, M., Höhne, N., Fekete, H., Jeffery, L., Gütschow, J., Sferri, F., Rocha, M. (2014). Below 2°C or 1.5°C depends on rapid action from both Annex I and Non-Annex I countries. *Climate Action Tracker. Policy Brief*. Récupéré de http://climateactiontracker.org/assets/publications/briefing_papers/CAT_Bonn_policy_update_jun2014-final_revised.pdf

limiter le réchauffement climatique à 2°C³⁵³. Cette réalité a amené 100 scientifiques (incluant 12 membres de la Société Royale du Canada, 22 membres de l'Académie Nationale des Sciences des États-Unis, 5 récipiendaires de l'Ordre du Canada, et un lauréat du prix Nobel) à demander un moratoire sur l'expansion des sables bitumineux. Selon eux, « aucun nouveau projet d'exploitation ou infrastructure associée ne devrait être déployé à moins d'être accompagné d'un plan cohérent, garantissant la réduction de nos émissions de GES, la protection de la biodiversité et de la santé humaine, ainsi que les droits des peuples autochtones »³⁵⁴. En mars 2016, plus de 30 chercheurs universitaires des Dialogues pour un Canada vert ont écrit aux Premiers ministres canadiens au sujet de l'expansion de la production de pétrole des sables bitumineux, soulignant qu'un projet comme Énergie Est augmenterait significativement les émissions de GES au pays alors que le Canada supporte l'Accord de Paris et le 1,5°C comme limite de réchauffement planétaire³⁵⁵.

Les émissions de GES liés au pipeline Énergie Est ne représenteront que 0,40 % des émissions supplémentaires qui seront émises en raison de ce projet en Alberta³⁵⁶.

Émissions liées au projet Énergie Est de TransCanada

Upstream GHG emissions (Mt CO2e/annum)	Province	Proposed Energy East emissions within provincial boundaries (Mt CO2e/annum)	Differential (Mt CO2e/annum)	Emissions within review scope (%)
32.27	Québec	0.13	31.96	0.40

³⁵³ McGlade, C. et Ekins, P. (2015). The geographical distribution of fossil fuels unused when limiting global warming to 2 °C. *Nature*, 517, 187-190.
<http://www.nature.com.proxy.bibliotheques.uqam.ca:2048/nature/journal/v517/n7533/full/nature14016.html>, p. 190.

³⁵⁴ Oilsandsmoratorium.org. (n.d.). 10 raisons . Récupéré de
<http://www.oilsandsmoratorium.org/10-reasons-fr/>

³⁵⁵ Dialogues on sustainability. (2016). Communiquer des solutions de durabilité. *United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization, Unesco Chair for Dialogue Sustainability et Université McGill*. Récupéré de <http://sustainablecanadialogues.ca/fr/vert/communiquer-des-solutions-de-durabilite>

³⁵⁶ Flanagan, Erin. 2014. « Oilsands expansion, emissions and the Energy East pipeline ». The Pembina Institute, 22 décembre 2014, p. 1

Ontario	0.31	32.14	0.96
---------	------	-------	------

Source : Institut Pembina, 2014³⁵⁷

Dans le cas du projet de pipeline Keystone XL de TransCanada, le président américain Barack Obama, avait, en juin 2013, déclaré que l'autorisation du projet ne serait délivrée que si Keystone XL n'exacerbait pas l'enjeu des changements climatiques³⁵⁸. Suite au rapport du Département d'État dont les calculs ont été contestés par plusieurs organisations³⁵⁹, l'*Environmental Protection Agency* (EPA) a commenté le document et conclu que la construction du projet de pipeline Keystone XL aux États-Unis entraînerait une hausse significative des émissions de GES :

*« Until ongoing efforts to reduce greenhouse gas emissions associated with the production of oil sands are more successful and widespread, the Final SEIS makes clear that, compared to reference crudes, development of oil sands crude represents a significant increase in greenhouse gas emissions. »*³⁶⁰ [Nous soulignons].

3.3 CONTRIBUTION D'ÉNERGIE EST AUX CHANGEMENTS CLIMATIQUES ET COÛT POUR LA SOCIÉTÉ

L'impact climatique d'un projet de pipeline ne se limite pas aux émissions de GES générées par la construction et l'opération du pipeline lui-même. Pour évaluer adéquatement les conséquences d'un projet sur le dérèglement climatique, il faut prendre en compte l'ensemble des émissions supplémentaires de GES qui seraient dues au projet. La mise en service de ce pipeline aurait un impact important sur les capacités d'expansion de l'industrie des sables bitumineux. C'est pourquoi il est

³⁵⁷ Flanagan, Erin. 2014. « Oilsands expansion, emissions and the Energy East pipeline ». The Pembina Institute, 22 décembre 2014, p. 1., Récupéré de <http://www.greenpeace.org/canada/Global/canada/report/2015/09/150909MemoireGreenpeaceLQE.pdf>

³⁵⁸ Citation originale : « Allowing the Keystone pipeline to be built requires a finding that doing so would be in our nation's interest. And our national interest will be served only if this project does not significantly exacerbate the problem of carbon pollution. » tirée de The White House. 2013. « Remarks by the President on Climate Change » *Communiqué de presse*. Georgetown University, Washington D.C., 25 juin 2013. En ligne : <https://www.whitehouse.gov/the-press-office/2013/06/25/remarks-president-climate-change> (page consultée le 20 août 2015).

³⁵⁹ Voir Oil Change International • Natural Resources Defense Council • CREDO • League of Conservation Voters • Sierra Club • 350.org • Bold Nebraska Now More Than Ever The Proposed Keystone XL Tar Sands Pipeline Fails the "Presidential Climate Test" <http://priceofoil.org/content/uploads/2014/12/KeystoneFailsClimateTest1217.pdf>

³⁶⁰ United States Environmental Protection Agency (EPA). 2015. [Sans titre]. *Lettre envoyée au département d'État datée du 2 février 2015*. En ligne : http://www.ledevoir.com/documents/pdf/lettre_EPA.pdf (page consultée le 4 septembre 2015).

essentiel de considérer les répercussions du projet sur les émissions de GES en amont et en aval du pipeline.

Les changements climatiques nous coûtent déjà très cher : des sommes d'argent conséquentes sont dépensées annuellement pour tenter de gérer leurs effets, au Nord comme au Sud. Un réchauffement de 3 °C représenterait un coût moyen annuel de 2% du PIB par pays, pouvant aller jusqu'à 25% du PIB en cas de catastrophe naturelle (NRT, 2011, p38). Dans le cas du Canada, cette somme s'élèverait à 5 milliards de dollars dans les cinq prochaines années et jusqu'à 43 milliards de dollars d'ici à 2050 (NRT, 2011, p40).

3.3.1 AUGMENTATION DES GES EN AMONT DU PIPELINE

L'industrie des sables bitumineux souhaite se développer, mais elle est enclavée dans l'Alberta. Pour accéder aux marchés et vendre son produit, elle a besoin d'infrastructures de transport. L'accès à des modes de transports est une condition essentielle pour sa croissance³⁶¹. Les nouveaux projets d'extraction des sables bitumineux ne seront rentables et iront de l'avant, que si les investisseurs savent qu'ils peuvent compter sur des capacités de transport fiables et économiques³⁶².

Cette situation est particulièrement vraie dans un contexte où le prix du baril est faible³⁶³. Sachant que le coût du transport d'un baril de brut par train est en moyenne deux fois plus élevé que celui du transport par pipeline³⁶⁴, l'accès à des capacités de transport abordables via pipeline est d'autant plus déterminant pour la rentabilité des nouveaux projets d'extraction³⁶⁵.

³⁶¹ Pembina Institute. (2015). *Energy East Consultation and Review: Submission on Final Technical Reports*. Récupéré de <http://www.ontarioenergyboard.ca/html/oebenergyeast/resources.cfm#.VeOHn5cyOAq>, p. 3.

³⁶² Pembina Institute. (2015). *Energy East Consultation and Review: Submission on Final Technical Reports*. Récupéré de <http://www.ontarioenergyboard.ca/html/oebenergyeast/resources.cfm#.VeOHn5cyOAq>, p. 5.

³⁶³ Pembina Institute. (2015). *Energy East Consultation and Review: Submission on Final Technical Reports*. Récupéré de <http://www.ontarioenergyboard.ca/html/oebenergyeast/resources.cfm#.VeOHn5cyOAq>, p. 3.

³⁶⁴ Office national de l'énergie. (2015). *Aperçu du marché : Baisse des exportations de pétrole brut par chemin de fer au premier trimestre de 2015*. Récupéré de <http://www.nerb.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/snpsht/2015/06-01crdbrlxprrt-fra.html>

³⁶⁵ Pembina Institute. (2015). *Energy East Consultation and Review: Submission on Final Technical Reports*. Récupéré de <http://www.ontarioenergyboard.ca/html/oebenergyeast/resources.cfm#.VeOHn5cyOAq>, p. 5.

Le réseau pipelinier canadien opère actuellement à pleine capacité³⁶⁶. Pour permettre son développement, l'industrie espère presque doubler la capacité du réseau d'ici 2020, passant de 3,8 millions de barils par jour (M b/j) à plus de 7,4 M b/j³⁶⁷. La mise en service d'Énergie Est avec une capacité d'acheminer de 1,1 M b/j vers les marchés internationaux est donc une composante essentielle du plan de croissance de l'industrie des sables bitumineux, surtout compte tenu que les pipelines Keystone XL et Northern Gateway ont été rejeté par les autorités et que le pipeline Trans Mountain Expansion de Kinder Morgan pourrait l'être également^{368,369,370}.

Dépendant de la proportion du pipeline qui serait alimentée par des produits des sables bitumineux, on considère qu'Énergie Est permettrait à l'industrie de produire de 650 000 à 751 000 barils supplémentaires de pétrole issu des sables bitumineux par jour³⁷¹. Cela représente une augmentation de la production des sables bitumineux de l'ordre de 34 à 39%³⁷². Cette seule hausse de production se traduirait par une hausse des émissions de GES de 29,8 à 32,3 Mt par année au Canada³⁷³. La production de pétrole supplémentaire pour alimenter le pipeline Énergie Est aurait donc un impact climatique équivalent à l'ajout de 7,5 à 8,1 millions de voitures sur les routes du Canada³⁷⁴. À titre comparatif, les émissions annuelles totales du

³⁶⁶ Canadian Association of Petroleum Producers. (2015). *Crude Oil – Forecast, Markets & Transportation*. Récupéré de <http://capp.ca/publications-and-statistics/publications/264673>, p. 24.

³⁶⁷ Canadian Association of Petroleum Producers. (2015). *Crude Oil – Forecast, Markets & Transportation*. Récupéré de <http://capp.ca/publications-and-statistics/publications/264673>, p. 24

³⁶⁸ Korte, G. (2015, 25 février). Obama: Keystone pipeline bill 'has earned my veto'. *USA Today*. Récupéré de <http://www.usatoday.com/story/news/politics/2015/02/24/obama-keystone-veto/23879735/>

³⁶⁹ Hunter, J. et Stueck, W. (2014, 18 juin). B.C. government to Northern Gateway pipeline proposal: 'No'. *The Globe and Mail*. Récupéré de <http://www.theglobeandmail.com/news/british-columbia/bc-to-northern-gateway-no/article19213866/>

³⁷⁰ Morton, B. (2015, 5 août). Kinder Morgan's Trans Mountain expansion plan faces renewed opposition as crude oil price drops. *The Vancouver Sun*. Récupéré de <http://www.vancouversun.com/business/Kinder+Morgan+Trans+Mountain+expansion+plan+faces+renewed+opposition+crude+price+drops/11268495/story.html>

³⁷¹ Pembina Institute. (2014). *Climate Implications of the Proposed Energy East Pipeline*. Récupéré de <http://www.pembina.org/reports/energy-east-cli>
<http://www.greenpeace.org/canada/Global/canada/report/2015/09/150909MemoireGreenpeaceLQE.pdf>
mate-implications.pdf, p. 21.

³⁷² Selon les niveaux de production de 2012. Pembina Institute. (2014). *Climate Implications of the Proposed Energy East Pipeline*. Récupéré de <http://www.pembina.org/reports/energy-east-climate-implications.pdf>, p. 21.

³⁷³ Pembina Institute. (2014). *Climate Implications of the Proposed Energy East Pipeline*. Récupéré de <http://www.pembina.org/reports/energy-east-climate-implications.pdf>, p. 21.

³⁷⁴ Pembina Institute. (2014). *Climate Implications of the Proposed Energy East Pipeline*. Récupéré de <http://www.pembina.org/reports/energy-east-climate-implications.pdf>, p. 21.

Manitoba, de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick étaient respectivement de 21, 19 et 16 Mt d'éq-CO₂³⁷⁵.

3.3.2 AUGMENTATION DES GES EN AVAL DU PIPELINE

L'augmentation des émissions en amont du pipeline est considérable, mais il n'inclus pas l'augmentation des émissions de GES qui pourrait se produire en aval en raison du pipeline. Selon une recherche publiée dans la revue *Nature*, si le Département d'État américain avait pris en compte les impacts de Keystone XL sur le marché international du pétrole et sur la hausse de consommation globale de pétrole, ils auraient conclu à un impact climatique jusqu'à quatre fois plus important que celui qu'ils ont actuellement estimé³⁷⁶.

Selon les calculs des chercheurs, chaque baril de pétrole supplémentaire produit grâce à l'implantation d'un pipeline entraînerait une hausse de la consommation globale de pétrole l'ordre de 0,6 baril. Ceci s'explique par le fait qu'une augmentation de l'offre de pétrole brut entraînerait une baisse du prix du baril qui à son tour stimulerait la consommation. En somme, plus on produit, plus on consomme. Ceci est particulièrement significatif, car dans le cycle de vie d'un baril de pétrole, c'est la consommation qui produit la plus grande part des émissions.

Ainsi, l'impact climatique global de Keystone XL n'irait pas jusqu'à 27 Mt d'éq-CO₂ tel qu'évalué par le Département d'État américain, mais bien jusqu'à 110 Mt d'éq-CO₂³⁷⁷. Ce serait l'impact global, incluant les émissions en amont et en aval d'un pipeline d'une capacité de 830 000 M b/j. Si on transpose ces calculs à un pipeline d'une capacité de 1,1 M b/j comme Énergie Est, on arriverait logiquement à une hausse des émissions de GES qui serait supérieure à 110 Mt d'éq-CO₂, ce qui est davantage que les émissions totales du Québec³⁷⁸.

Cela signifie que non seulement Énergie Est entraînerait une augmentation de la production des sables bitumineux et que du pétrole plus polluant serait consommé à la place du pétrole conventionnel, mais aussi que la consommation globale de

³⁷⁵ Environnement Canada. (2014). *Canada's Emissions Trends*. Récupéré de https://ec.gc.ca/ges-ghg/E0533893-A985-4640-B3A2-008D8083D17D/ETR_E%202014.pdf, p. 28.

³⁷⁶ Erickson, P. et Lazarus, M. (2014). Impact of the Keystone XL pipeline on global oil markets and greenhouse gas emissions. *Nature Climate Change*, 4, 778-781. Récupéré de http://www.nature.com/nclimate/journal/v4/n9/full/nclimate2335.html?WT.ec_id=NCLIMATE-201409

³⁷⁷ Erickson, P. et Lazarus, M. (2014). Impact of the Keystone XL pipeline on global oil markets and greenhouse gas emissions. *Nature Climate Change*, 4, 778-781. Récupéré de http://www.nature.com/nclimate/journal/v4/n9/full/nclimate2335.html?WT.ec_id=NCLIMATE-201409

³⁷⁸ Environnement Canada. (2014). *Canada's Emissions Trends*. Récupéré de https://ec.gc.ca/ges-ghg/E0533893-A985-4640-B3A2-008D8083D17D/ETR_E%202014.pdf, p. 29.

pétrole au niveau mondial augmenterait, nous enfonçant encore plus dans notre dépendance aux combustibles fossiles et nous éloignant d'une transition vers des énergies renouvelables. Il ne faut pas non plus oublier qu'Énergie Est pourrait avoir une vie opérationnelle de 40 ans selon TransCanada³⁷⁹. Ainsi, en acceptant Énergie Est, nous serons complices d'émissions supplémentaires de l'ordre de 110 Mt d'éq-CO₂ supplémentaires chaque année durant environ 40 ans, soit 4400 Mt d'éq-CO₂ (estimations conservatrices).

3.3.3 SABLES BITUMINEUX ET CHANGEMENTS CLIMATIQUES

L'industrie des sables bitumineux connaît une croissance rapide. Selon les projections de l'Association canadienne des producteurs pétroliers, la production devrait presque doubler entre 2014 et 2030, passant de 2,2 à 4 millions de barils par jour (Mb/j)³⁸⁰. Ceci entraînera une hausse drastique des émissions de GES car la production d'un baril de pétrole des sables bitumineux émet significativement plus de GES que celle d'un baril de pétrole conventionnel^{381,382,383}. En effet, la production d'un baril de pétrole provenant des sables bitumineux émet de 3,2 à 4,5 fois plus de gaz à effet de serre que la production du pétrole conventionnel produit au Canada ou aux États-Unis³⁸⁴. En moyenne, les émissions de GES du puits à la roue sont de 14 % à 20 % plus élevées pour les bruts de pétrole bitumineux canadiens que pour la moyenne pondérée des carburants de transport vendus ou distribués aux États-Unis³⁸⁵. La figure 6 illustre ces disparités.

³⁷⁹ TransCanada. (2014). Analyse environnementale et socio-économique. Vol. 3, PD, p. 6-30. Récupéré de <http://www.transcanada.com/download/french/esa/ESA-Volume-3.zip>

³⁸⁰ Canadian Association of Petroleum Producers. (2015). *Crude Oil – Forecast, Markets & Transportation*. Récupéré de <http://capp.ca/publications-and-statistics/publications/264673>, p. ii.

³⁸¹ United States Department of State et al. (2014). *Final Supplemental Environmental Impact Statement for the Keystone XL Project* – Chapter 4.14 : Greenhouse Gases and Climate Change. Récupéré de <http://keystonepipeline-xl.state.gov/documents/organization/221190.pdf>, p. 4.14-30.

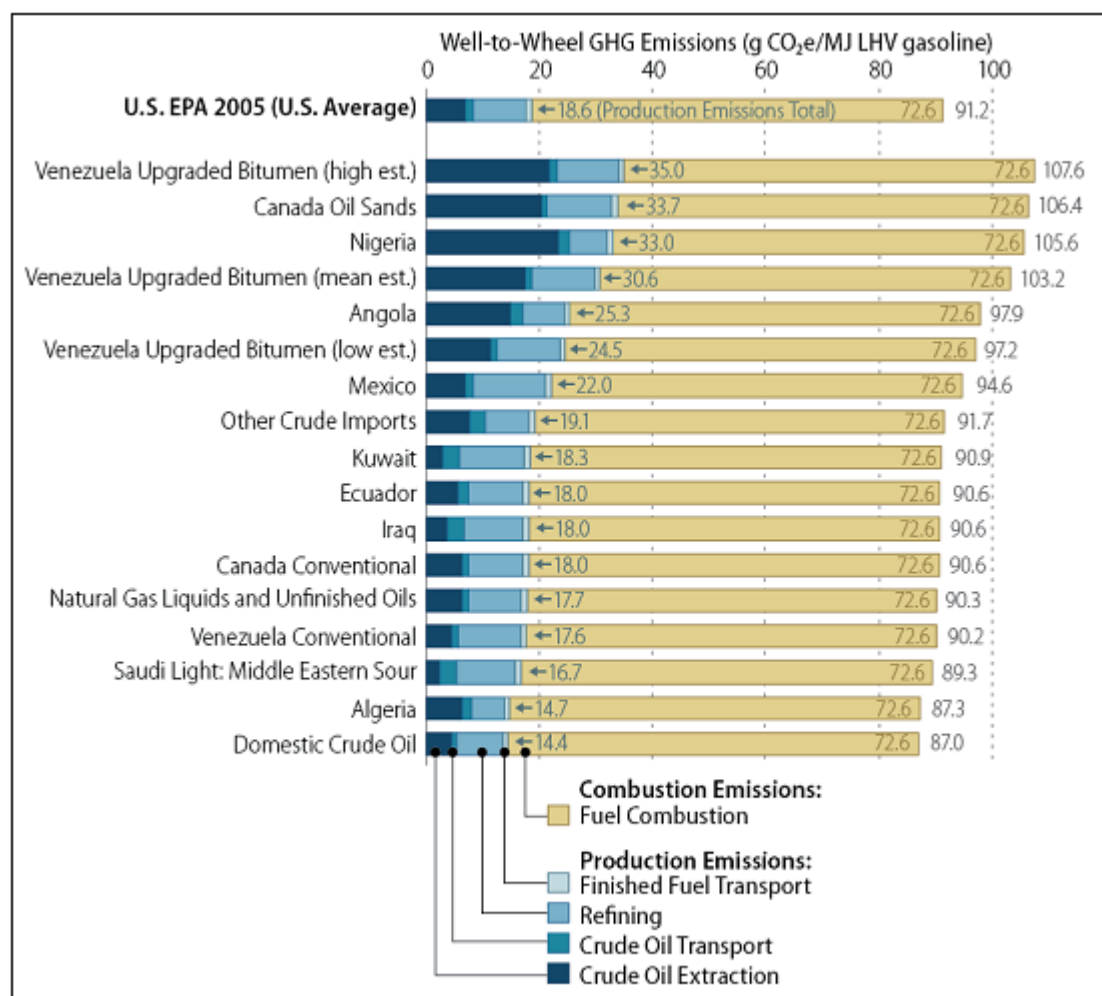
³⁸² Brandt, A. R. (2011). *Upstream greenhouse gas (GHG) emissions from Canadian oil sands as feedstock for European refineries*. Récupéré de http://climateactionnetwork.ca/wp-content/uploads/2011/05/Brandt_EU_oilsands_Final.pdf, p. 37.

³⁸³ National Energy Technology Laboratory. (2008). *Development of Baseline Data and Analysis of Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Petroleum-Based Fuels*. Récupéré de <http://www.netl.doe.gov/energy-analyses/pubs/NETL%20LCA%20Petroleum-based%20Fuels%20Nov%202008.pdf>, p. 13.

³⁸⁴ Development of Baseline Data and Analysis of Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Petroleum-Based Fuels - National Energy Technology Laboratory, 2008 (<http://www.netl.doe.gov/energy-analyses/pubs/NETL%20LCA%20Petroleum-based%20Fuels%20Nov%202008.pdf>); Life cycle assessments of oilsands greenhouse gas emissions - Pembina Institute, 2011 (<http://www.pembina.org/pub/2163>)

³⁸⁵ Canadian Oil Sands: Life-Cycle Assessments of Greenhouse Gas Emissions. US CONGRESSIONAL RESEARCH SERVICE, mars 2013 <http://www.fas.org/sgp/crs/misc/R42537.pdf>

Figure 6 – Émissions moyennes de GES d'un baril de pétrole du puits à la roue³⁸⁶



Source: CRS, from NETL, *An Evaluation of the Extraction, Transport and Refining of Imported Crude Oils and the Impact of Life Cycle Greenhouse Gas Emissions*, National Energy Technology Laboratory, March 27, 2009.

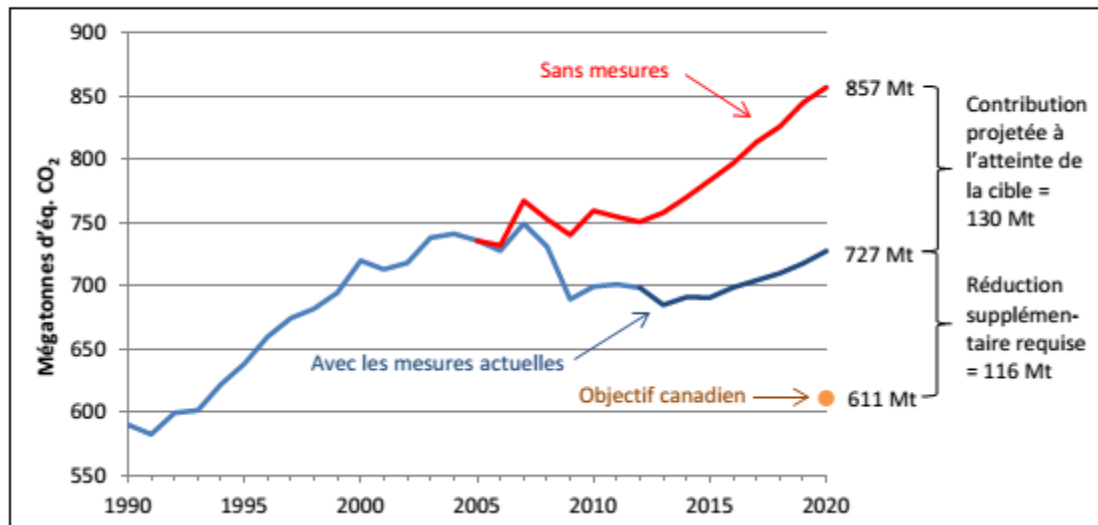
Cette industrie constitue la source d'émissions de gaz à effet de serre (GES) ayant la croissance la plus rapide au pays³⁸⁷. Il s'agit de la principale raison expliquant que le Canada n'atteindra pas ses cibles de réduction d'ici 2020 et 2030. Le Canada s'est engagé à réduire ses émissions de 17% d'ici 2020 par rapport au niveau de 2005,

³⁸⁶ Canadian Oil Sands: Life-Cycle Assessments of Greenhouse Gas Emissions. US CONGRESSIONAL RESEARCH SERVICE, mars 2013. <http://www.fas.org/sgp/crs/misc/R42537.pdf> p. 29

³⁸⁷ Environnement Canada. (2014). *Canada's Emissions Trends*. Récupéré de https://ec.gc.ca/ges-ghg/E0533893-A985-4640-B3A2-008D8083D17D/ETR_E%202014.pdf, p. 18.

mais il prévoit plutôt atteindre une maigre réduction d'à peine plus de 1%³⁸⁸. La figure suivante résume bien la situation.

Figure ES-1 : Progrès par rapport à la cible de 2020 du Canada (en Mt d'éq. CO₂)²



Source : Environnement Canada³⁸⁹

Selon Environnement Canada, l'industrie des sables bitumineux, qui générait 34 millions de tonnes d'équivalent CO₂ (Mt d'éq-CO₂) par année en 2005, atteindra 103 Mt d'émissions annuelles en 2020, soit un ajout de 69 Mt d'éq-CO₂ au bilan canadien³⁹⁰. Si ce n'était de la croissance des émissions prévue dans ce secteur, le Canada atteindrait une réduction globale de ses émissions de 11% plutôt que 1% par rapport aux émissions de 2005³⁹¹. Le niveau d'expansion de cette industrie est donc déterminant pour le bilan climatique canadien et la lutte aux changements climatiques. Le graphique suivant diffusé par Environnement Canada en janvier montre que les émissions de GES au pays pourraient même augmenter

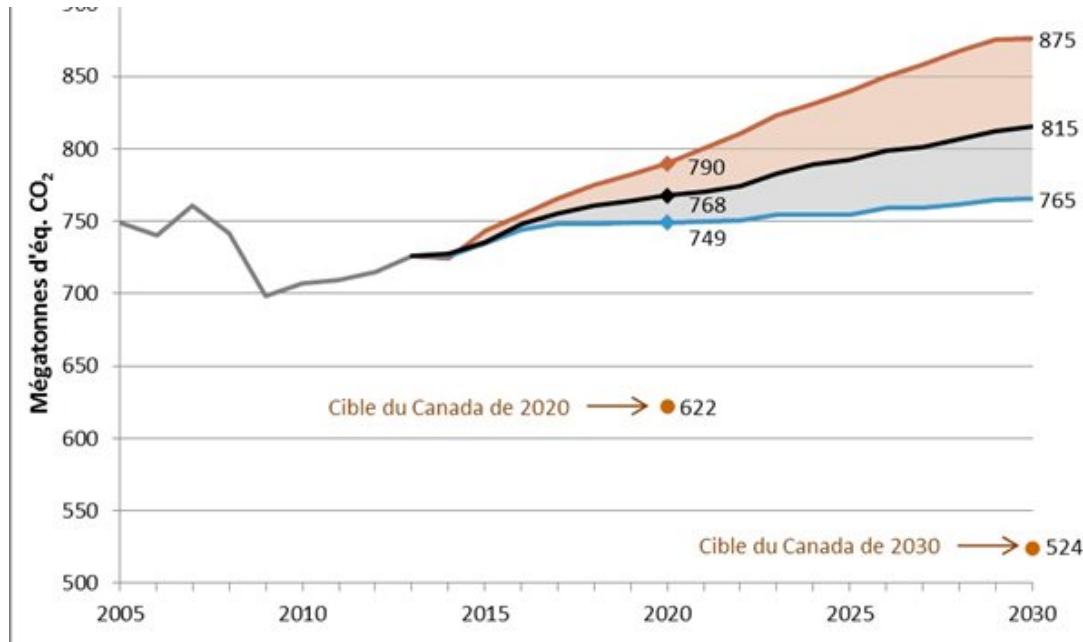
³⁸⁸ Environnement Canada. (2014). Canada's Emissions Trends. *Environnement Canada*. Récupéré de https://ec.gc.ca/ges-ghg/E0533893-A985-4640-B3A2-008D8083D17D/ETR_E%202014.pdf, p. ii.

³⁸⁹ Environnement Canada. (2014), Tendances en matière d'émissions au Canada https://ec.gc.ca/ges-ghg/E0533893-A985-4640-B3A2-008D8083D17D/ETR_F%202014.pdf p.4

³⁹⁰ Environnement Canada. (2014). *Canada's Emissions Trends*. Récupéré de https://ec.gc.ca/ges-ghg/E0533893-A985-4640-B3A2-008D8083D17D/ETR_E%202014.pdf, p. ii.

³⁹¹ Environnement Canada. (2014). *Canada's Emissions Trends*. Récupéré de https://ec.gc.ca/ges-ghg/E0533893-A985-4640-B3A2-008D8083D17D/ETR_E%202014.pdf, p. ii et 18.

considérablement d'ici 2030 et le Canada serait loin de sa cible de réduction des GES pour cette année³⁹².



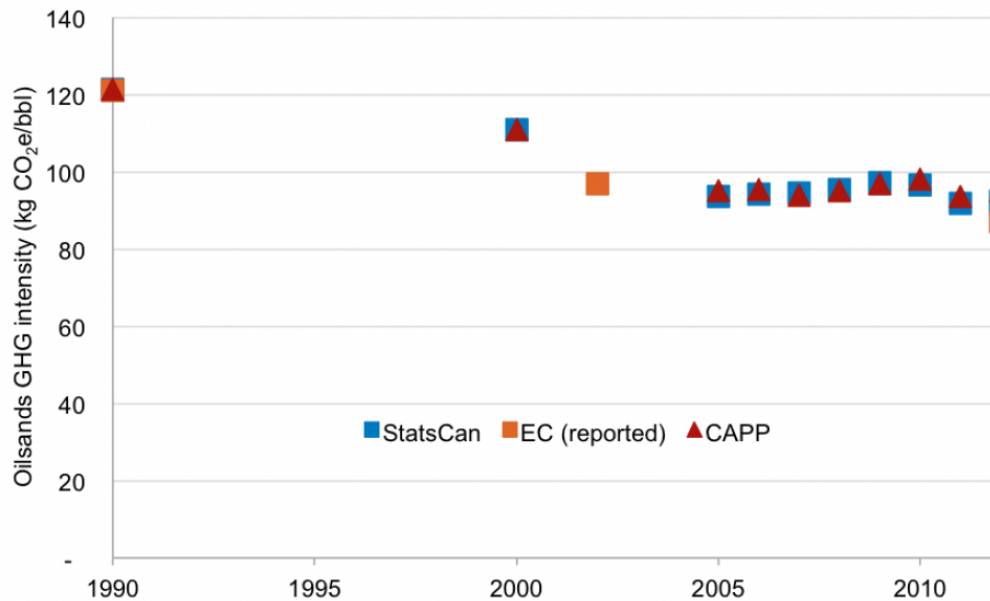
Selon Suncor, “en termes d’intensité [des émissions pour la production de baril de pétrole issu des sables bitumineux], on commence à voir les effets des plans qui ont été mis en marche parce que depuis 1990, en termes d’intensité, c’est cinquante-cinq pour cent (55 %) de réduction au niveau des gaz à effet de serre qui a été observé. C’est-à-dire que par baril produit, on génère cinquante-cinq (55 %) ou quarante-cinq pour cent (45 %) de moins de gaz à effet de serre que ce qui était fait en 1990»³⁹³. Or, malgré une amélioration depuis 1990, “depuis 2004, l’intensité des émissions attribuables à l’exploitation des sables bitumineux est demeurée relativement fixe”³⁹⁴ (pratiquement aucune amélioration) comme en témoigne la Figure 7 suivante.

³⁹² Document interne au gouvernement fédéral et diffusé par Radio-Canada <http://ici.radio-canada.ca/nouvelles/politique/2016/01/29/002-environnement-rencontre-climat-ges-objectifs-paris-cop21-taxe-carbone.shtml>

³⁹³ Bureau d’audiences publiques sur environnement. (2016, soirée du 8 mars). Commission d’enquête sur le projet oléoduc Énergie Est - section québécoise. Récupéré de p.42 http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/DT3.pdf

³⁹⁴ Environnement et changement climatique Canada. (2016). Rapport d’inventaire national 1990-2014 : sources et puits de gaz à effet de serre au Canada. Récupéré de https://www.ec.gc.ca/ges-ghg/662F9C56-B4E4-478B-97D4-BAABE1E6E2E7/2016_RIN_Sommaire_fr.pdf p.9

Figure 7: Intensité des émissions de GES pour les sables bitumineux, 1990-2012³⁹⁵



3.4 LE QUÉBEC DOIT ÊTRE COHÉRENT DANS LA LUTTE AUX CHANGEMENTS CLIMATIQUES

Le Québec a comme cible de réduire ses émissions de 20% sous le niveau de 1990 d'ici 2020³⁹⁶, de 37,5% d'ici 2030 et de 80 à 95% d'ici 2050. Le Québec avait atteint en 2012 une diminution de 8%³⁹⁷. Accepter Énergie Est reviendrait pratiquement à annuler tous ces efforts.

³⁹⁵ Tiré du site Internet de l'Institut Pembina, <http://www.pembina.org/blog/787>. "The figure shows total oilsands emissions (production and upgrading) over produced barrels (SCO and non-upgraded bitumen). Production data from CAPP Statistical Handbook 2013, Table 03-02A and Statistics Canada, CANSIM Table 126-0001. Emissions data from Environment Canada, National Inventory Report 2014 and Canada's Emissions Trends 2013."

³⁹⁶ Gouvernement du Québec. (2015). Stratégie gouvernementale de développement durable révisée 2015-2020. Récupéré de http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/developpement/strategie_gouvernementale/strategie-DD.pdf, p. 64.

³⁹⁷ Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques. (2015a). *Inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre en 2012 et leur évolution depuis 1990*. Récupéré de <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/ges/2012/inventaire-1990-2012.pdf>, p. 9.

Le Québec doit être cohérent dans son engagement dans la lutte aux changements climatiques et viser une réduction de sa dépendance aux combustibles fossiles. En ce sens, il ne peut se permettre de se rendre complice d'un projet qui faciliterait une économie basée sur les hydrocarbures et causerait une hausse démesurée des émissions de GES.

3.5 LES PROJETS DE PIPELINES NE SE SONT PAS UNE SOLUTION AU TRANSPORT DE PÉTROLE BRUT PAR TRAIN

Un argument récurrent en faveur des projets de pipelines est que ceux-ci sont préférables au transport par train parce qu'ils sont plus sécuritaires. "N'en déplaise à TransCanada, le transport du pétrole par pipeline n'est ni plus, ni moins sécuritaire que le transport par train, a affirmé le Bureau de la sécurité des transports (BST)"³⁹⁸. Selon l'Agence internationale de l'énergie, les accidents impliquant des trains sont plus nombreux que ceux impliquant les pipelines, mais les pipelines déversent trois fois plus de pétrole par année que les trains³⁹⁹.

De plus, plusieurs laissent sous-entendre que si nous approuvons les nouveaux projets de pipeline, ceux-ci remplaceront le transport ferroviaire. Pourtant, si la mise en service d'Énergie Est permettrait assurément que des quantités beaucoup plus importantes de pétrole brut traversent le Québec, elle n'assurerait en rien que des trains chargés d'hydrocarbures cessent de traverser le Québec. Les compagnies pétrolières veulent à tout prix que leur pétrole rejoigne les marchés internationaux et si le faire par train est rentable, elles le feront.

Le transport d'hydrocarbures par train comporte des risques énormes comme l'a tragiquement illustré la catastrophe de Lac-Mégantic. Malgré la contestation citoyenne, le transport de pétrole brut sur rail a connu une hausse drastique dans les dernières années. De 2009 à 2013, la quantité de pétrole brut voyageant par train au Canada est passée d'un volume de 500 à 160 000 wagons⁴⁰⁰. Quelques projets sont toujours en développement. À Belledune, au Nouveau-Brunswick, un nouveau projet de terminal pétrolier se développe, malgré que 22 municipalités du Québec et les communautés Micmacs de la région de Gaspé s'y opposent⁴⁰¹. Le projet entend recevoir chaque jour 220 wagons de pétrole brut de l'Alberta passant

³⁹⁸ <http://www.lapresse.ca/actualites/national/201603/08/01-4958509-energie-est-le-train-aussi-securitaire-que-le-pipeline-selon-le-bst.php>

³⁹⁹ <http://business.financialpost.com/news/energy/pipelines-spill-three-times-as-much-oil-as-trains-iea>

⁴⁰⁰ Bureau de la sécurité des transports du Canada. (2014). *Sommaire statistique des événements ferroviaires 2013*. Récupéré de <http://www.tsb.gc.ca/fra/stats/rail/2013/ssro-2013.asp>

⁴⁰¹ CBC News. (2015, 7 juillet). Quebec First Nations take legal action against Belledune oil terminal. *CBC News New Brunswick*. Récupéré de <http://www.cbc.ca/news/canada/new-brunswick/quebec-first-nations-take-legal-action-against-belledune-oil-terminal-1.3141269>

par le Québec, pour les charger sur des pétroliers à destination des marchés globaux.

Ceci-dit, le transport par train est de moins en moins avantageux dans le contexte économique actuel. Le coût du transport d'un baril de pétrole est en moyenne deux fois plus élevé que celui du transport par pipeline⁴⁰², ce qui rend la rentabilité de ce mode de transport beaucoup plus vulnérable au prix de vente du baril de pétrole et aux coûts de production de chaque baril. Avec le prix actuel du baril qui est bas, le transport par rail devient moins intéressant économiquement. Selon les données de l'Office national de l'énergie, le transport de pétrole brut par chemin de fer a d'ailleurs baissé durant les deux derniers trimestres de 2015 en raison de la baisse du prix du baril⁴⁰³. De son côté, la raffinerie Valero de Lévis a annoncé qu'en raison du contexte économique, elle a cessé de s'approvisionner via les convois ferroviaires de pétrole de l'ouest et que 71% de son approvisionnement provient maintenant de pétroliers transportant du pétrole de schiste depuis le Golfe du Mexique⁴⁰⁴.

Le transport par train est trop peu avantageux économiquement comparativement au transport par pipeline pour le remplacer entièrement. On peut conclure que si le projet Énergie Est est approuvé, la quantité totale de pétrole brut transigeant par le Québec pour être exporté va assurément augmenter drastiquement, et c'est ce que nous voulons éviter à tout prix. Tout comme les scientifiques⁴⁰⁵, nous croyons qu'il faut refuser de développer de nouveaux projets de production et de transport des produits des sables bitumineux, que ce soit par pipelines, convois ferroviaires, camions-citernes ou pétroliers. Nous n'avons pas à choisir entre les trains ou les pipelines, mais bien entre développer les énergies sales ou les énergies vertes.

3.6 LES HYPOTHÈSES ERRONÉES DU RAPPORT NAVIUS : POURQUOI ÉNERGIE EST NE PEUT ÊTRE REMPLACÉ PAR LE TRANSPORT FERROVIAIRE

On estime que les émissions de GES qui découlent des activités en amont seulement (extraction et traitement initial avant le départ de l'Alberta) du projet de pipeline

⁴⁰² Office national de l'énergie. (2015). *Aperçu du marché : Baisse des exportations de pétrole brut par chemin de fer au premier trimestre de 2015*. Récupéré de <http://www.nerb.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/snpsht/2015/06-01crdbrlxpirt-fra.html>

⁴⁰³ Office national de l'énergie. (2015). *Aperçu du marché : Baisse des exportations de pétrole brut par chemin de fer au premier trimestre de 2015*. Récupéré de <http://www.nerb.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/snpsht/2015/06-01crdbrlxpirt-fra.html>

⁴⁰⁴ Morin, M. (2015, 31 août). Encore plus de pétrole de schiste à Lévis. *Le Journal de Montréal*. Récupéré de <http://www.journaldemontreal.com/2015/08/31/encore-plus-de-petrole-de-schiste-a-levis>

⁴⁰⁵ Oilsandsmoratorium.org. (n.d.). 10 raisons . Récupéré de <http://www.oilsandsmoratorium.org/10-reasons-fr/>

Énergie Est pourraient s'élever à environ 30 à 32 millions de tonnes par année⁴⁰⁶. Toutefois, une recherche sur les émissions de carbone réalisée dans le cadre d'un autre projet de pipeline pour le transport de pétrole extrait des sables bitumineux, Keystone XL, donne à penser que ces émissions pourraient être beaucoup plus élevées que celles découlant des activités en amont et en aval (comme le transport, le raffinage et la consommation) combinées⁴⁰⁷.

Dans un récent rapport soumis dans le cadre de l'examen du projet Énergie Est par le gouvernement de l'Ontario, une tout autre vision des émissions de GES du projet est présentée. Toutefois, comme nous le démontrons plus loin, les hypothèses formulées dans ce rapport sont foncièrement fausses. En effet, à la demande du gouvernement ontarien, Navius Research a déposé un rapport final à la Commission de l'énergie de l'Ontario en janvier 2015⁴⁰⁸. Dans ce rapport, la société d'experts-conseils conclut que le pipeline Énergie Est ne produirait probablement que de faibles émissions de GES, mais sa recherche est fondée sur des prix du pétrole relativement élevés et sur une hypothèse selon laquelle le pétrole brut transporté par Énergie Est serait transporté par ligne ferroviaire si le pipeline n'était pas construit.

Des chercheurs de l'Institut Pembina à Calgary ont examiné le rapport de Navius à la lumière de leurs propres estimations des émissions de GES d'Énergie Est et ont formulé un certain nombre de critiques qui visent principalement l'idée qui est au cœur de l'analyse de Navius, c'est-à-dire que le transport par pipeline pourrait être

⁴⁰⁶ Pembina Institute, *Climate Implications of the Proposed Energy East Pipeline*, février 2014, p. 21, <http://www.pembina.org/reports/energy-east-climate-implications.pdf>; Pembina Institute, *Energy East Consultation and Review: Submission on Final Technical Reports* (note d'information à l'intention de la Commission de l'énergie de l'Ontario), 24 février 2015, p. 10, <http://www.rds.ontarioenergyboard.ca/webdrawer/webdrawer.dll/webdrawer/rec/478555/view/>.

⁴⁰⁷ Stockholm Environmental Institute (SEI), *Greenhouse Gas Emissions Implications of the Keystone XL Pipeline*, December 2013, pages 13-16, <https://www.sei-international.org/mediamanager/documents/Publications/Climate/SEI-WP-2013-11-KeystoneXL-price-effects.pdf>; SEI, "Impact of the Keystone XL pipeline on global oil markets and greenhouse gas emissions, August 2014, p. 2, <https://www.sei-international.org/mediamanager/documents/Publications/Climate/Erickson-Lazarus-2014-KeystoneXL-NatureCC.pdf> (also published online in *Nature*, 10 August, 2014, <http://www.nature.com/nclimate/journal/v4/n9/full/nclimate2335.html>).

⁴⁰⁸ Navius Research Inc. *Discussion Paper: Greenhouse Gas Emissions Resulting from the Energy East Pipeline Project - A Global Oil Market and Transportation Analysis*, 8 janvier 2015, www.ontarioenergyboard.ca/html/oebenergyeast/resources_fr.cfm#.VruJ6f4UXcu.

remplacé par le transport ferroviaire⁴⁰⁹. Nous partageons la plupart des points de vue de l'Institut Pembina concernant le rapport de Navius. Vous trouverez plus bas un résumé des principales critiques de l'Institut Pembina auxquelles nous apportons des précisions. Nous indiquons aussi d'autres raisons qui nous permettent d'affirmer que les estimations de Navius Research concernant les émissions de GES d'Énergie Est sont très discutables.

Premièrement, l'Institut Pembina remet en cause une hypothèse fondamentale de l'étude de Navius selon laquelle le transport par pipeline serait complètement remplacé par le transport ferroviaire si le pipeline d'Énergie Est n'était pas construit⁴¹⁰. Plus précisément, Navius prédit que le transport de brut par chemin de fer augmentera à 2,4 millions de barils par jour d'ici 2035⁴¹¹. Pembina remet en cause le caractère raisonnable de cette prédiction, étant donné le faible niveau de transport de brut par chemin de fer depuis l'Ouest du pays au cours des dernières années⁴¹².

Afin d'approfondir cette critique, faisons remarquer que les dernières prédictions de l'industrie concernant le transport de brut par chemin de fer ont tendance à surestimer la croissance de l'utilisation de ce mode de transport. En juin 2014, l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) a déclaré que le transport de brut par voie ferrée était susceptible de tripler entre 2013 et 2016⁴¹³, mais cette prédiction optimiste a commencé à s'effriter, car même les prévisions à court terme se sont avérées erronées. Dans ses prévisions pour 2015⁴¹⁴, l'ACPP indiquait qu'environ 185 000 barils de brut par jour avaient quitté l'Ouest canadien par voie ferrée en 2014, soit beaucoup moins que les 200 000 à 400 000 bpj qu'elle avait prédits un an plus tôt. En outre, bien que l'ACPP ait été optimiste dans ses prédictions pour 2014 en affirmant que le transport de brut par chemin de fer allait grimper à environ 700 000 bpj avant 2016, elle adopte une vision beaucoup plus conservatrice dans son rapport de prévisions annuel de 2015. Plus précisément,

⁴⁰⁹ Pembina Institute, *Energy East Consultation and Review: Submission on Final Technical Reports* (Briefing note prepared for the Ontario Energy Board), February 24, 2015, pages 8-9, <http://www.rds.ontarioenergyboard.ca/webdrawer/webdrawer.dll/webdrawer/rec/478555/view/>.

⁴¹⁰ Navius Research Inc. *Discussion Paper: Greenhouse Gas Emissions Resulting from the Energy East Pipeline Project - A Global Oil Market and Transportation Analysis*, 8 janvier 2015, p. 31. www.ontarioenergyboard.ca/html/oebenergyeast/resources_fr.cfm#_VruJ6f4UXcu.

⁴¹¹ Ibid, pp. 31-32.

⁴¹² Pembina Institute, *Energy East Consultation and Review: Submission on Final Technical Reports* (Briefing note prepared for the Ontario Energy Board), February 24, 2015, p. 9.

⁴¹³ Claudia Cattaneo, "Oil-by-rail shipments from Western Canada to triple in next two years amid pipeline crunch," National Post, June 9, 2014, http://business.financialpost.com/news/energy/canadas-oil-industry-cuts-long-term-production-growth-forecast-to-4-8m-bpd?_lsa=637e-ff0b.

⁴¹⁴ Canadian Association of Petroleum Producers, *Crude Oil Forecast, Markets and Transportation 2015*, June 2015, p. 32, <http://www.capp.ca/~media/capp/customer-portal/publications/264673.pdf>.

l'ACPP prévoit que si le pipeline de Keystone XL n'était pas construit, le volume de pétrole brut transporté par ligne ferroviaire pourrait atteindre de 500 000 à 600 000 bpj d'ici 2018⁴¹⁵. Comme ce n'est que deux ans avant la date de mise en service prévue du pipeline d'Énergie Est, nous avons de la difficulté à croire que les volumes de brut transportés par voie ferrée puissent même atteindre 1,1 million de barils par jour d'ici 2020.

L'ACPP prévoyait également que le transport de brut par ligne ferroviaire atteindrait 200 000 bpj avant la fin de 2015⁴¹⁶, mais dans un plus récent rapport, l'Office national de l'énergie (ONÉ) indique que le volume total de brut transporté par chemin de fer (intérieur et exporté combinés) était de 173 000 bpj seulement en 2015, soit une baisse de 12 % par rapport à 2014⁴¹⁷. Fait intéressant, l'ONÉ déclare que « ce repli tient en grande partie au fait que les bas prix ont rendu le transport ferroviaire moins intéressant sur le plan économique⁴¹⁸ ».

Si 173 000 barils de pétrole brut par jour ont été transportés par voie ferrée en 2015, il faudrait multiplier l'utilisation de ce mode de transport par 14 pour que la prédiction (2,4 millions de barils par jour d'ici 2035) de Navius se concrétise. Étant donné l'ampleur de la croissance requise et la faiblesse des récentes prédictions concernant le transport de brut par chemin de fer, nous nous demandons si une telle expansion est raisonnable.

Nous ne sommes pas les seuls à douter de la capacité du transport ferroviaire de remplacer le transport par pipeline si le pipeline d'Énergie Est n'est pas construit. Dans son rapport de mars 2016 intitulé *Avenir énergétique du Canada en 2016*, l'Office national de l'énergie a étudié un scénario appelé le « scénario de capacité limitée », dans lequel aucun des grands projets de pipeline proposés au cours des dernières années [dresser la liste] ne serait construit⁴¹⁹. Voici une de ses conclusions :

« Même si les exportations de pétrole brut par chemin de fer dans le scénario de capacité limitée ne dépassent guère la capacité estimative des terminaux de transbordement en place dans l'Ouest canadien, il reste que ces

⁴¹⁵ Ibid.

⁴¹⁶ Canadian Association of Petroleum Producers, *Crude Oil Forecast, Markets and Transportation 2015*, June 2015, p. 32, <http://www.capp.ca/~media/capp/customer-portal/publications/264673.pdf>.

⁴¹⁷ Office national de l'énergie, *Dynamique du marché de l'énergie au Canada, février 2016*, p. 5, <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/dnmc/2015/2015nrgdnmc-fra.pdf>.

⁴¹⁸ Ibid.

⁴¹⁹ Office national de l'énergie, *Avenir énergétique du Canada en 2016*, 2016, p.103, <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/ft/2016/2016nrgftr-fra.pdf>.

exportations sont quatre fois plus élevées que les volumes transportés par ce mode jusqu'à maintenant au pays. Les services de transport ferroviaires devront augmenter considérablement si l'on veut satisfaire les besoins prévus. Les engorgements pour le transport et dans les terminaux, la pénurie de wagons-citernes et la concurrence des autres produits à transporter sont au nombre des problèmes éventuels. L'accroissement de la capacité de transport par rail pour acheminer ces volumes constitue une incertitude. » (c'est nous qui soulignons)⁴²⁰

Deuxièmement, l'Institut Pembina critique l'opinion exposée par Navius Research dans son rapport selon laquelle la capacité de chargement ferroviaire de pétrole brut dans l'Ouest canadien augmenterait rapidement, ce qui permettrait de transporter une plus grande quantité de pétrole brut sans utiliser de pipelines⁴²¹. Navius citait les prédictions de l'ACPP pour 2014 et déclarait que la capacité de chargement ferroviaire de pétrole brut commencerait à grimper rapidement, de façon telle qu'« entre 2013 et 2016, elle passerait de 200 000 à 1 400 000 barils par jour⁴²² ». Toutefois, la capacité ferroviaire dans l'Ouest du pays était de 1 075 000 bpj⁴²³ en février 2016, nettement inférieure à la prévision sur laquelle s'était fondée Navius Research dans son étude.

Fait intéressant, Navius n'a pas du tout tenu compte d'une autre grande contrainte logistique au transport de brut par voie ferrée vers l'Est du pays, à savoir, la capacité des terminaux ferroviaires de l'Est à décharger le pétrole brut reçu de l'Ouest. Il s'agit d'une pièce essentielle de casse-tête et nous examinerons cette critique un peu plus loin dans notre analyse, dans nos critiques additionnelles.

Troisièmement, l'Institut Pembina critique le fait que l'étude de Navius soit fondée sur des prix du pétrole qui ne reflètent pas la tendance à la baisse des prix⁴²⁴. Navius Research a admis la lacune de son approche pour l'estimation des émissions de GES du projet d'Énergie Est lors de sa présentation à la séance du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) le 16 mars (en soirée). Plus précisément, la

⁴²⁰ Ibid, p. 110.

⁴²¹ Pembina Institute, *Energy East Consultation and Review: Submission on Final Technical Reports* (Briefing note prepared for the Ontario Energy Board), February 24, 2015, p. 9.

⁴²² Navius Research Inc. *Discussion Paper: Greenhouse Gas Emissions Resulting from the Energy East Pipeline Project - A Global Oil Market and Transportation Analysis*, 8 janvier 2015, p. 33.

⁴²³ Office national de l'énergie, « Les données estimatives sur les déplacements ferroviaires de brut canadien indiquent un sommet en octobre 2015, correspondant plus ou moins au quart de la capacité de chargement totale », février 2016, <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/prcstrdrctcl/qtrtlprcpdts/ftrrtcl/2016-02-01cndncrdrl-fra.html>.

⁴²⁴ Pembina Institute, *Energy East Consultation and Review: Submission on Final Technical Reports* (Briefing note prepared for the Ontario Energy Board), February 24, 2015, p. 9.

société a déclaré qu'elle regrettait de ne pas avoir tenu compte d'un scénario de prix faibles dans son analyse⁴²⁵. Cette lacune diminue de façon importante la pertinence et l'exactitude de son rapport. Il va sans dire que le prix du pétrole est un facteur déterminant du comportement actuel et futur des marchés et du transport du pétrole brut, et le marché est enlisé dans une période de prix du pétrole faibles depuis le milieu de l'année 2014⁴²⁶.

Lors de la séance du BAPE le 16 mars, Navius Research a indiqué que les émissions de GES d'Énergie Est pourraient en fait être plus importantes que celles dont elle fait état dans sa première étude pour la Commission de l'énergie de l'Ontario, si les prix du pétrole augmentaient « légèrement »⁴²⁷.

« Et finalement, si les prix du pétrole augmentent légèrement d'ici 2019, il est possible que les impacts soient plus élevés. On s'approche à ce moment-là d'une situation dans laquelle il y aurait quelques ressources marginales des sables pétrolifères qui deviendraient rentables en raison de l'approbation du pipeline. » [Traduction textuelle fournie par le BAPE⁴²⁸]

Malheureusement, Navius n'a pas précisé quelle serait l'ampleur des émissions de GES d'Énergie Est advenant une « légère » augmentation des prix du pétrole. Selon nous, cette question revêt une grande importance, car les meilleurs analystes ont tendance à penser que les prix du pétrole pourraient augmenter dans une certaine mesure, mais loin des niveaux que nous avons connus dans le passé (p. ex. lorsque le prix du pétrole était à 100 \$ le baril), et loin de ce qui pourrait être considéré comme une « reprise » crédible⁴²⁹.

En plus d'approuver les critiques de l'Institut Pembina relatives à l'étude sur les émissions de GES d'Énergie Est de Navius Research, nous ajouterons plusieurs critiques additionnelles.

Premièrement, les producteurs de sables bitumineux ne peuvent pas justifier de nouveaux projets d'exploitation minière ou d'extraction *in situ* dont le transport ferroviaire est le seul ou le principal mode de transport du pétrole brut de l'Ouest

⁴²⁵ BAPE, session 16 mars, soirée, verbatim, p. 18,

http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/DT12.pdf.

⁴²⁶ Office national de l'énergie, *Avenir énergétique du Canada en 2016*, 2016, p.14, <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/fttr/2016/2016nrgfttr-fra.pdf>.

⁴²⁷ BAPE, session 16 mars, soirée, verbatim, p. 23,

http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/DT12.pdf.

⁴²⁸ Ibid.

⁴²⁹ See ex. Rusty Brazier, "Are we there yet? -- What \$40/bbl means to crude oil markets," RBN Energy, 23 March, 2016, <https://rbnenergy.com/are-we-there-yet-what-40-bbl-means-to-crude-oil-markets>.

canadien sur le marché. En octobre 2015, Oil Change International a réalisé une étude approfondie des prix au seuil de rentabilité pour un certain nombre de projets de production de sables bitumineux qui sont encore au stade de la planification. La conclusion de cette étude était que le transport de brut par chemin de fer « n'était pas une option assez viable pour que les producteurs investissent des milliards de dollars dans de nouveaux projets de production de sables bitumineux⁴³⁰ ».

Deuxièmement, comme nous l'avons mentionné, bien que Navius ait tenu compte de l'incidence d'une capacité de chargement de pétrole brut accrue dans les terminaux ferroviaires de l'Ouest, elle n'a pas tenu compte d'une autre question tout aussi importante sinon plus, soit la capacité de déchargement des terminaux ferroviaires dans l'Est⁴³¹. Le chargement ne représente qu'une face de la médaille : les terminaux ferroviaires doivent être dotés d'installations de déchargement spécialisées pour décharger le pétrole brut des wagons-citernes avant de l'acheminer vers les raffineries, les installations d'entreposage ou les terminaux d'exportation.

Dans l'Est du pays, les capacités de déchargement de wagons-citernes de pétrole brut dans les raffineries et dans d'autres installations sont plutôt limitées à l'heure actuelle, avec environ 321 000 bpj, comme le montre le tableau suivant.

Propriétaire de l'installation ferroviaire	Emplacement	Capacité de déchargement actuelle
Suncor	À la raffinerie, Montréal (Québec)	40 000 bpj ⁴³²
Kildair (pour Suncor)	Au terminal portuaire, Sorel-Tracy (Québec)	36 000 bpj ⁴³³

⁴³⁰ Oil Change International, Lockdown: The End of Growth in the Tar Sands, October 2015, p. 23, http://priceofoil.org/content/uploads/2015/10/Lockdown_Final.pdf. A summary of the report in French is available here: http://priceofoil.org/content/uploads/2015/10/lockdown_FR_Exec_Sum.pdf

⁴³¹ Navius Research Inc. *Discussion Paper: Greenhouse Gas Emissions Resulting from the Energy East Pipeline Project - A Global Oil Market and Transportation Analysis*, 8 janvier 2015, www.ontarioenergyboard.ca/html/oebenergyeast/resources_fr.cfm#.VruJ6f4UXcu.

⁴³² Suncor, "Q4 Investor Presentation" Mars 2016, p.22, <http://www.suncor.com/~media/Files/PDF/Investor%20Centre/Presentations%20and%20Key%20Dates/Investor%20Relations%20Presentations/Q4%20Suncor%20Investor%20Presentation%20-%20Updated%20March%202016.ashx?la=en-CA>.

⁴³³ Kildair Service, "F.A.Q." mai 2004, <http://kildair.com/fra/faq.html>.

Valero	À la raffinerie, Lévis (Québec)	60 000 bpj ⁴³⁴
Irving Oil	À la raffinerie, Saint John (Nouveau-Brunswick)	185 000 bpj ⁴³⁵
		Total de 321 000 bpj pour l'Est du Canada

À notre connaissance, ces trois raffineries ne prévoient pas agrandir leurs installations de déchargement de wagons-citernes, mais un nouveau projet d'installation de déchargement de wagons-citernes de pétrole brut lourd a été proposé pour Belledune, au Nouveau-Brunswick⁴³⁶. D'après les renseignements obtenus de l'entreprise, cette installation pourrait recevoir un maximum de 240 wagons-citernes par jour⁴³⁷. Comme ce projet vise le transport de brut lourd et que les wagons-citernes peuvent transporter de 500 à 525 barils de brut lourd par jour⁴³⁸, l'installation aurait une capacité de déchargement ferroviaire potentielle de 120 000 barils par jour.

Si l'on combine la capacité de déchargement ferroviaire potentielle de la nouvelle installation de Belledune et la capacité actuelle dans l'Est du Canada, la capacité de déchargement totale du pétrole brut transporté par chemin de fer dans l'Est du pays passerait à 447 000 barils par jour. Nous sommes loin de la capacité requise pour décharger les 1,1 million de barils par jour que prévoit transporter Énergie Est.

Troisièmement, il est clair que de tout le pétrole brut chargé dans l'Ouest canadien, seulement une partie est susceptible d'être destinée aux provinces de l'Est, car la

⁴³⁴ Nia Williams, "Enbridge's Line 9 oil pipeline to displace foreign crude in Quebec" Reuters, 1 octobre 2015, <http://www.reuters.com/article/canada-pipeline-montreal-idUSL1N1211Z320151001>.

⁴³⁵ Reuters, "Irving Oil adding 40,000 bpd crude-by-rail Alberta loading capacity" 29 novembre 2013, <http://ca.reuters.com/article/idCAL2N0JE0W720131129>. We include the 40,000 bpd of heavy crude offloading capacity here to be conservative: it was mentioned in a number of media reports that Irving Oil intended to add this specialized capacity, but we have not yet been able to verify that construction of the additional capacity beyond 145,000 bpd was actually completed.

⁴³⁶ Chaleur Terminals Inc., Feuillette d'information, sans date, <http://www.chaleurterminals.com/wp-content/uploads/2014/11/Chaleur-Terminals-Fact-Sheet-French-w.pdf>.

⁴³⁷ Ibid.

⁴³⁸ Canadian Association of Petroleum Producers, *Crude Oil Forecast, Markets and Transportation 2015*, June 2015, p. 33, <http://www.capp.ca/~media/capp/customer-portal/publications/264673.pdf>.

principale destination du bitume dilué des sables bitumineux de l'Alberta sera le golfe du Mexique⁴³⁹. Ensemble, les raffineries du golfe du Mexique traitent plus de pétrole brut lourd que n'importe où ailleurs dans le monde. En effet, le Mexique traitait plus de deux millions de barils par jour en 2014⁴⁴⁰. De ce fait, le golfe du Mexique est le marché le plus important et le plus intéressant pour les producteurs de sables bitumineux canadiens, et c'est pourquoi les discussions sur l'augmentation du transport de brut par chemin de fer tournent souvent autour de l'idée de compléter la capacité actuelle des pipelines qui se rendent au golfe par le transport ferroviaire⁴⁴¹. Plus précisément, l'idée serait d'utiliser le transport ferroviaire pour compenser (en partie) la perte de capacité des pipelines qui se rendent au golfe depuis l'annulation du projet Keystone XL. Or, si le transport par pipeline devait être partiellement remplacé par le transport ferroviaire, il est beaucoup plus probable que ce soit dans le Sud que dans l'Est. Autrement dit, il est beaucoup plus probable que le transport ferroviaire soit utilisé pour transporter le brut de l'Alberta jusqu'au golfe du Mexique que pour transporter le brut lourd jusque dans l'Est du pays, car la capacité de traitement du brut lourd des raffineries de l'Est du pays est beaucoup plus faible⁴⁴².

Quatrièmement, lorsque l'écart de prix diminuera entre le pétrole brut de l'Ouest canadien et celui d'autres provenances auxquels les raffineries de l'Est ont accès, comme ce fut le cas au cours des derniers mois, les raffineries prendront les décisions les plus rentables et pourraient décider d'acheter du pétrole brut arrivant de l'autre côté de l'Atlantique ou du golfe du Mexique par navire pétrolier. Comme l'explique un ingénieur-conseil du secteur du pétrole brut : « [...] le transport du pétrole brut par chemin de fer est une option viable pour les raffineries seulement si

⁴³⁹ IHS Inc., *Supply and Market Study for Energy East Project*, September 2015, pages 31-32, Energy East Project Application Amendment, Volume 1: Amended Application, Overview, Justification and Commercial, Amendment Appendix Vol 1, https://docs.neb-one.gc.ca/LL-ENG/llisapi.dll/fetch/2000/90464/90552/2432218/2540913/2543426/2887424/A74779-15_Vol_1_Amend_Appendix_Vol_1-13_to_1-16_-_A4W7I5.pdf?nodeid=2887540&vernum=-2.

⁴⁴⁰ IHS Energy, *North America's Heavy Crude Future: Western Canadian Access, the U.S. Refining System, and Offshore Supply*, February 2015, p. 4, http://www.eenews.net/assets/2015/02/23/document_pm_02.pdf.

⁴⁴¹ See ex: Oil Change International, *Lockdown: The End of Growth in the Tar Sands*, October 2015, p. 26, http://priceofoil.org/content/uploads/2015/10/Lockdown_Final.pdf.

⁴⁴² See ex: IHS Inc., *Supply and Market Study for Energy East Project*, September 2015, p. 27, Energy East Project Application Amendment, Volume 1: Amended Application, Overview, Justification and Commercial, Amendment Appendix Vol 1, https://docs.neb-one.gc.ca/LL-ENG/llisapi.dll/fetch/2000/90464/90552/2432218/2540913/2543426/2887424/A74779-15_Vol_1_Amend_Appendix_Vol_1-13_to_1-16_-_A4W7I5.pdf?nodeid=2887540&vernum=-2.

le coût de livraison est inférieur à celui d'autres modes de transport⁴⁴³ ». Les décisions d'achat de brut de la raffinerie Irving illustrent bien cette dynamique. En août dernier, Irving a déclaré qu'elle avait cessé d'importer du pétrole brut transporté par voie ferrée depuis Bakken aux États-Unis afin de se procurer du brut moins coûteux auprès de fournisseurs outremer⁴⁴⁴. En fait, Irving a affirmé qu'elle continuerait de s'approvisionner auprès de fournisseurs étrangers, même si le pipeline d'Énergie Est lui donnait accès au pétrole brut de l'Ouest canadien⁴⁴⁵.

Cinquièmement, plusieurs expéditeurs se partagent les lignes ferroviaires sur lesquelles le pétrole brut fait concurrence à d'autres marchandises. Dans son rapport de 2014 sur le transport ferroviaire du brut au Canada, l'Association canadienne des producteurs pétroliers faisait remarquer ceci :

« [...] au fur et à mesure que la demande pour ce mode de transport augmente, le nombre de voies ferrées disponibles pourrait devenir une contrainte, car le CN et le CP doivent partager le trafic sur leurs voies ferrées et sur celles d'autres sociétés. De plus, les sociétés se disputent les voies pour le transport d'autres marchandises⁴⁴⁶. »

L'ACPP cite les données de l'American Association of Railroads et déclare qu'en 2012, le transport de pétrole brut représentait 0,8 % seulement de tout le trafic ferroviaire⁴⁴⁷. Cela veut dire que presque tout le reste de la capacité ferroviaire sert déjà au transport d'autres marchandises. Il y a clairement une lutte pour l'utilisation des voies ferrées au Canada également et celle-ci peut constituer un obstacle direct au transport ferroviaire de grandes quantités de pétrole brut. L'Office national de l'énergie fait remarquer que pour garantir le transport du grain à délai de livraison critique à la suite d'une récolte record dans les Prairies en 2014,

⁴⁴³ John Auers, Vice President, Turner, Mason & Company, as reported in: Genscape, *Crude-by-rail Evolves into Permanent Midstream Fixture*, October 2015, p. 5, <http://info.genscape.com/crude-by-rail-evolves-white-paper-2015>.

⁴⁴⁴ Chester Dawson and Carolyn King, "Canada's Largest Refinery Shifts from Bakken Shale Oil to Brent Crudes," Wall Street Journal, August 20, 2015, <http://www.wsj.com/articles/irving-oil-to-invest-in-turnaround-project-at-saint-john-refinery-1440080588>.

⁴⁴⁵ Claudia Cattaneo, "Irving Oil's president says it would keep Saudi imports even if Energy East goes ahead," National Post, April 12, 2016, <http://business.financialpost.com/news/energy/irving-oils-president-says-it-would-keep-saudi-imports-even-if-energy-east-goes-ahead>.

⁴⁴⁶ Canadian Association of petroleum producers, *Transporting Crude Oil by rail in Canada*, 2014, p.11, <http://www.capp.ca/~media/capp/customer-portal/documents/242427.pdf>.

⁴⁴⁷ Ibid.

le gouvernement fédéral a rendu une ordonnance garantissant un minimum de 11 000 wagons à grain par semaine⁴⁴⁸.

⁴⁴⁸ Office national de l'énergie, « Les données estimatives sur les déplacements ferroviaires de brut canadien indiquent un sommet en octobre 2015, correspondant plus ou moins au quart de la capacité de chargement totale », février 2016, <https://www.nerb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/prestrdrctl/qtrlrprepdts/ftrrtcl/2016-02-01cndncrdrl-fra.html>.

4 ÉNERGIE EST N'EST PAS SOCIALEMENT ACCEPTABLE

4.1 OPPOSITION AU SEIN DE LA POPULATION

Sondages, mobilisations citoyennes, manifestations, résolutions municipales, les exemples ne manquent pas pour démontrer qu'il n'y a pas d'acceptabilité sociale pour ce projet au Québec et que les Québécois supportent massivement le développement des énergies vertes et la lutte contre les changements climatiques.

4.1.1 UNE MAJORITÉ DE QUÉBÉCOIS OPPOSÉE À ÉNERGIE EST

Une enquête menée par des chercheurs de l'Université de Montréal en octobre 2014 a révélé que seulement un tiers des Québécois sont favorables à Énergie Est⁴⁴⁹. Un autre sondage effectué au Québec par SOM (novembre 2015) démontre que 57% des Québécois, s'opposent au projet de TransCanada⁴⁵⁰. Un récent sondage, publié en mars 2016, par Ekos research associates inc. pour la CBC, révèle également que 62% des québécois s'opposent à la construction de l'oléoduc Énergie est.⁴⁵¹ Dans la région de Montréal, le rejet est encore plus évident. Aussi, mentionnons les résultats du questionnaire en ligne mené par la CMM, pas moins de 96% des 4000 répondants considéraient que le projet de TransCanada n'est pas nécessaire et 100% favorisaient la réduction de notre consommation de pétrole et le développement de solutions alternatives à l'expansion des sables bitumineux⁴⁵².

4.1.2 LES QUÉBÉCOIS APPUI LA PROTECTION DU CLIMAT ET LE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES VERTES

Un autre sondage réalisé en avril 2015 a révélé que 71% des Québécois croient que la protection du climat est plus importante que la construction d'Énergie

⁴⁴⁹ Université de Montréal. (2014, 20 novembre). *Sondage international : les Québécois refusent Énergie Est alors que les Américains accueillent Keystone XL*. [Communiqué]. Récupéré de <http://www.nouvelles.umontreal.ca/recherche/sciences-sociales-psychologie/20141120-sondage-international-les-quebecois-refusent-energie-est-alors-que-les-americains-accueillent-keystone-xl.html>

⁴⁵⁰ Greenpeace Canada. (2015, 26 novembre). Nouveau sondage : Six Québécois sur dix s'opposent à Énergie Est et demande la suspension de l'évaluation du projet. In Greenpeace Canada. *Salle des médias*. Récupéré de : <http://www.greenpeace.org/canada/Global/canada/pr/2015/11/Nouveau-sondage-final.pdf>

⁴⁵¹ Ekos research associates inc., (2016). *Canadian attitudes toward energy and pipelines: Survey findings*. Ottawa. p.59 (** voir les tableaux des résultats du sondage)

⁴⁵² Communauté métropolitaine de Montréal. (2015, 10 septembre). *Questionnaire en ligne – Présentation sommaire des résultats*. Récupéré de http://cmm.qc.ca/fileadmin/user_upload/documents/20150910_transcanada_resultatsQuestionnaire.pdf

Est⁴⁵³. Quelques mois plus tard, un nouveau sondage réalisé pour le Réseau action climat Canada révélait que 82% des Québécois était maintenant de cet avis.⁴⁵⁴ Ce même sondage démontre que 89% des Québécois considèrent important que le gouvernement investisse dans le secteur des énergies renouvelables. À la lumière de ces réponses, le gouvernement se doit d'entamer une transition énergétique. D'ailleurs, 63% des répondants québécois affirment qu'il est important de remplacer les énergies fossiles par des sources d'énergies renouvelables.⁴⁵⁵ Les Québécois sont préoccupés par les émissions de carbone, ainsi 60% sont en accord avec le fait que le "Canada doit limiter ces émissions au niveau indiqué par les scientifiques", "transférer les investissements vers les énergies renouvelables et limiter le développement du gaz et du pétrole au pays", contre seulement 32% qui s'y opposent⁴⁵⁶. Il révèle également que 72% des Canadiens sont d'accord pour que le gouvernement fédéral mette en place des "actions pour protéger l'environnement, même si ces actions pourraient aboutir à une augmentation des coûts en énergie et nuire à certaines industries.⁴⁵⁷ Le sondage Ekos/CBC, abonde en ce sens en révélant que 60% des Canadiens sont en accord avec le fait que le "Canada devrait supporter davantage le développement des énergies propres, et ce, malgré une hausse des coûts de l'énergie."⁴⁵⁸

⁴⁵³ Climate Action Network Canada. (2015, 7 avril). Un sondage national démontre que les Canadiens veulent du leadership sur la protection du climat. [Communiqué]. Récupéré de <http://climateactionnetwork.ca/2015/04/07/un-sondage-nationale-demonstre-que-les-canadiens-veulent-du-leadership-sur-la-protection-du-climat/>

⁴⁵⁴ Réseau Action Climat Canada. (2015, novembre). *Perspectives canadiennes sur les changements climatiques, sur l'énergie et les priorités politiques en matière d'action sur le climat et les négociations de Paris Résultats d'un sondage*. p. 19 Récupéré de : <http://climateactionnetwork-28b0.kxcdn.com/wp-content/uploads/2015/11/PerspectivesCanadiennesSurLesChangementsClimatiquesSurLEnergieEtLesPrioritesPolitiquesNov2015Francais.pdf>

⁴⁵⁵ Réseau Action Climat Canada. (2015, novembre). *Perspectives canadiennes sur les changements climatiques, sur l'énergie et les priorités politiques en matière d'action sur le climat et les négociations de Paris Résultats d'un sondage*. p. 14 Récupéré de : <http://climateactionnetwork-28b0.kxcdn.com/wp-content/uploads/2015/11/PerspectivesCanadiennesSurLesChangementsClimatiquesSurLEnergieEtLesPrioritesPolitiquesNov2015Francais.pdf>

⁴⁵⁶ Réseau Action Climat Canada. (2015, novembre). *Perspectives canadiennes sur les changements climatiques, sur l'énergie et les priorités politiques en matière d'action sur le climat et les négociations de Paris Résultats d'un sondage*. p. 41 Récupéré de : <http://climateactionnetwork-28b0.kxcdn.com/wp-content/uploads/2015/11/PerspectivesCanadiennesSurLesChangementsClimatiquesSurLEnergieEtLesPrioritesPolitiquesNov2015Francais.pdf>

⁴⁵⁷ Réseau action climat. (2015, 23 novembre). *Perspectives canadiennes sur les changements climatiques, sur l'énergie et les priorités politiques en matière d'action sur le climat et les négociations de Paris: Résultats d'un sondage. Ressources*. Récupéré de : <http://climateactionnetwork.ca/fr/2015/11/23/perspectives-canadiennes-sur-les-changements-climatiques-sur-lenergie-et-les-priorites-politiques-en-matiere-daction-sur-le-climat-et-les-negociations-de-paris-resultats-d/>

⁴⁵⁸ Ekos research associates inc., (2016). *Canadian attitudes toward energy and pipelines: Survey findings*. Ottawa. p.13

Le message plus que clair en faveur d'une transition vers une économie sobre en carbone que révèlent ces sondages a également été porté par les 25 000 personnes et plus qui ont pris part à la marche Action Climat en avril 2015 à Québec et qui avait comme thème « Oui au climat. Non aux sables bitumineux! »⁴⁵⁹. Quelques mois plus tard, le 29 novembre 2015 à la veille de la Conférence internationale de Paris sur les changements climatiques, une autre manifestation majeure a également rassemblé plus de 25 000 personnes à Ottawa. Les citoyens rassemblés de partout au pays désiraient interpeller les politiciens afin qu'ils entament une transition énergétique et prennent des mesures en ce sens.⁴⁶⁰

Une pétition lancée par Greenpeace et d'autres organismes environnementaux a permis à 100 000 personnes d'exiger de l'ONÉ qu'il prenne en compte les changements climatiques dans son évaluation du projet Énergie Est⁴⁶¹. Il s'agit de la plus grosse pétition ayant jamais été remise à l'ONÉ. 90 000 personnes ont aussi signé la pétition d'Équiterre contre le projet Énergie Est et l'expansion des sables bitumineux⁴⁶². Le Conseil des Canadiens, Coule pas chez nous et Environmental Defence ont aussi démarré des pétitions sur le même sujet.

Huit regroupements distincts⁴⁶³ répandus à travers le Québec se sont mis ensemble pour mettre sur pied la campagne *Coule pas chez nous* qui s'oppose à Énergie Est et diffusent de l'information sur les enjeux du transport de pétrole⁴⁶⁴. L'initiative *Doublons la mise*, lancée par Gabriel Nadeau-Dubois a permis d'amasser près de 400 000\$ en une semaine pour cette campagne financé par de petits dons de citoyens, dépassant largement l'objectif initial de 25 000\$⁴⁶⁵.

⁴⁵⁹ TVA Nouvelles. (2015, 11 avril). Marche écologique à Québec : Non au pétrole et au gaz! *TVA Nouvelles*. Récupéré de <http://tvanouvelles.ca/lcn/infos/regional/quebec/archives/2015/04/20150411-144005.html>

⁴⁶⁰ Radio-Canada. (2015, 29 novembre). Foule monstre à Ottawa pour le climat. *Huffington Post*. Récupéré de: http://quebec.huffingtonpost.ca/2015/11/29/manifestation-ottawa-clim_n_8678980.html

⁴⁶¹ 350.org. (2015, 2 février). 100,000+ Call on National Energy Board to Include Climate Change When Reviewing the Massive Energy East Pipeline. [Communiqué]. Récupéré de <http://350.org/36709/>

⁴⁶² Équiterre *et al.* (s. d.). *Non aux sables bitumineux!* [Pétition] Récupéré de <http://cauzio.org/groupe-non-sb/non-sables-bitumineux#action>

⁴⁶³ Mouvement STOP oléoduc, Regroupement vigilance hydrocarbures Québec, Pétroliques Anonymes, Prospérité sans pétrole, Coalition vigilance oléoducs, NON à une marée noire dans le St-Laurent, Alerte Pétrole Rive-Sud, Les Citoyens au Courant.

⁴⁶⁴ Coule pas chez nous. (s. d.) *L'avenir n'est pas dans les pipelines*. Récupéré de <http://www.couplepascheznous.com/>

⁴⁶⁵ Zapirain, B. (2014, 30 novembre). Campagne doublons la mise : Doublons la mise ramasse près de 400 000\$. *Journal de Montréal*. Récupéré de <http://www.journaldemontreal.com/2014/11/30/doublons-la-mise-ramasse-pres-de-400-000>

4.2 OPPOSITION AU SEIN DES MUNICIPALITÉS

L'opposition au projet est également très forte au niveau municipal. Plus de 300 municipalités du Québec se sont déjà prononcées contre le projet⁴⁶⁶. Avec les 82 municipalités de la CMM et considérant que l'Union des municipalités du Québec⁴⁶⁷ a pris position contre le projet, il y a désormais plus de 300 municipalités, représentant la moitié de la population du Québec qui rejettent le pipeline Énergie-Est.

Elles invoquent diverses raisons dont les questions de sécurité et de protection de l'environnement et le fait qu'elle préconise un modèle de développement durable plutôt qu'un développement basé sur les combustibles fossiles⁴⁶⁸. La CMM a déposé un rapport dans lequel elle exposait officiellement son opposition au projet de d'Énergie-Est et ce au nom des 82 municipalités sur son territoire. Selon son rapport, ce projet présente trop de risques pour l'environnement et les objectifs de réduction des gaz à effet de serres du Québec nécessitent des mesures importantes alors que ce l'oléoduc d'Énergie-Est contribuerait à accroître les émissions de GES. Du même coup, malgré tous ces risques, les retombées économiques seraient trop minimes pour le Québec.⁴⁶⁹ Plusieurs rapports présentés à la Communauté Métropolitaine de Québec (CMQ) présentaient les risques de l'oléoduc Énergie Est sur l'ensemble de son territoire. Ainsi, Des préoccupations importantes ont été exprimées en lien avec ces rapports à la CMQ⁴⁷⁰, dont le fait que le pire scénario de déversement utilisé par TransCanada pour la rivière Etchemin a été jugé trop "optimiste" et que les évaluations de la qualité de l'eau ont été remises en doute. Au nom de la Ville de Lévis, le maire Gilles Lehoullier s'est dit totalement opposé au projet, suite aux résultats de ces rapports. Les risques pour la population sont trop

⁴⁶⁶ Voir l'annexe.

⁴⁶⁷ Communiqué de l'UMQ Transport de pétrole : non à Oléoduc Énergie Est, un BAPE pour Chaleur Terminals, 27 novembre 2015: <http://www.newswire.ca/fr/news-releases/reunion-du-conseil-dadministration-de-lumq---le-monde-municipal-fort-et-solidaire-face-aux-chantiers-majeurs-a-venir-556033611.html>

⁴⁶⁸ Ville de Laval. (2015). *Projet Oléoduc Énergie Est de TransCanada : Mémoire de la ville de Laval*. Récupéré de http://www.ledevoir.com/documents/pdf/memoire_laval.pdf, p. 3.

⁴⁶⁹ Communauté métropolitaine de Montréal. 2015. *Rapport de consultation publique de la commission de l'environnement: Projet oléoduc Énergie-Est TransCanada*. p. 5 Récupéré de : http://cmm.qc.ca/fileadmin/user_upload/documents/20160121_transCanada_RapportConsultation.pdf

⁴⁷⁰ Radio-Canada. (2016, 24 mars). Les effets du projet Énergie-Est inquiètent la CMQ. *Ici Radio-Canada*. Récupéré de : <http://ici.radio-canada.ca/regions/quebec/2016/03/24/001-cmq-rapports-energie-est-preoccupations-impacts.shtml>

importants. Selon le maire, « la Ville de Lévis n'aurait jamais été en mesure de brancher 50 000 personnes à une nouvelle source d'eau en peu de temps ».⁴⁷¹

4.2.1 OPPOSITION À UN TERMINAL D'EXPORTATION DU PÉTROLE AU QUÉBEC

Le projet de terminal maritime à Cacouna a lui aussi suscité de vives réactions de la part des Québécois. 71% de ceux-ci s'étaient prononcés contre ce projet en novembre 2014⁴⁷². Ce même sondage avait révélé la volonté claire des Québécois (87%) que le Québec se dote du pouvoir de refuser un tel projet. Plus de 52 000 personnes ont signé la pétition de Nature Québec contre ce projet⁴⁷³ alors que plus de 26 000 personnes ont signé celle de Greenpeace et la Fondation David Suzuki⁴⁷⁴. Plus de 2500 personnes se sont aussi rendues à Cacouna en octobre 2014 pour manifester leur désaccord⁴⁷⁵. Cette mobilisation a porté fruit et cette portion du projet est aujourd'hui abandonnée⁴⁷⁶. C'est une victoire à souligner, mais le promoteur laisse encore entendre qu'il serait prêt à exporter jusqu'à 270 000 barils par jour à partir du Québec⁴⁷⁷. Des milliers manifestants se sont rassemblés en octobre 2014 pour s'opposer au transbordement des hydrocarbures d'Alberta par le port de la ville de Sorel d'où de 20 à 30 pétroliers de plus partiront vers l'étranger.⁴⁷⁸ Ces citoyens se sont donc rassemblés pour faire valoir leur opposition à «la transformation du fleuve Saint-

⁴⁷¹ Cloutier, P. (2016, 24 mars). Lévis ferme la porte au pipeline. In La Presse. *Le Soleil*. Récupéré de : <http://www.lapresse.ca/le-soleil/actualites/environnement/201603/24/01-4964164-levis-ferme-la-porte-au-pipeline.php>

⁴⁷² Greenpeace et al. (2014, 21 novembre). *NOUVEAU SONDAGE SOM SUR ÉNERGIE EST : 71 % des Québécois sont en désaccord avec le terminal de Cacouna, 87 % croient que c'est à Québec de décider*. [Communiqué]. Récupéré de <http://www.greenpeace.org/canada/Global/canada/pr/2014/11/sondageBeluga.pdf>

⁴⁷³ Nature Québec. (2014). *Nos bélugas de l'estuaire sont en danger. Levons-nous pour les protéger!* Récupéré de <http://www.sauvonsnosbelugas.com/>

⁴⁷⁴ <http://action2.davidsuzuki.org/fr/belugas>

⁴⁷⁵ Pelletier, M. (2014, 11 octobre). Plus de 1 000 personnes manifestent contre le projet pétrolier à Cacouna. *InfoDimanche*. Récupéré de <http://www.infodimanche.com/actualites/actualite/184105/plus-de-1-000-personnes-manifestent-contre-le-projet-petrolier-a-cacouna>

⁴⁷⁶ Shields, A. (2015, 3 juillet). TransCanada abandonne Cacouna Le projet Énergie Est est toujours bien vivant. *Le Devoir*. Récupéré de <http://www.ledevoir.com/environnement/actualites-sur-l-environnement/431533/transcanada-abandonne-cacouna>

⁴⁷⁷ Shields, A. (2016, 18 mars). TransCanada songe toujours à construire un port au Québec. *Le Devoir*. Récupéré de : <http://www.ledevoir.com/environnement/actualites-sur-l-environnement/465778/transcanada-songe-toujours-a-construire-un-port-au-quebec>

⁴⁷⁸ Myles, B. (2014, 27 octobre). L'opposition au transport de pétrole s'amplifie. *Le Devoir*. Récupéré de : <http://www.ledevoir.com/environnement/actualites-sur-l-environnement/422174/transport-sur-le-saint-laurent-l-opposition-au-petrole-sa-s-amplifie>

Laurent en plaque tournante de l'exportation des sables bitumineux» qui mettrait à risque cet important écosystème.⁴⁷⁹

4.3 OPPOSITION AU SEIN DES PREMIÈRES NATIONS

L'opposition des premières nations est de plus en plus importante et les différentes communautés se regroupent pour dénoncer publiquement le projet de TransCanada et elles s'allient d'un océan à l'autre contre l'exploitation pétrolière.

Ainsi, le Caucus Iroquois, regroupant les nations Mohawks de Akwesasne, Kahnawake, Kahnésatake, Oneida, Six Nations of the Grand River, Tyendinaga et Wahta situées au Québec et en Ontario, a annoncé publiquement le 28 janvier 2016 que les communautés « sont unanimes dans leur opposition au projet d'oléoduc d'Énergie-Est pour sauvegarder leurs territoires, de leurs peuples et de leurs cultures des risques posés par ce dangereux projet ». ⁴⁸⁰⁴⁸¹ L'Assemblée des Premières Nations Québec-Labrador (APNQL), l'Assemblée des Chefs du Manitoba (ACM) et l'Union des Chefs Indiens de la Colombie-Britannique (UCICB) ont contacté le premier ministre canadien Justin Trudeau pour lui demander des changements dans les processus d'évaluation des projets tels qu'Énergie-Est et Kinder Morgan. Ils soutiennent que les processus d'évaluation par l'ONÉ sont biaisés en raison des lois mises en place par le gouvernement Harper qui facilitent l'acceptation des projets.⁴⁸² Ce communiqué fait suite à une résolution adoptée le 30 septembre 2015 par l'Union of British Columbia Indian Chiefs dans laquelle elle appuie l'ensemble des «premières nations du pays affectées par les projets de sables bitumineux et les premières nations opposées à l'oléoduc d'Énergie Est ». ⁴⁸³

⁴⁷⁹ Ratthé, P. (2014, 27 octobre). Manifestation contre le pétrole bitumineux à Sorel-Tracy. In *La Presse. Le Soleil*. Récupéré de :

http://www.lapresse.ca/le-nouvelliste/actualites/environnement/201410/27/01-4812887-manifestation-contre-le-petrole-bitumineux-a-sorel-tracy.php?utm_categorieinterne=traficdrivers&utm_contenuinterne=cyberpresse_lire_aussi_4812700_article_POS1

⁴⁸⁰ Shields, A., (2016, 28 Janvier). Le caucus iroquois vient grossir les rangs de l'opposition au projet. *Le Devoir*. Récupéré de : <http://www.ledevoir.com/environnement/actualites-sur-l-environnement/461506/le-caucus-iroquois-vient-grossir-les-rangs-de-l-opposition-au-projet>

⁴⁸¹ Iroquois Caucus. (2016, 28 janvier). *Iroquois Caucus Address the Energy East pipeline*. Ottawa. 1p.

⁴⁸² Le courrier Parlementaire. (2016, 29 janvier). Projet Énergie Est: Insatisfaction des premières nations. Message au gouvernement. Récupéré de : <http://actualitegouvernementale.ca/article/insatisfaction-des-premieres-nations>

⁴⁸³ Grand Chief Stewart Philip, Président de l'U.B.C.I.C. (2015, 30 septembre). *RE: Support for Strategy Discussions among First Nations impacted by Tar Sands Projects and First Nations Opposed to Energy East Pipeline and Tankers Proposal*, Résolution 2015-41. Adoptée par l'Union of British Columbia Indian Chiefs, Musquam Territory, Vancouver. 2 p.

Déjà en Juin 2015, le Conseil Mohawks de Kanesatake, joint à l'Alliance Yinka Dene des Premières Nations de la Colombie-Britannique opposé au projet Northern Gateway⁴⁸⁴, a été convaincu de rejeter vivement Énergie Est en raison des dangers de déversement qui menacent leurs terres et leurs eaux⁴⁸⁵. Le Conseil pointe aussi le grave manque de légitimité des processus d'évaluation fédéral et provincial qui ne permettent pas de considérer comme il se doit l'impact climatique global du projet et les conséquences de l'exploitation des sables bitumineux sur la santé des populations autochtones d'Alberta⁴⁸⁶. Au même moment, l'Assemblée des Premières Nations Québec-Labrador (APNQL) adoptait la «Résolution en support à la position sur Énergie Est de Kanesatake » par laquelle est officialisait son appui au Conseil Mohawk de Kanesatake dans sa position sur le projet et demande au gouvernement de veiller au respect des droits autochtones, sans toutefois avoir pris officiellement position en ce moment⁴⁸⁷. Puis, le 9 mars 2016, le Conseil des Mohawks de Kanesatake a réitéré son opposition au projet Énergie Est dans une lettre adressée au premier Ministre Philippe Couillard dans laquelle il rappelle que le passage du pipeline sur les terres de la communauté de Kanasetake enfreint les traités et leurs droits constitutionnels en plus de présenter des risques trop importants pour l'environnement. Il reproche également au gouvernement de ne pas avoir consulté les premières nations par rapport au projet Énergie Est et avant d'émettre des permis d'autorisation à TransCanada, contrairement à ses devoirs constitutionnels. Toutefois, il dit vouloir travailler de concert avec le gouvernement pour édifier une économie propre et juste, et ainsi « démontrer un véritable leadership au Canada en matière de climat. »⁴⁸⁸ Dans la même période, le chef de l'APNQL Ghislain Picard a affirmé que la persistance du gouvernement québécois et de TransCanada à ne pas consulter les premières nations dans le cadre de l'évaluation du projet ainsi qu'à brimer leur droits fondamentaux pourrait entraîner l'opposition ferme et unanime

⁴⁸⁴ Grand Chief Serge Simon. (2015, 17 juin). *Les Mohawks de Kanesatake affrontent Énergie Est avec l'appui des Chefs du Québec*. [Communiqué de presse]. Récupéré de <http://www.westmeetseast.ca/wp-content/uploads/2015/06/FINAL-communiqu%C3%A9-Kanesatake-EE.pdf>

⁴⁸⁵ Grand Chief Serge Simon. (2015, 17 juin). *Les Mohawks de Kanesatake affrontent Énergie Est avec l'appui des Chefs du Québec*. [Communiqué de presse]. Récupéré de <http://www.westmeetseast.ca/wp-content/uploads/2015/06/FINAL-communiqu%C3%A9-Kanesatake-EE.pdf>

⁴⁸⁶ Grand Chief Serge Simon. (2015, 17 juin). *Les Mohawks de Kanesatake affrontent Énergie Est avec l'appui des Chefs du Québec*. [Communiqué de presse]. Récupéré de <http://www.westmeetseast.ca/wp-content/uploads/2015/06/FINAL-communiqu%C3%A9-Kanesatake-EE.pdf>

⁴⁸⁷ Picard, Ghislain, Chef de l'APNQL. (2015, 10 juin). *Resolution in support of Kanesatake's position on Energy East*. Résolution no.14/2015. adoptée par l'Assemblée des Premières Nations Québec-Labrador. Communauté innu d'Essipit. 2 p.

⁴⁸⁸ Grand Chief Serge 'Otsi' Simon. (2016, 9 mars). *Re : Permitting for TransCanada's Energy East project without consulting the Mohawk Council of Kanesatake*. Letter to Premier Couillard by Mohawk Council of Kanesatake re Energy East. Kanesatake Mohaw Territory. 7p.

de toutes des premières nations envers le projet⁴⁸⁹. Le Conseil mohawk de Kahnawake, a quant à lui dénoncé les délais serrés et le manque de support financier de l'ONÉ qui limitent grandement les capacités des communautés autochtones de conduire leurs propres études techniques pour participer aux consultations.⁴⁹⁰ Il en est de même pour le conseil traditionnel de Wendake qui, inquiète du trajet de l'oléoduc sur ses terres ancestrales près du fleuve St-Laurent, s'oppose au projet Énergie Est.⁴⁹¹

En Ontario, à l'instar de son pendant québécois, les chefs autochtones ont exigé que le processus d'évaluation de l'ONÉ soit suspendu tant et aussi longtemps que l'organisme ne remplissait pas son devoir de consultation des Premières Nations⁴⁹²⁴⁹³. Les chefs ont dénoncé le manque de transparence et le fait que l'ONÉ refuse de transmettre des informations aux communautés.⁴⁹⁴

4.4 OPPOSITION AUX PROJETS DE PIPELINE BITUMINEUX EN AMÉRIQUE DU NORD ET DANS LE MONDE

L'opposition au projet dépasse les frontières du Québec. Au Nouveau-Brunswick, les citoyens sont mobilisés autour de la protection de la Baie de Fundy qui abrite un écosystème marin unique et d'importance pour la protection des oiseaux et des mammifères marins⁴⁹⁵. Au cours des dernières années nous avons vu les États-Unis, Canadiens et les communautés autochtones se mobiliser avec succès pour bloquer d'autres projets d'expansion des sables bitumineux.

⁴⁸⁹ Shields, A. (17 mars 2016). La colère gronde chez les autochtones. In Actualité sur l'environnement. *Le Devoir*. Récupéré de : <http://www.ledevoir.com/environnement/actualites-sur-l-environnement/465736/energie-est-la-colere-gronde-chez-les-autochtones>

⁴⁹⁰ Curtis, C. (2015, 27 juillet). Duty to consult: First Nations to weigh in on Energy East pipeline project. *Montreal Gazette*. Récupéré de <http://montrealgazette.com/news/duty-to-consult-first-nations-to-weigh-in-on-energy-east-pipeline-project>

⁴⁹¹ Radio-Canada. (2015, 6 Janvier). L'opposition au projet d'oléoduc Énergie Est s'intensifie. *Ici Radio-Canada*. Récupéré de : <http://ici.radio-canada.ca/regions/quebec/2015/01/06/013-opposition-projet-oleoduc-wendake-conseil-traditionnel-risques-environnement.shtml>

⁴⁹² De Grandpré, H. (2015, 6 février). Oléoduc Énergie Est : les Premières Nations se sentent ignorées. *La Presse*. Récupéré de : <http://www.lapresse.ca/actualites/national/201502/05/01-4841742-oleoduc-energie-est-les-premieres-nations-se-sentent-ignorees.php>

⁴⁹³ McCarthy, S. (2015, 5 février). Ontario First Nations demand NEB halt Energy East review, seek consultation. *The Globe and Mail*. Récupéré de <http://www.theglobeandmail.com/report-on-business/industry-news/energy-and-resources/first-nations-cite-grave-concern-in-request-for-neb-to-halt-energy-east-review/article22817125/>

⁴⁹⁴ Arsénault, J. (2015, 19 mars). Énergie Est : au tour des Premières Nations de critiquer le processus de l'ONÉ. In La Presse. *La Presse Canadienne*. <http://affaires.lapresse.ca/economie/energie-et-ressources/201503/19/01-4853794-energie-est-au-tour-des-premieres-nations-de-critiquer-le-processus-de-lone.php>

⁴⁹⁵ Environmental Defence. (2015, 16 septembre). *Environmental leaders, community members, local businesses and First Nations: Energy East an unacceptable risk to Bay of Fundy*. [Communiqué]. Récupéré de <http://environmentaldefence.ca/articles/environmental-leaders-community-members-local-businesses-and-first-nations-energy-east-unac>

De nouvelles synergies se sont créées entre les Premières Nations, les citoyens et les organisations de la société civile, incluant les syndicats, les propriétaires terriens, les organisations non gouvernementales en environnement et les organisateurs de justice sociale pour ne citer qu'elles. Aux États-Unis, le mouvement d'opposition au projet de pipeline de sables bitumineux Keystone-XL de TransCanada a généré une mobilisation sans précédent sur la question climatique, menant au blocage de ce projet par le président Obama. Un des moments forts est sans contredit la mobilisation de 2011 qui dura plus de deux semaines et où plus de 1000 personnes firent de la désobéissance civile non violente pour se faire volontairement arrêter et démontrer leur opposition au projet⁴⁹⁶. En 2014, près de 400 étudiants firent de même donnant lieu à ce qui est considéré par certains comme étant le plus grand mouvement de désobéissance civile devant la Maison-Blanche depuis une génération⁴⁹⁷. Parmi les autres moments historiques ayant accentué la pression pour le rejet de ce projet de sables bitumineux, mentionnons la plus grande mobilisation sur le climat de l'histoire planétaire en septembre 2014 où plus de 400 000 personnes ont marché dans les rues de New York pour démontrer leur détermination et leur volonté à régler la crise climatique mondiale. Le même jour, plus de 2500 activités ont eu lieu dans plus de 160 pays à travers le Monde⁴⁹⁸.

Au Canada, en 2012, le mouvement « Idle No More » est né, entre autres, d'une opposition massive au projet de loi C-45 du gouvernement, lequel limitait les consultations requises avant de permettre le développement industriel, laissant les voies navigables sur les territoires autochtones non protégées et vulnérable à la dégradation. En Colombie-Britannique, plus de 130 communautés des Premières Nations et la majorité de la population ont manifesté à répétition leur opposition au projet de pipeline de sables bitumineux Northern Gateway d'Enbridge. Aujourd'hui, plusieurs spécialistes de la question considèrent que ce projet ne verra jamais le jour en raison de cette forte opposition. Toujours en Colombie-Britannique, le projet d'expansion du pipeline de sables bitumineux TransMountain de Kinder Morgan a aussi généré une importante mobilisation en 2014 où plus de 100 personnes se sont fait arrêter pour avoir défié la loi et protesté de manière non violente⁴⁹⁹. Ce projet fait toujours face à énormément de résistance et pourrait ne jamais se réaliser.

⁴⁹⁶ CBC News. (2011, 2 septembre). Naomi Klein arrested at D.C. pipeline protest. *CBC Radio-Canada*. Récupéré de <http://www.cbc.ca/news/world/naomi-klein-arrested-at-d-c-pipeline-protest-1.1109391>

⁴⁹⁷ Henn, J. (2014, 2 mars). Keystone XL Protest at the White House Leads to Mass Arrests. *350.org*. Récupéré de <http://350.org/press-release/keystone-xl-protest-at-the-white-house-leads-to-mass-arrests/>

⁴⁹⁸ People's climate march (2014) *People's climate march*. Récupéré de <http://peoplesclimate.org/wrap-up/>

⁴⁹⁹ CBC News (2014, 26 novembre) Kinder Morgan protest arrests may be illegal says BCCLA. *CBC Radio-Canada*. Récupéré de <http://www.cbc.ca/news/canada/british-columbia/kinder-morgan-protest-arrests-may-be-illegal-says-bccla-1.2851138>

5 CONCLUSION

Le rôle du Québec dans l'expansion, le transport et le traitement du pétrole brut des sables bitumineux dépendra des choix que nous ferons au cours des prochaines années. Dans le contexte actuel en évolution (rentabilité économique des sables bitumineux de plus en plus menacée, et incertitudes quant aux autres grands projets d'oléoducs), nos choix par rapport aux sables bitumineux ont le potentiel d'affecter de manière particulièrement importante l'expansion de ces derniers. Si nous acceptons les projets proposés, cette décision entraînera des risques importants et aggravera la crise climatique. Cela consolidera également la rentabilité et les perspectives d'expansion toutes deux en baisse des sables bitumineux. Si, au contraire, nous refusons les projets proposés, cela accélérera la recherche de solutions de rechange à l'expansion des sables bitumineux en (a) limitant le nombre d'oléoducs pouvant être utilisés par les exploitants de sables bitumineux; (b) en ayant un effet dissuasif sur le développement de projets à court terme; et (c) en donnant plus de temps aux réalités émergentes du marché (et à d'autres facteurs) pour contraindre l'expansion future des sables bitumineux.

Le Québec doit absolument rejeter Énergie Est. C'est une occasion unique de restreindre l'expansion de l'un des projets énergétiques parmi les plus polluants de la planète, tout en rejetant un scénario économique malsain et marqué par un niveau de risque élevé.

6 ANNEXES

ANNEXE 1 : HISTORIQUE DE TEMPS DE RÉPONSE DE TRANSCANADA POUR LA FERMETURE DES VANNES

En 1995, près de Rapid city au Manitoba, le gazoduc de la ligne 100-4 de TransCanada s'est rompu en raison de la corrosion externe, puis s'en est suivi un incendie. Une heure plus tard, un second gazoduc à proximité se rompt et s'enflamme en raison du premier incendie et de la « fermeture tardive de la canalisation 100-4 », selon le rapport d'enquête du Bureau de la sécurité des transports du Canada (BST). La rupture a été découverte par un employé de TransCanada. Cependant, le temps de fermeture des vannes par le contrôleur des opérations régionales (COR) de Winnipeg a été prolongé. En effet, le système de fermeture et de verrouillage de l'ensemble des vannes de la station affectée ne répondait pas à la commande, ne pouvant donc pas isoler cette dernière. Le COR procéda plutôt à l'isolement des autres stations, soit celle située à 110.96 km en amont de la station affectée et l'autre à 108.8 km en aval. Par la suite, il a dû procéder chaque 15 minutes à la fermeture individuelle des différentes vannes où avait lieu l'accident pour parvenir à isoler cette station. Malgré tous les efforts mis, il a fallu deux heures suite à la première rupture pour que l'écoulement de gaz soit interrompu par la fermeture des vannes.⁵⁰⁰

Un événement semblable, mais plus récent, démontre encore une fois des lacunes concernant la fermeture des vannes prise pour acquis par TransCanada dans la présentation du projet d'oléoduc d'Énergie Est. Cette fois encore, le 19 février 2011 près de Beardmore en Ontario, la canalisation 100-2 d'un gazoduc de TransCanada se rompt, s'enflamme et explose à cause d'une fissuration par corrosion sous tension en laissant échapper 2 790 000 m³ de gaz. L'alarme du système SCADA n'a pas retenti immédiatement, car la chute de pression n'était pas suffisante sur le coup pour l'enclencher. Tous les mécanismes de fermeture des vannes pour isoler le tronçon se sont enclenchés suite à la commande de l'opérateur. Cependant, plus de deux heures après, alors que l'incendie ne cessait, il a été constaté qu'une vanne n'était pas hermétique et laissait encore échapper du gaz dans la canalisation rompue. Ce n'est que quatre heures plus tard que l'écoulement a pu être arrêté. La

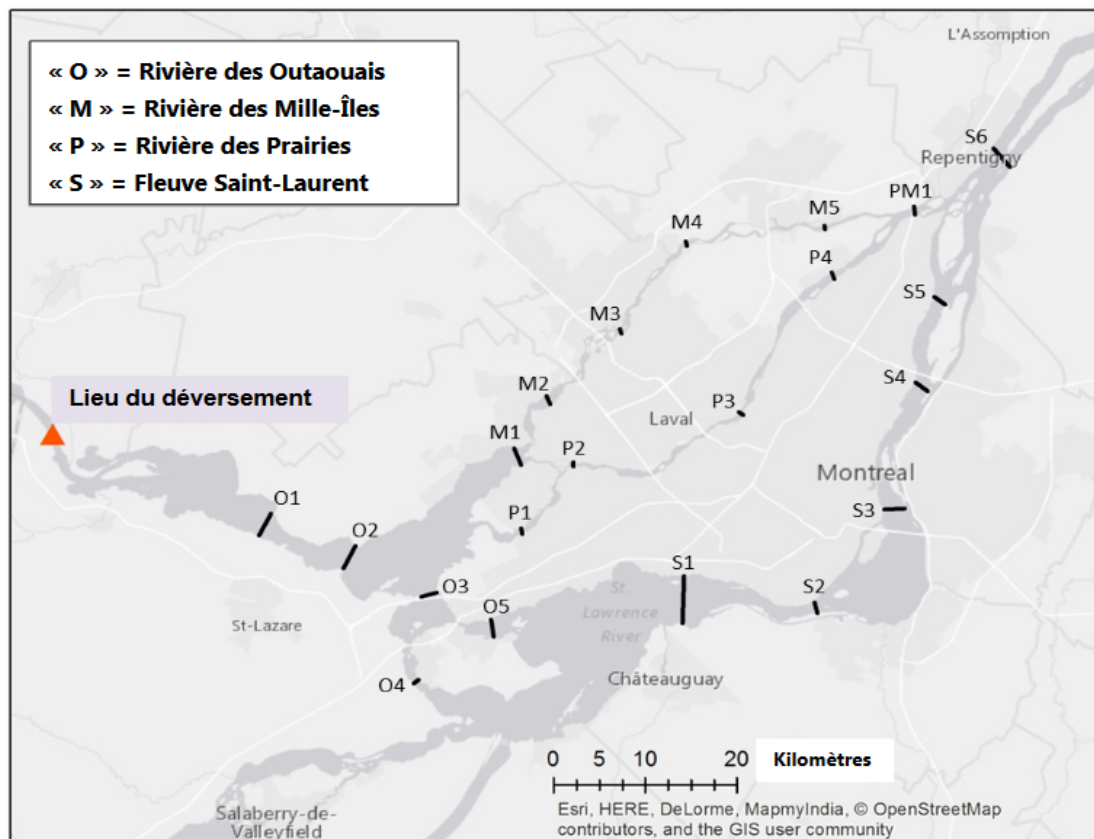
⁵⁰⁰ Gouvernement du Canada. (1995). Rapport d'enquête de pipeline P95H0036. *Rapport d'enquête de pipeline*. In. Bureau de la sécurité des transports du Canada. <http://www.tsb.gc.ca/fra/rapports-reports/pipeline/1995/p95h0036/p95h0036.asp>

fuite de cette vanne était connue de TransCanada, mais elle ne savait pas qu'elle était « utilisée au-delà de ses tolérances de conception »⁵⁰¹.

⁵⁰¹ Gouvernement du Canada. (2011). Rapport d'enquête de pipeline P14H0011. *Rapport d'enquête de pipeline*. In. Bureau de la sécurité des transports du Canada. Récupéré de : <http://www.tsb.gc.ca/fra/rapports-reports/pipeline/2011/p11h0011/p11h0011.pdf>

ANNEXE 2 : MODÉLISATIONS DE TRANSCANADA POUR UN DÉVERSEMENT DANS LA RIVIÈRE DES OUTAOUAIS

Tableau 1 : Emplacement des transects⁵⁰²



⁵⁰² STANTEC (2016) *Évaluation des risques spécifiques au site de la rivière des Outaouais*, Tableau 5.2, pagination diverse. Récupéré de http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/EAU15-F.pdf

Tableau 2: Heure de première arrivée minimale – Fleuve Saint-Laurent, modélisation fournie par TransCanada⁵⁰³

Débit	Volume	Pétrole	Heure d'arrivée O1 (heures)	Heure d'arrivée O2 (heures)	Heure d'arrivée O3 (heures)	Heure d'arrivée O4 (heures)	Heure d'arrivée O5 (heures)	Heure d'arrivée S1 (heures)	Heure d'arrivée S2 (heures)	Heure d'arrivée S3 (heures)	Heure d'arrivée S4 (heures)	Heure d'arrivée S5 (heures)	Heure d'arrivée S6 (heures)
Faible	4	Bakken											
	50	Bakken											
	1,000	Bakken			89.2								
	10,000	Bakken	34.8	47.7	86.5								245.5
	4	HSB											
	50	HSB											
	1,000	WCS			92.5								
	10,000	WCS	34.3	47.3	88.2	241.8	163.7						246.8
Moyen	1,000	Bakken			43.8								
	10,000	Bakken	18.5	24.8	42	89.8	63.7	148.5	153				
	1,000	HSB											
	10,000	HSB			42.3	82.3	69.3		182.3				
	4	WCS											
	50	WCS											
Élevé	4	Bakken											
	50	Bakken											
	1,000	Bakken			22.2								
	10,000	Bakken	9.8	12.8	23.2		35	94.5	99.5				
	4	HSB											
	50	HSB											
	1,000	WCS			23.8								
	10,000	WCS	9.7	12.8	22.8		35.5		89				

Remarque : Les cellules vertes en surbrillance indiquent qu'une contamination mesurable n'a pas atteint le transect.

⁵⁰³ STANTEC (2016) *Évaluation des risques spécifiques au site de la rivière des Outaouais*, Tableau 5.3, pagination diverse. Récupéré de http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/oleoduc_energie-est/documents/EAU15-F.pdf

ANNEXE 3: AUGMENTATION DU TRAFIC DE PÉTROLIERS SUR LE FLEUVE

Malgré l'opposition des Québécois(es) à l'idée d'un nouveau port d'exportation, TransCanada a affirmé chercher à exporter 270 000 barils par jour de pétrole à partir du Québec⁵⁰⁴. nous avons fait une estimation préliminaire du nombre de pétroliers qui seraient nécessaires pour le transport de ces 270 000 barils par jour (bpj) de brut à partir de ports situés au Québec en fonction d'un scénario pour lequel la moitié du volume serait porté par les pétroliers Suezmax et l'autre moitié serait porté par des pétroliers Aframax. Selon ce scénario, il faudrait **environ 115 pétroliers par an** pour exporter 270 000 bpj, soit 45 pétroliers Suezmax et 70 pétroliers AFRamax.

L'estimation suppose des pétroliers chargés à pleine capacité. Or, il est fort possible que les pétroliers au départ de Montréal ou de Sorel (et potentiellement même de Québec / Lévis) ne quittent pas complètement chargé parce que le fleuve est pas assez profond dans les lieux. Par exemple, ceux naviguant entre Montréal et Québec ne sont chargé qu'au deux tiers⁵⁰⁵. S'il y avait des pétroliers chargés partiellement, alors le nombre de navires pourrait plus élevé.

La taille et le type de pétroliers utilisé dépendra de l'endroit où serait situé un port d'exportation au Québec. Par exemple, des pétroliers en partance de Montréal ou de Sorel ne peuvent pas être de taille supérieure aux AFRamax, et des pétroliers de type AFRamax quittant Montréal ne pourraient pas être entièrement chargé, rempli de pétrole. Évidemment, plus les pétroliers utilisés sont petits (comme les AFRamax), plus le nombre de pétroliers utilisés sera grand.

Il est également possible que les pétroliers de type Panamax soient utilisés pour transporter une partie du brut à partir des ports de Montréal, qui accueillent déjà ce type de pétrolier, mais nous n'avons pas inclus les navires de taille Panamax dans nos estimations car TransCanada ne fait pas mention de ce type de pétroliers.

Pour arriver aux estimations ci-dessus, nous avons calculé ce à quoi 270 000 bpj équivaut lorsque calculé sur un an, de manière à déterminer le nombre de départ de pétroliers par année. 270 000 bpj = 98 550 000 barils par année.

Les capacités des différents pétroliers de taille qui seront utilisés pour transporter brut d'Énergie Est sont les suivantes⁵⁰⁶ :

Very Large Crude Carriers (VLCC) = 2,2 millions barils par navire

Suezmax = 1,1 million barils par navire

AFRAMax = 700 000 barils par navire

Pour les exportations à partir du Québec, on ne regarde que les Suezmax, qui peuvent visiter les ports à l'ouest jusqu'à Saint-Romuald, et les AFRamax, qui peuvent visiter les ports du Québec jusqu'à Montréal.

⁵⁰⁴ <http://ici.radio-canada.ca/nouvelles/environnement/2016/03/17/001-transcanada-petrole-quebec-port-bape-audiences.shtml>

⁵⁰⁵ <http://ici.radio-canada.ca/nouvelles/national/2014/09/22/001-croissance-transport-petrole-fleuve-saint-laurent-navires-quebec.shtml>

⁵⁰⁶ Dépôt Réglementaire de TransCanada à l'ONÉ. (2014).

Récupéré de <http://www.oleoducenergieest.com/a-propos/depot-reglementaire/>

Pour notre estimation, nous avons supposé que près de la moitié du volume (270 000 bpj) serait transporté par des Suezmax et l'autre moitié serait transporté par des AFRamax.

Ainsi, 98 550 000 barils par année, divisé par 2 = 49 275 000 barils qui seraient transportés par Suezmax et 49 275 000 barils qui seraient transportés par AFRamax. Sur la base des capacités de charge des pétroliers indiqués ci-dessus, nous obtenons:

45 Suezmax pétroliers par an (à pleine capacité)
70 AFRamax pétroliers par an (à pleine capacité)

La taille des pétroliers à utiliser dépendra beaucoup de l'endroit où serait situé le ou les ports d'exportation au Québec. Un port situé à Saint-Romuald/Lévis pourrait signifier une plus grande proportion de pétroliers Suezmax. PAR exemple, pour le port de Cacouna, TransCanada prévoyait gérer 137 Suezmax par année et 38 AFRamax par année.

Distance d'isolement (suite)

ince d'isolement - guide du plan d'urgence 2012

Produit	Guide	# ID	Mesure d'évacuation et de précaution immédiate	Évacuation pour un déversement important	Évacuation en cas d'incendie
ensat (diluant), gaz al, butane, éthane, ane, propane	115	1971, 1011, 1075, 1035, 1078	100 mètres (330 pieds)	800 mètres (0,5 mille)	1600 mètres (1 mille)
talène brut	133	1334	25 mètres (75 pieds)	100 mètres (330 pieds)	800 mètres (0,5 mille)
le brut, produits iers, hexane, heptane, e, nonane, décane, ne	128	1270, 1267, 1268, 1208, 1206, 1262, 1920, 2247, 1265	50 mètres (150 pieds)	300 mètres (1 000 pieds)	800 mètres (0,5 mille)
le brut sulfureux, imable, toxique	131	3494	60 mètres (200 pieds)	800 mètres (0,5 mille)	800 mètres (0,5 mille)
ène, toluène, xylène	130	1114, 1294, 1307	50 mètres (150 pieds)	300 mètres (1 000 pieds)	800 mètres (0,5 mille)
le sulfure d'hydrogène	117	1053	100 mètres (330 pieds)	300 mètres (1 000 pieds)	1 600 mètres (1 mille)

embrasement éclair ou une explosion de nuage de vapeur devraient être considérés comme des dangers potentiels en zones urbaines condensées (zones urbaines denses) spécialement par vent calme et conditions météo stables. Les feux en nappe devraient être considérés comme des dangers potentiels en zones structurellement condensées (zones urbaines denses) spécialement si les vents sont forts et que l'allumage est retardé (le produit s'est accumulé significativement). Ces dangers peuvent résulter en un front de déplacement de la nappe, de la surpression dommageable ou une exposition aux radiations thermiques. Ainsi, les intervenants devraient utiliser les distances indiquées pour « l'évacuation en cas d'incendie » même s'il n'y a pas de feu. En cas de rupture complète de la paroi où il y a un risque d'embrasement éclair ou une explosion de nuage de vapeur, ces distances devraient être doublées.

Les conditions supplémentaires à considérer lors de la détermination d'une zone d'évacuation incluent la météo, la rupture complète d'une conduite, la vitesse du vent, ciel couvert/ciel dégagé et jour/nuit.

Information exclusive des premiers intervenants – version imprimée non vérifiée. Les copies électroniques vérifiées publiées peuvent être consultées sur le site mergencyresponseinfo.com ou dans la bibliothèque de documents sur la gouvernance interne d'Enbridge.

Lacunes en termes de connaissance concernant les effets du bitume dillué

Source : Ucan-Marin, F. (2013, 29 novembre). *Ecotoxicological Impacts of Aquatic Contaminants Related to Oil and Gas Resource Development*. Ottawa: Aquaponika Ltd. [Document divulgué en vertu de la Loi sur l'accès à l'information], p. 46.

Disponible

à :

http://www.ledevoir.com/documents/pdf/rapport_eau_contaminant.pdf

4 KNOWLEDGE GAPS IN THE LITERATURE REVIEW

In developing this literature review, knowledge gaps were identified for research on the biological effects of crude oil on aquatic organisms. In most cases, the knowledge gaps were those identified in peer-reviewed published literature and reports.

1. **Toxicological studies on oil sands related products such as natural bitumen, diluted bitumen, synthetic crude oil and bitumen blended with synthetic crude oil.**
– Research on the biological effects of oil sands related products on aquatic organisms is lacking. Peer-reviewed publications could not be found. Future studies should employ standardized oil toxicity methods to allow comparison with the large body of literature on the toxicity of conventional crude oil products. These studies should include weathered products.
2. **Fate and behaviour of diluted bitumen following a spill in freshwater, estuarine water and saltwater** – Very little information is available on the physical and chemical characteristics of oil sands related products (natural bitumen, diluted bitumen, synthetic crude oil and bitumen blended with synthetic crude oil) following a spill into water. A technical report has been released by the Government of Canada on recent research on the fate and behaviour of two diluted bitumen products in (Government of Canada 2014). Within this document, knowledge gaps have been identified. A better understanding of the fate and behaviour of these products is critical for assessing the

potential risk to aquatic organisms (i.e., exposure concentrations, etc.) and for design of future toxicological studies.

3. **Potential effects of metals in bitumen to benthic organisms if sinking occurs.** – Metals concentrations and composition in oil sands-related products may differ compared to conventional crude oil products. Also, if bitumen sinks, either initially or after weathering, the metals contained could more readily interact with benthic organisms. It is unclear if this would pose an increased risk to benthic organism health.
4. **Potential consequence of a condensate spill to aquatic organisms.** – There is currently a lack of information on the toxicity of condensate on aquatic organisms. Although lower molecular weight hydrocarbon compounds are not expected to persist in the environment, the impact of a large spill to aquatic species is not fully understood. This information may be of increasing importance as there is some interest from the oil and gas industry to increase import of condensate by tankers (See Section 1.2.3).
5. **Mechanistic understanding of chronic toxicity and towards better predictive models of toxicity** – Barron et al. 2004 developed and compared mechanistic toxicity models to estimate chronic toxicity effects in early life stages of fish. The understanding of toxic mode of action of crude oil is not complete. This information is needed for developing better predictive models. Also, there is a need for validation data and studies to determine if predictive models are adequate and applicable to real spill scenarios (Barron et al. 2004).
6. **Toxicity of contaminants transported by air from the oil sands industry.** – There is growing scientific evidence that toxic oil components such as PAHs and metals are being transported by air from bitumen upgrading facilities in Alberta (Kelly et al. 2010; Kurek et al. 2013). Research reported measures of pollutants, such as PAHs, in the Athabasca watershed at distances up to 90 kilometers from upgrading facilities and from areas of oil sands development. It is possible that these toxic components could lead to impacts to fish in the Athabasca River and its tributaries. Information on the ecotoxicology of the airborne, oil sands-derived contaminants on aquatic organisms is currently lacking.
7. **Toxicity of crude oil on aquatic organisms relevant to Canadian waters.** – In general, toxicity studies have been conducted on many representative aquatic organisms for Atlantic Canada but information is lacking for Pacific Canada, the Canadian Arctic and inland freshwater environments such as the Great Lakes and others. Work should be undertaken to: 1) determine what representative species from Canadian waters needs further toxicological information and, 2) determine what toxicological information would be most needed.
8. **Information on the relative importance of photo-toxicity after an actual oil spill.** – Lee (2003) indicated that more research should be conducted to better determine if photo-toxicity is a factor of concern when determining the toxicity of an oil spill. Lee (2003) suggested additional experiments that included: 1) collecting animals from an oil spill site followed by exposure to solar radiation and assessment of subsequent toxicity or sub-lethal effects compared with controls and, 2) determining the photo-toxicity of oil with in water and sediments at different water depths since solar radiation rapidly attenuates with water depth.

9. **Biological effects of chemically dispersed bitumen.** – Although chemical dispersants are not currently used in open-water in Canada, there may be a need to provide science-based information on the use of dispersants on products such as bitumen. There is currently a lack of toxicity information on the biological effects chemically dispersed diluted bitumen compared to untreated diluted bitumen. A recent report assessing the fate and behaviour of diluted bitumen also reported fate and behaviour aspects of chemically dispersed products but did not include an assessment of potential biological effects (Government of Canada 2014). Research conducted on the toxicology of chemically dispersed products should employ standardized laboratory methods such as those proposed by CROSERF (e.g., Singer et al. 2000) to allow comparison with the toxicology of other crude oil types but also to avoid interpretations issues discussed in Section 3.2.1 of this report.
10. **Ecotoxicology of conventional and unconventional crude oil products in ice-covered conditions of the Canadian Arctic** – In general, there is a lack of information on the biological effects of an oil spill in Canada's Arctic. Several aspects of Canada's North should be considered in research studies including: the presence of ice (various types of ice, various extent of cover), cold water temperatures, remoteness and others. This information is particularly needed as transportation and extraction of crude oil are possible in the future of Canada's Arctic. Research on the biological effects should also consider the potential use of dispersants under these conditions.