



© Mario Jean / MADOC

Mémoire
Inversion du flux de l'oléoduc 9B d'Enbridge :
Pourquoi le Québec doit dire non

Déposé dans le cadre de la
**Commission parlementaire de l'agriculture, des pêcheries,
de l'énergie et des ressources naturelles**

3 décembre 2013

RÉDACTION

Sophie-Anne Legendre, analyste et adjointe aux communications stratégiques

DIRECTION DE RECHERCHE ET REVISION

André Bélisle, président AQLPA

Note aux lecteurs :

Ce mémoire est tiré en grande partie d'un rapport de recherche produit par l'AQLPA et Greenpeace. Le rapport, intitulé *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*, détaille les impacts associés au passage du raffinage au Québec d'un pétrole léger d'outre-mer à un pétrole lourd de l'Ouest.

- Pour consulter le résumé du rapport, visitez : http://aqlpa.com/catalogue-de-documents/doc_download/213-sommairerapportpetrolelourdaqlpa-greenpeacesept2013.html
- Pour consulter le rapport complet, visitez : http://aqlpa.com/catalogue-de-documents/doc_download/212-rapportpetrolelourdaqlpa-greenpeacesept2013.html

RÉVISION SCIENTIFIQUE DU RAPPORT AQLPA-Greenpeace *

Prof. Rosa Galvez, Ph.D., Ing., Directrice, Département génie civil et génie des eaux, Université Laval

Sébastien Raymond, Ph.D.

Richard Massicotte, Ph.D.Env.

** Ces personnes ont agi à titre de réviseurs techniques seulement et leur contribution ne les lie d'aucune façon aux opinions politiques émises dans ce document.*

POUR INFORMATION :

André Bélisle, président AQLPA

T 418 642-1322 poste 223 / C 418 386-6992 / andre.belisle@aqlpa.com



Association québécoise de
lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA)
484, route 277
Saint-Léon-de-Standon (QC) G0R 4L0

Téléphone : (418) 642-1322
Télécopieur : (418) 642-1323
Courriel : info@aqlpa.com

Table des matières

AQLPA	4
1 Sommaire des faits soutenant la position de l'AQLPA.....	5
2 Sommaire des recommandations	7
3 Préambule – Le Québec à l'heure des choix responsables.....	8
4 Mise en contexte	9
5 Risques importants pour l'environnement et les populations.....	11
5.1 Des risques de fuites accrus	12
5.2 Impacts sur la santé en cas de déversement	14
5.3 Enbridge au banc des accusés, à répétition!.....	15
6 Tous les pétroles ne se valent pas.....	17
6.1 Pétrole conventionnel ou non conventionnel?.....	18
6.2 Viscosité - Densité - API.....	19
6.3 Teneur en soufre	21
6.4 Bitume dilué, pétrole synthétique et autres mélanges	24
6.5 Valeur monétaire des bruts – Des économies pour le Québec, vraiment?.....	26
7 Provenance actuelle du pétrole raffiné et consommé au Québec	28
8 Plusieurs enjeux environnementaux liés au raffinage.....	31
8.1 Pétrole bitumineux et augmentation des GES liés au raffinage.....	32
8.2 Une augmentation importante des GES liés au secteur à prévoir.....	34
8.3 Raffinage de pétrole bitumineux et dégradation de la qualité de l'air.....	35
9 Augmentation de la production et de l'utilisation de coke de pétrole	40
10 Peu d'impact en termes d'emploi pour le Québec	42
11 Se faire complice du désastre bitumineux.....	43
12 Engagements du Québec en matière de réductions des GES	45
13 Engagements du Canada en matière de réductions des GES	47
14 CONCLUSION	48
14.1 Sécurité et indépendance énergétique, une réflexion s'impose.....	49
14.2 Réflexions et sens des responsabilités d'abord	50
Notes et références	51

AQLPA

Fondée en 1982, l'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA) regroupe aujourd'hui plus de 14 000 membres et sympathisants issus de toutes les régions du Québec.

L'AQLPA s'est donnée pour mission de contribuer à la protection de l'air et de l'atmosphère, à la fois pour la santé des humains que des écosystèmes.

Afin de réaliser sa mission, l'AQLPA:

- Assure une veille stratégique sur les questions liées à la qualité de l'air, les changements climatiques et les polluants atmosphériques ;
- Sensibilise et informe les intervenants du milieu face aux méfaits de ce type de pollution: citoyens, groupes, organismes, industries, commerces et gouvernements;
- Fait la promotion d'idées, de stratégies et de recommandations visant la réduction des polluants;
- Mobilise les intervenants du milieu autour de projets communs et rassembleurs favorisant ainsi une concertation et des échanges constructifs;
- Représente et fait connaître les intérêts, les choix, les préoccupations ou encore les positions des intervenants du milieu auprès des décideurs;
- Collabore à des accords communs;
- Participe activement à tout mandat confié par les différents paliers de gouvernements;
- Agit activement sur le terrain;
- Élabore un centre de documentation et offre un service de conférences.

À propos de cette consultation

À l'instar de plusieurs groupes citoyens, sociaux et environnementaux, l'AQLPA tient à exprimer sa profonde déception à l'égard de la forme restrictive de la présente consultation. En outre, face à des enjeux d'une telle importance, l'AQLPA s'explique mal le fait que le gouvernement du Québec n'ait pas réalisé une évaluation environnementale complète, laquelle aurait permis à la population et aux décideurs de porter un jugement éclairé sur ce projet.

1 Sommaire des faits soutenant la position de l'AQLPA

Après analyse du projet d'inversion et d'augmentation du flux dans la ligne 9 d'Enbridge, l'AQLPA conclue que le gouvernement du Québec doit refuser d'obtempérer aux demandes de l'entreprise pour les raisons suivantes:

1. **La sécurité énergétique du Québec n'est pas en jeu.** À court ou à moyen termes, les raffineries québécoises peuvent très bien continuer de s'approvisionner en pétroles légers d'outre-mer, beaucoup moins polluants sur l'ensemble de leurs cycles de vie.
2. **L'eau potable** de centaines de milliers, possiblement de millions de gens, incluant ceux de la grande région de Montréal et de tout le sud ouest du Québec, serait **mise à grand risque**.
3. Le transport de pétrole bitumineux comporte des risques de déversements aux conséquences graves, tant pour l'environnement que pour la santé humaine. En cas de fuites ou déversements en milieu habité, c'est à un **cocktail atmosphérique complexe de produits toxiques auquel les citoyennes et citoyens seraient exposés**.
4. 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.
5. Pour sa production, un baril de pétrole extrait des sables bitumineux émettrait **3 à 4,5 fois plus de GES** qu'un baril de pétrole produit aux États-Unis ou au Canada à partir de sources conventionnelles.
6. En terme de pollution émise sur l'ensemble du cycle de vie des pétroles reçus et raffinés au Québec, **seul le pétrole du Nigéria, qui représentait moins de 1% du total reçu en 2012, est plus polluant que celui issu des sables bitumineux**.
7. Les bitumes tirés des gisements de sables pétrolifères de l'Alberta sont très visqueux (40 à 70 fois celle du pétrole brut conventionnel nord-américain) et ont une **très haute teneur en soufre** variant de 4,6 à 4,9%, soit 5 à 10 fois plus que dans le pétrole conventionnel moyen.
8. Les émissions atmosphériques provenant du raffinage étant, entre autres, fonction du type de pétrole raffiné, de la densité API, de la teneur en soufre et du type de raffinerie impliquée, en passant d'un pétrole léger à un pétrole lourd, **les émissions de GES liées au raffinage pourraient aller jusqu'à tripler**.
9. Les raffineries québécoises émettent déjà des **quantités importantes de contaminants atmosphériques** affectant la qualité de l'air. L'arrivée du pétrole albertain, plus lourd que le

pétrole raffiné jusqu'à présent, augmenterait leurs émissions au moment même où Montréal et le Québec connaissent des problèmes de qualité de l'air.

10. Bien que présentement alimentées principalement en pétrole léger à faible intensité carbonique, les raffineries québécoises sont déjà **les plus grandes émettrices industrielles de GES au Québec**. Il serait irresponsable de ne pas considérer très sérieusement l'augmentation de la pollution à prévoir avec le raffinage de pétrole plus lourd.
11. Si le projet d'inversion du flux dans l'oléoduc d'Enbridge va de l'avant, Suncor pourrait construire **une unité de cokéfaction à Montréal**. Celle-ci augmenterait la quantité de coke de pétrole (petcoke) produite et utilisée au Québec.
12. Le coke de pétrole est très volatil. Il peut créer des **problèmes de santé publique** si l'entreposage est inadéquat.
13. Par unité d'énergie produite, comparativement au charbon, le petcoke émettrait de **5% à 10% plus de CO₂**. Une tonne de petcoke serait responsable de l'émission de 53,6% plus de CO₂ qu'une tonne de charbon tout en se vendant à 25% du prix.
14. Pour un baril de bitume des sables bitumineux, c'est entre **15 et 30% qui se retrouvera sous forme de coke de pétrole**, selon les procédés de valorisation et de raffinage, beaucoup plus que pour un baril de pétrole conventionnel.
15. Le pétrole albertain étant plus riche en soufre, le résidu du procédé de raffinage, le **coke de pétrole, sera conséquemment plus riche en soufre**.
16. L'usage de ce coke de pétrole comme combustible entraînera fort probablement des **émissions accrues de SO₂**.
17. Le **Québec est déjà le principal marché de consommation pour le coke** de pétrole au Canada dépassant largement l'Ontario et l'Alberta réunis.
18. Un projet de cimenterie à Port Daniel en Gaspésie est présentement proposé et pourrait devenir un des, sinon le plus important «incinérateur» à coke de pétrole au Québec, et peut-être même en Amérique du Nord. À lui seul **ce projet pourrait faire augmenter de 2 millions de tonnes le bilan québécois de GES** (dépendamment de la production), le tout sans évaluation par le Bureau d'audiences publiques en environnement du Québec (BAPE).
19. Plusieurs études démontrent que **les retombées économiques des projets d'exploitation du pétrole des sables bitumineux sont marginales** pour les provinces autres que l'Alberta.
20. Selon plusieurs, il n'est pas tant question de création d'emploi que de «maintien» des emplois dans l'industrie.

2 Sommaire des recommandations

Considérant l'ampleur des enjeux, l'AQLPA estime que le gouvernement du Québec doit :

- S'opposer à la venue et à l'utilisation au Québec du pétrole bitumineux et du pétrole de schiste.
- **Mener une véritable évaluation environnementale du projet de pipeline d'Enbridge, incluant toutes les facettes de ce projet dont son impact sur les changements climatiques et les impacts liés au transport du pétrole, à son raffinage, à la production et la consommation du coke de pétrole tout en évaluant sérieusement les alternatives.** Face à un projet similaire de raffinage du pétrole lourd de l'Alberta, la ville de Benicia en Californie a d'ailleurs exigé une véritable évaluation environnementale qui analysera, entre autres, ce qu'aura comme impacts le changement de types de combustible raffiné sur la qualité de l'air et les émissions de GES¹.
- Adopter dans sa prochaine *Politique de mobilité durable* **une norme sur la teneur en carbone des carburants forçant l'étiquetage et l'approvisionnement en pétrole à faible teneur en carbone et basée sur l'ensemble du cycle de vie** (incluant la production, le transport, le raffinage, l'utilisation des résidus comme le coke de pétrole et la combustion finale).

D'ici à ce qu'il obtienne les résultats d'une véritable analyse environnementale du projet d'Enbridge et de ses impacts prévus sur le territoire québécois, le gouvernement du Québec devrait:

- Adopter un plan permettant une réduction significative de la consommation de pétrole dans les transports au Québec (-30% d'ici 2020 et -60% d'ici 2030);
- Adopter un plan de lutte aux changements climatiques qui permet de réduire les émissions en territoire québécois de 25% sous les niveaux de 1990 d'ici 2020;
- Adopter une Politique sur la qualité de l'air au Québec;
- Adopter une norme sur la teneur en carbone des carburants forçant l'étiquetage et l'approvisionnement en pétrole à faible teneur en carbone et basée sur l'ensemble du cycle de vie (incluant la production, le transport, le raffinage et la combustion finale) ;
- Refuser de céder aux pressions de l'entreprise Enbridge et du gouvernement canadien qui visent à limiter au minimum l'évaluation environnementale et les considérations éthiques liées à ce projet;

- Élaborer une politique pour l'élimination de l'utilisation du coke de pétrole au Québec;
- Tenir une évaluation environnementale par le BAPE sur le projet de cimenterie de Port-Daniel qui deviendrait un des plus grands consommateurs de pétrole de coke.

3 Préambule – Le Québec à l'heure des choix responsables

Au moment où les compagnies pétrolières et le gouvernement canadien poussent de toute leur force pour faire doubler même tripler la production du pétrole lourd bitumineux, le pétrole le plus polluant qui soit, et ce, en total contradiction avec la nécessité et l'urgence de réduire sérieusement les émissions de gaz à effet de serre partout dans le monde, le Québec est à l'heure des choix ... responsables.

Le gouvernement du Québec acceptera-t-il la logique des compagnies pétrolières qui imposent, dans leurs intérêts, l'abandon des approvisionnements en pétroles légers, propres, et beaucoup moins polluants, pour les remplacer par le pétrole le plus polluant au monde?

Il est important d'en comprendre les conséquences, globalement et plus spécifiquement au Québec. Une rigoureuse évaluation des ces conséquences et des alternatives est nécessaire. Parmi les conséquences connues, l'arrivée du pétrole bitumineux entraînerait une importante augmentation des polluants atmosphériques quand, au contraire, le gouvernement du Québec et du Canada devraient assurer l'atteinte de leurs objectifs de réduction des GES et autres polluants de l'air.

Au delà des conséquences, il y a les risques... et Enbridge n'est pas à l'abri des risques.

Il importe de réaliser que ces risques sont d'abord et avant tout le lot de millions de citoyens et dans ce cas précis Enbridge propose d'augmenter les risques par l'inversion et l'augmentation du flot de pétrole. Les citoyens doivent être entendus et doivent pouvoir faire valoir leurs opinions et leurs droits. Ils doivent aussi être protégés.

En conclusion, pour les raisons mentionnées plus haut, et toutes celles présentées dans ce mémoire, l'AQLPA s'oppose à la venue du pétrole bitumineux et du pétrole de schiste au profit aveugle des raffineries québécoises. Nous estimons qu'il y aurait certainement un recul environnemental majeur et une augmentation déraisonnable des risques pour les populations. Par ailleurs, nous estimons qu'il n'y a aucun danger qui guette les approvisionnements en pétrole légers et qu'il n'y a pas, ou très peu, d'avantages économiques réels à passer à un pétrole bitumineux lourd.

4 Mise en contexte

L'inversion et l'augmentation du flux de l'oléoduc d'Enbridge, ce n'est pas simplement un changement de direction dans un tuyau, c'est aussi et surtout l'arrivée au Québec du pétrole lourd et sale issu des sables bitumineux. Accepter d'utiliser ce pétrole, c'est se faire complice du désastre environnemental majeur qu'est l'exploitation des sables bitumineux en Alberta, plutôt que de choisir de continuer à s'approvisionner en pétrole conventionnel plus léger, dont l'impact environnemental au final est moindre, tout en travaillant avec acharnement à réduire notre consommation.

En plus du projet d'inversion et d'augmentation du flux de 25% de l'oléoduc d'Enbridge (qui passerait de 240 000 à 300 000 barils par jour (BPJ)), on ne peut ignorer qu'éventuellement le projet Énergie Est de TransCanada a l'ambition de faire transiter 1,1 million de BPJ, pour un total de 1,4 million de BPJ par jour transitant sur le territoire. Avec le déploiement de ces deux projets d'envergure, le Québec deviendrait l'une des plaques tournantes pour les produits pétroliers lourds de l'Alberta. L'inversion et l'augmentation du flux de l'oléoduc d'Enbridge n'est qu'un premier pas. Le but de ce projet? Avant tout, permettre le désenclavement du pétrole le plus polluant de la planète, celui issu des sables bitumineux canadiens, pour l'acheminer aux raffineries québécoises, ainsi qu'aux ports de l'Est du Canada afin de l'exporter dans le monde. À l'heure actuelle, en terme de pollution émise sur l'ensemble du cycle de vie des pétroles reçus et raffinés au Québec, seul le pétrole du Nigéria, qui représentait moins de 1% du total reçu en 2012 (0,59%), est plus polluant celui issu des sables bitumineux².

Tous les pétroles ne sont pas identiques. Ils diffèrent selon leurs types, les méthodes d'extraction et processus de raffinage, leurs prix ainsi que les impacts sur l'environnement et la santé qu'ils occasionnent. Pour le Québec, l'inversion et l'augmentation du flux dans l'oléoduc d'Enbridge signifient un changement drastique des types de pétrole transportés et raffinés sur le territoire.

Les propriétaires, actionnaires et autres promoteurs clament qu'ils bénéficieront de la perspective économique du transport du pétrole bitumineux albertain. Pourtant, plusieurs études démontrent que les retombées économiques de ces projets seront marginales pour le Québec. La facture colossale des impacts sur l'environnement et la santé publique de ces projets, bien concrète elle, sera en revanche entièrement assumée par la population.

Avec l'inversion et l'augmentation du flux de la Ligne 9B, un plus grand volume de pétrole lourd sera transporté dans le vieil oléoduc de 38 ans. Un pétrole non conventionnel, à plus haute intensité carbonique, plus riche en SO₂, plus acide et plus corrosif, et pour lequel les risques de rupture de l'oléoduc seront plus élevés. La compagnie Enbridge n'ayant pas une réputation reluisante en la matière, les risques pour l'environnement et la santé des populations sont bien réels et ne peuvent être pris à la légère. De plus, des enjeux environnementaux majeurs comme la hausse des émissions de gaz à effet de serre et de la pollution atmosphérique en général, ainsi que l'augmentation de la production et de la consommation de coke de pétrole, doivent être évalués très sérieusement.

En terme de pollution émise sur l'ensemble du cycle de vie des pétroles reçus et raffinés au Québec, seul le pétrole du Nigéria, qui représentait moins de 1% du total reçu en 2012, est plus polluant que celui issu des sables bitumineux.

Pour toutes ces raisons, l'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA) est fortement opposée aux projets d'oléoducs pour le transport du pétrole des sables bitumineux de l'Alberta vers le Québec et le Nouveau-Brunswick. Ces projets, avec celui d'Enbridge au premier rang, ne sont que des jalons de la course à l'or noir qui s'emballe depuis plusieurs années et nous maintiennent dans une stratégie énergétique passéiste, et indéfendable sur le plan environnemental. La mise en place de telles infrastructures verrouillerait notre économie dans les combustibles fossiles au moment où la communauté scientifique, le mouvement environnemental international, et même la Banque Mondiale dans son récent rapport de 2012³ et son rapport intitulé *Développement et changements climatiques 2010*⁴, invitent les pays qui le peuvent à «prendre des mesures drastiques pour réduire leurs propres émissions et (...) à agir sans tarder pour stimuler le développement de sources d'énergie différentes dans le cadre des efforts déployés pour faire face au changement climatique.»⁵

5 Risques importants pour l'environnement et les populations

De son point de départ à Sarnia en Ontario, la ligne 9 (section A et B) traverse, dans un rayon de 50 kilomètres, une population humaine estimée à 9,1 millions de personnes, incluant une centaine de villes et villages et 18 communautés des Premières Nations⁶. En plus de traverser des zones très densément peuplées et d'autres vouées à l'agriculture, ce tronçon d'oléoduc longe ou traverse de très nombreux cours et plans d'eau dont le Lac Huron, le Lac Ontario, la Rivière des Outaouais, la Rivière des Mille-Îles et la Rivière des Prairies. En cas de fuites, la contamination de l'eau de surface et souterraine, des sols et de l'air est à prévoir. À certains endroits, une fuite pourrait signifier une menace grave pour les sources d'eau potable de centaines de milliers de personnes. Ces menaces évidentes à la qualité de l'eau potable inquiètent particulièrement.

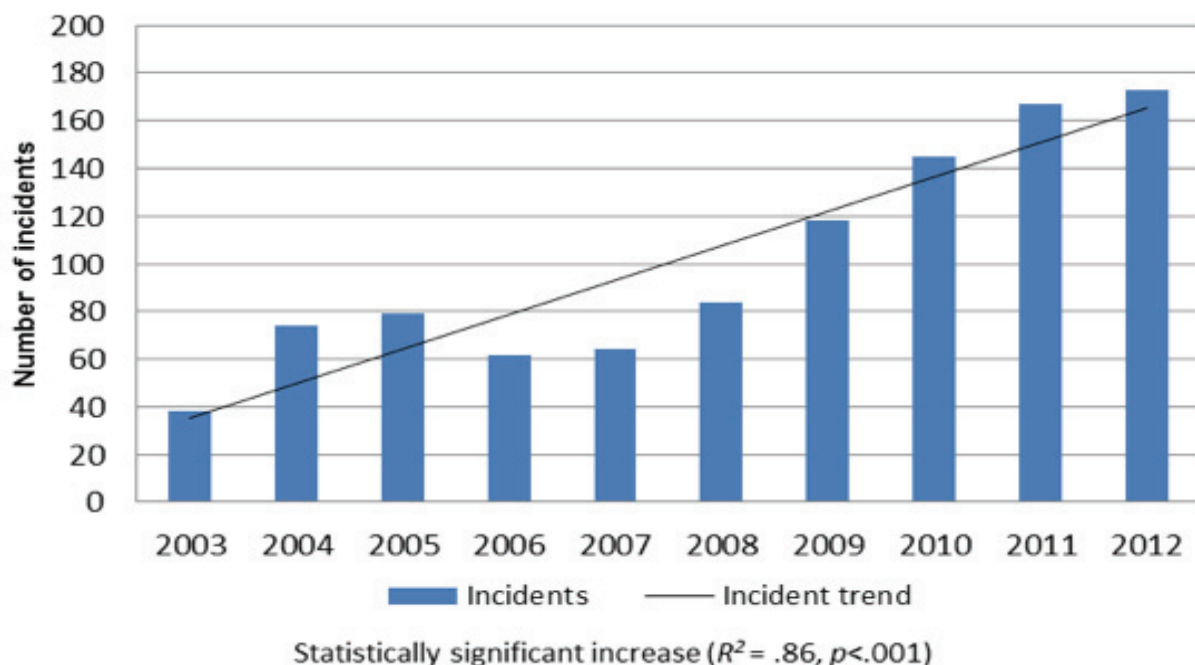
Déjà, une trentaine de municipalités au Québec et dans le Nord-est des États-Unis ont adopté des résolutions pour tenter de se prémunir des risques et protéger l'eau⁷. D'autres, comme la ville de Montréal, ont demandé à l'Office national de l'énergie (ONÉ) qu'*«en regard des effets environnementaux et socio-économiques potentiels du projet relatifs à ceux causés par les accidents ou défaillances pouvant survenir (...) que soient produites et rendues disponibles les analyses de risques concernant le tronçon de pipeline traversant la rivière des Outaouais (Ottawa River) sachant que ce cours d'eau est une source d'approvisionnement d'eau potable pour l'agglomération de Montréal.»*⁸ Cette voix s'ajoute, entre autres, à celle de la MRC d'Argenteuil, ainsi qu'à celle de Vaudreuil-Soulanges, en Montérégie, et de la ville de Terrebonne dans Lanaudière, pour réclamer une évaluation environnementale du projet de la compagnie Enbridge au gouvernement du Québec⁹.

Outre ces risques de contamination de l'eau, de l'air et des sols en cas de fuites et déversements, il faut également s'attarder aux conséquences en matière de pollution atmosphérique sur l'ensemble du cycle de vie des produits pétroliers. Nous y reviendrons abondamment dans les sections consacrées à ces sujets dans le présent mémoire.

5.1 Des risques de fuites accrus

Plus on transporte de pétrole, plus les risques de fuites et de déversements sont élevés. Le transport de pétrole bitumineux entraîne par ailleurs des risques de déversements plus élevés que le transport de pétrole plus léger et, en cas de déversement, les conséquences sont plus graves, tant pour l'environnement que pour la santé humaine. Selon les données du Bureau de la sécurité des transports du Canada (BST), le nombre de déversements d'oléoducs au Canada n'a cessé d'augmenter depuis les dix dernières années pour atteindre, en 2012, 173 incidents au pays.¹⁰ Parmi les facteurs expliquant cette augmentation des incidents de pipeline, outre des technologies d'inspection améliorées, le BTS note que «*certaines des déversements non contenus étaient liés à la réparation d'installations ou à la mise en service de nouvelles installations*. En outre, la conversion d'un gazoduc en oléoduc, et le changement de pression lors de l'exploitation qui en découle, a pu faire augmenter le nombre de fuites de pétrole. Enfin, une partie de l'infrastructure de pipeline a été construite dans les années 1950, et pourrait être plus sujette aux fuites en vieillissant.»¹¹

Incidents de pipeline au Canada, 2003–2012



Source : BTS, 2012

Dans son rapport¹² déposée devant l'Office national de l'énergie (ONE), Richard Kuprewicz, un expert américain en sécurité d'oléoducs mandaté par Équiterre, estime qu'il y a un «risque élevé de rupture» si le projet d'inversion de la ligne 9 d'Enbridge va de l'avant, parce que:

- Le pipeline n'a pas été conçu pour transporter le pétrole lourd d'Alberta mais bien pour du pétrole léger ;
- L'augmentation de la quantité de pétrole transporté créera encore davantage de pression sur l'infrastructure vieillissante qui montre des signes de fissures et de corrosion ;
- En août 2013, Enbridge n'avait toujours pas mis en place les pratiques d'entretien et de vérification sécuritaires qui lui ont été suggérées par la *Commission américaine sur la sécurité des transports* après l'accident de juillet 2010 à Kalamazoo ;
- Si rupture il y avait, le système de détection de fuites et les plans d'intervention d'urgence d'Enbridge sont inadéquats ;
- Il faudrait jusqu'à 4 heures pour l'amorce d'une intervention d'urgence pour les régions métropolitaines de Toronto et Montréal. Ces délais d'intervention sont totalement inappropriés.

Bien que l'industrie clame à qui veut l'entendre que les oléoducs sont encore la façon la plus sécuritaire de transporter les produits pétroliers comparativement au transport par train, par camion-citerne, ou par bateau, les fuites d'importance sont nombreuses, tant au Canada, qu'ailleurs dans le monde. Aussi, bien qu'ils soient moins fréquents que les déversements par train, les déversements d'oléoducs sont, en moyenne, de plus grande importance. Selon l'Agence internationale de l'énergie, les pipelines déversent de plus grandes quantités, soit trois fois plus de pétrole que les trains pour des distances équivalentes alors que les trains déversent six fois plus souvent¹³. **Quel que soit le mode de transport, plus on transporte de pétrole, plus les risques augmentent, et il n'y pas que les probabilités d'accidents qui augmentent, la sévérité potentielle des événements augmente elle aussi.**

Au sujet de la ligne 9, la question ne devrait pas être «y aura-t-il des fuites ?», mais plutôt «quand y aura-t-il des fuites ?»

Suivie des questions subséquentes : de quelles ampleurs, avec quelles conséquences sur l'environnement, sur la santé humaine et la sécurité ? Quel sera le temps de réaction en cas de problème ? Les plans d'urgence environnementale sont-ils au point ? Les entreprises disposent-elles de fonds d'indemnisation suffisants (en avons-nous la garantie absolue ?), ou est-ce que ce sont les contribuables qui devront en assumer les frais des accidents à venir?

La tragédie pétrolière du lac Mégantic nous a rappelé cruellement que les dangers liés au transport du pétrole augmentent proportionnellement aux quantités transportées et que les dommages dépassent bien largement les maigres fonds d'indemnisation habituellement prévus. Un cas semblable au Michigan démontre qu'Enbridge n'avait pas les fonds nécessaires pour couvrir les dommages reliés à la rupture de son oléoduc dont les coûts de nettoyage estimés dépassent le milliard de dollars¹⁴. Ce déversement de pétrole dans la rivière Kalamazoo dura 17h, déversant quelques 26 415 barils de pétrole (4,2 millions de litres) et, 3 ans plus tard, la décontamination n'est toujours pas terminée.

5.2 Impacts sur la santé en cas de déversement

Les produits pétroliers sont des mélanges complexes dont la composition est variable en fonction de l'origine du brut, des procédés d'exploitation, de raffinage et des procédés d'approvisionnement¹⁵. En cas de fuites et de déversements, la santé des populations exposées peut être affectée de différentes façons selon le type d'exposition -inhalation, ingestion ou contact cutané- ainsi que selon l'intensité de l'exposition et sa durée¹⁶. L'ampleur des effets sur la santé humaine de ces composés chimiques dépend aussi beaucoup de leur composition (caractéristiques physiques et chimiques, notamment leur densité, leur viscosité) et de l'évolution de ces caractéristiques dans le temps¹⁷. Les menaces à la qualité de l'eau potable sont loin d'être les seules à considérer, en cas de fuites en milieu densément peuplé ; l'exposition aux vapeurs des produits pétroliers doit être prise en compte.

En cas de déversement en milieu habité, c'est à un cocktail atmosphérique complexe de produits toxiques auquel les résidents sont exposés¹⁸.

Les données disponibles concernant les symptômes et effets ressentis par les populations exposées aux récents déversements laissent craindre le pire : difficultés respiratoires, maux de tête et de ventre, sensations de brûlure au nez, à la peau et aux yeux, inconfort, fatigue extrême etc. Et ce ne sont là que les impacts observables à court terme¹⁹. D'autres effets sur la santé, comme des cas de cancers, des troubles neurologiques ou des atteintes au système reproducteur, se révèlent bien des années après l'exposition aux contaminants. En effet, outre l'exposition immédiate, il faut également compter l'exposition à ces contaminants qui continueront de polluer la région pour les semaines, les mois, voire les années à venir.

5.3 Enbridge au banc des accusés, à répétition!

Au chapitre des accidents, Enbridge ne donne pas sa place. En juillet 2010, au Michigan, la compagnie tient la vedette dans ce que nous savons maintenant être le plus important déversement d'hydrocarbures en sol états-unien, dans la rivière Kalamazoo où plus de **4,3 millions de litres** ont été récupérés dans la rivière et l'un de ses affluents selon les données de l'Agence de protection de l'environnement des États-Unis (EPA)²⁰. Près de trois ans après l'accident, en mars 2013, l'EPA exigeait qu'Enbridge termine le nettoyage²¹ et estimait qu'environ 720 000 litres de pétrole de la ligne 6B se retrouvaient encore dans les sédiments de la rivière²². Au moment où Enbridge payait des cadeaux²³ à des municipalités québécoises et diffusait une campagne publicitaire à grands frais²⁴, elle n'avait toujours pas complété le nettoyage de la rivière Kalamazoo au Michigan²⁵ dont les coûts dépassent le milliard de dollars²⁶. Accident pour lequel «une agence rattachée au Bureau américain de la sécurité des transports dénombre 24 transgressions des normes, incluant l'incapacité de régler des problèmes de corrosion qui auraient été découverts dès 2004 dans les joints de conduite endommagés»²⁷ et pour lesquelles elle a été condamnée à une amende de 3,7 millions de dollars²⁸.

Fuites signalées par Enbridge de 1999 à 2010

Année	Nombre de fuites et déversements	Quantité en nombre de barils	Quantité en litre (159 L. = 1 baril)
1999	54	28 760	4 572 840
2000	48	7 513	1 194 567
2001	34	25 980	4 116 510
2002	48	14 683	2 334 597
2003	62	6 410	1 019 190
2004	69	3 252	517 068
2005	70	9 825	1 562 175
2006	61	5 363	852 717
2007	65	13 777	2 190 543
2008	80	2 682	426 438
2009	103	8 441	1 342 119
2010	80	34 122	5 425 398
Total :	774	160 808 barils	25 554 238 litres

Watershed Sentinel, 2012

Outre ce tristement célèbre déversement, Enbridge a été responsable de très nombreux déversements au cours de la dernière décennie. Selon la recension effectuée par le magazine *Watershed Sentinel*²⁹, Enbridge aurait été responsable d'en moyenne 65 déversements par année, un peu partout en Amérique du Nord, pour un total estimé en 12 ans (1999 à 2010 inclusivement), de plus de 160 000 barils de pétrole (25 554 238 litres), ou l'équivalent de 21 159 tonnes de pétrole³⁰.

Pour Enbridge, le cas de la rivière Kalamazoo est donc le plus important d'une longue série d'accidents. Il aura notamment démontré l'incapacité des employés d'Enbridge à réagir efficacement en cas de problème. Dans ce cas précis, il aura fallu un peu plus de 17 heures avant que les actions nécessaires soient prises pour stopper la fuite et ainsi limiter les dégâts. Dans le rapport du *National Transportation Safety Board*, on précise que la fuite n'a pas été découverte ou prise en charge pendant plus de 17 heures ; que durant cette période, par deux fois les opérateurs ont pompé plus de pétrole dans la ligne (81% du total déversé!); et que les résidents incommodés ont pris eux-mêmes la décision de «s'auto-évacuer»³¹. Dans son rapport le *National Transportation Safety Board* parle carrément d'une «culture de déviance» devenue la norme chez Enbridge.³²

Parlant de culture de déviance chez Enbridge, notons qu'en mai 2013 on apprenait qu'au Canada la compagnie a «enfreint la réglementation de l'Office national de l'énergie (ONÉ) dans 117 de ses 125 stations de pompage à l'échelle du pays et qu'elle refuse d'être blâmée pour ces «entorses».

L'ONÉ a également révélé qu'Enbridge ne disposait que de 8 génératrices pour l'ensemble de son réseau, ces génératrices servent à alimenter les systèmes électriques auxiliaires en cas d'urgence. [De plus], 83 stations de pompage n'ont pas de bouton d'arrêt d'urgence »³³.

6 Tous les pétroles ne se valent pas

Tous les pétroles ne sont pas identiques, ils diffèrent selon le type, les méthodes d'extraction, les processus de raffinage, les prix et les impacts sur l'environnement et la santé qu'ils occasionnent. Pour le Québec, l'inversion et l'augmentation du flux dans l'oléoduc d'Enbridge signifient un changement des types de pétrole transportés et raffinés sur le territoire. Pour saisir les implications de l'inversion de la ligne 9B, il faut aborder la question des types de pétrole en circulation.

Le pétrole est un mélange de plusieurs hydrocarbures, mais sa composition chimique précise varie, entre autres, selon son lieu de forage³⁴. Bien qu'on retrouve toujours une longue chaîne de carbone entourée d'atomes d'hydrogène, on trouve également dans le pétrole d'autres éléments comme du soufre, de l'azote et des métaux en différentes quantités. Ces différences de composition chimique du pétrole brut et des produits pétroliers raffinés influencent les répercussions qu'ils ont sur la santé et l'environnement³⁵.

Classification des pétroles selon leur viscosité et provenance

- **Les gisements de pétrole léger** : l'aspect du pétrole brut se rapproche de celui du diesel*. Les gisements **sahariens** présentent cette caractéristique.
- **Les gisements de pétrole moyen** : la viscosité du pétrole brut est intermédiaire entre le pétrole léger et le pétrole lourd. Il s'agit par exemple des gisements du **Moyen-Orient**.
- **Les gisements de pétrole lourd ou extra-lourd** : le pétrole brut ne coule pratiquement pas à la température ambiante. Les gisements **d'Amérique du sud** en sont un exemple.
- **Les gisements de bitume** : le pétrole brut est très visqueux voire solide à la température ambiante. Les principales réserves de ce type se trouvent au **Canada et au Venezuela**.

6.1 Pétrole conventionnel ou non conventionnel ?

Pour distinguer les pétroles, on parle entre autres, de pétrole conventionnel ou non conventionnel. Cette distinction repose sur la composition de la roche dans laquelle on le trouve et surtout, sur les techniques employées pour son extraction³⁶. Dans le cas du pétrole conventionnel (habituellement plus léger et à plus basse teneur en soufre), les hydrocarbures formés au niveau de la roche-mère migrent vers une roche poreuse et perméable, appelée réservoir, dans lequel ils s'accumulent et forment des gisements dont l'exploitation se fait par forage conventionnel. Pour le pétrole non-conventionnel, par exemple le pétrole de schiste ou le pétrole issu des sables bitumineux, c'est plus compliqué. Les hydrocarbures sont beaucoup moins facilement accessibles, conséquemment les techniques d'extraction du pétrole non conventionnel sont beaucoup plus complexes, plus énergivores, plus chimiques et plus polluantes.³⁷

Pour la phase de production seulement, les émissions de GES sont en moyenne de 70% à 110% plus élevées pour les sables bitumineux canadiens bruts que pour la moyenne pondérée des carburants de transport vendus ou distribués aux Etats-Unis.

Pour établir des comparaisons entre les différents types de pétrole, les critères les plus importants de classification, outre leur provenance géographique, sont les mesures de la viscosité (API) et de la teneur en soufre du pétrole brut. Ces critères permettront de classer les pétroles sur une échelle de légers à très lourds (viscosité), et de doux à acides (teneur en soufre). La teneur en carbone des pétroles, liée à son API, est également utilisée comme critère de différenciation.

6.2 Viscosité - Densité - API

Selon la viscosité (densité), quatre types de gisements sont définis : léger, moyen, lourd ou extra-lourd, et bitume³⁸. Plus le pétrole brut est visqueux (dense), plus il est lourd. La viscosité est une propriété importante pour déterminer la rentabilité des exploitations : un pétrole léger est généralement plus facile à extraire et à traiter qu'un pétrole lourd³⁹. On mesure la viscosité d'un pétrole par la gravité API (du nom de "American Petroleum Institute" - l'échelle standard qui permet de décrire et de classer les liquides pétroliers tels que le pétrole brut en fonction de leur gravité spécifique (GS) mesurée à 15,6°C (60°F). La "gravité spécifique" est la densité du liquide par rapport à l'eau. Elle se calcule selon la formule suivante : $\text{Gravité API} = (141,5/\text{GS}) - 131,5$).

Appellations selon la teneur en soufre

- Brut doux, peu soufré, (en anglais **sweet**) avec moins de 0,5 % en masse de soufre
- Brut moyennement soufré (en anglais **medium sour**) avec une teneur en soufre comprise entre 0,5 et 1,5 %
- Brut soufré (en anglais **sour**) avec une teneur en soufre supérieure à 1,5 %.

Classification

- TBTS (très basse teneur en soufre $\leq 0,5$ %)
- BTS (basse teneur en soufre $\leq 1,0$ %)
- MTS (moyenne teneur en soufre $\leq 2,0$ %)
- HTS (haute teneur en soufre $\leq 3,0$ %)
- THTS (très haute teneur en soufre > 3 %)

L'échelle API rend compte de la viscosité, donc de la longueur des chaînes carbonées des composés. Plus les chaînes sont longues, plus le pétrole est lourd⁴⁰, plus la teneur en carbone est élevée. Un pétrole est léger si son API est supérieur à 31,1°, moyen s'il est compris entre 22,3° et 31,1°, lourd s'il est compris entre 10° et 22,3°, et extra lourd s'il est inférieur à 10°. L'API des bitumes, qui nécessitent divers procédés pour être extraits (chaleur, injection de vapeur ou

ajout de diluants chimiques), se situent généralement en dessous de 10°. Plus un pétrole est léger, plus il est considéré de grande qualité.

Sur l'échelle de classification pour la viscosité, de léger à lourd et très lourd, une catégorie distincte est attribuée au bitume car il n'est pas seulement très visqueux, il est semi-liquide ou solide, sa densité API est inférieure à 10°. Comparé au pétrole brut conventionnel léger, il contient plus de carbone et moins d'hydrogène. C'est une forme de pétrole très dense qu'il faut traiter mécaniquement et chimiquement pour le séparer du sable et de l'argile dans lequel il se trouve et en faire du pétrole liquide.

Du puits à la roue, les bruts issus des sables bitumineux ont une intensité carbonique de 9% à 19% plus élevée que les bruts du Moyen-Orient, de 5% à 13% plus élevée que le Maya du Mexique, et de 2% à 18% plus élevée que les bruts vénézuéliens



© Mario Jean / MADOC

6.3 Teneur en soufre

Un autre critère de classification est la teneur en soufre. Le pétrole brut est soit doux (sweet - faible teneur en soufre), soit sulfuré (sour - haute teneur en soufre). Le pétrole brut caractérisé par une haute teneur en soufre est aussi dit «acide», «sulfureux» ou «corrosif»⁴¹. De façon générale, la limite entre un pétrole « doux » (sweet) et un pétrole « acide » (sour) se situe à 1.5 % de soufre. Notons enfin que, concernant la teneur en soufre des produits pétroliers, selon les données de Ressources naturelles Canada,

*« le transport des produits raffinés sur de longues distances et par des pipelines servant au transport de différents produits peut accroître la teneur en soufre et faire en sorte qu'il faille procéder à un traitement correctif très coûteux à destination. De plus, les produits pétroliers doivent être adaptés aux conditions climatiques et aux exigences réglementaires de l'endroit où ils sont utilisés. (...) les produits raffinés transportés sur de longues distances doivent souvent être raffinés de nouveau pour convenir à l'utilisation qui en sera faite. »*⁴²

La teneur en soufre et en carbone ainsi que le degré API d'un brut varient considérablement selon la provenance du pétrole, ce qui permet de dégager de grandes tendances selon les régions du globe d'où proviennent les bruts. Ainsi des bruts originaires du Moyen-Orient, du Mexique, d'Afrique de l'Ouest ou de l'Alberta n'auront pas la même teneur en soufre ni le même degré API.

Malgré l'importance de la région géographique, elle ne permet pas toujours d'évaluer la teneur en soufre et la densité des bruts. Des distinctions entre les pétroles s'appliquent également aux pétroles et bitumes canadiens, qui sont d'une grande variété. Au Canada, les sables bitumineux se trouvent dans trois principaux gisements du nord de l'Alberta, ayant chacun leurs caractéristiques propres : Athabasca, Cold Lake et Peace River. Le tableau⁴³ suivant compare les teneurs en soufre et la densité (API), de différents types de bitumes et de bruts dans le monde.

Tableau synthèse - Caractéristiques des bruts

Gisement/Provenance	Type	API	API / Valorisé	Teneur en soufre	Teneur en Carbone
Cold Lake Alberta	Bitume et extra lourd	11°	23,1 à 31,8°	4,6% Valorisé : 0,1 à 3,5%	Élevée
Athabasca Alberta	Bitume	8°	31° à 33°	4,9%	Élevée
Peace River Alberta	Bitume et Varié	7,0 à 45° Moyenne : 28°		0,1 à 9%	Élevée
Hibernia Terre-Neuve-et-Labrador	Léger	32 à 34°		0,4 à 0,6%	Basse
Ceinture de l'Orénoque Venezuela	Bitume, lourd et extra lourd	7,5 à 9°	22° à 32°	3,6% Valorisé : 0.1%	Élevée
Bachaquero Venezuela	Lourd	13 à 17°		2,4%	Élevée
Tia Juana Light Venezuela	Moyen à lourd	12 à 31°		1,18 à 2,8%	Moyenne à élevée
Maya Mexique	Lourd	22°		3,3%	Moyenne à élevée
West Texas Sour (WTS) États-Unis	Léger	31,7 à 33°		1,28 à 1,98%	Basse
Golfe du Mexique États-Unis	Léger	35,1°		1,8%	Basse
Arabian light Arabie Saoudite	Léger	32,8°		1,97%	Basse
BRENT Europe	Léger	38°		0,4%	Basse
West Texas Intermediate (WTI) États-Unis	Léger	39,6°		0,3%	Basse
Sahara Blend Algérie	Léger	43,5 à 47,5°		0,09%	Basse

Comme on peut le constater dans ce tableau, le pétrole de l'Algérie qui représentait en 2012 autour de 40% du pétrole consommé au Québec⁴⁴, est un pétrole très léger d'une densité API variant entre 43,5 et 47,5° et d'une teneur en soufre de 0,09%. À l'opposé, le bitume tiré des gisements de sables pétrolifères de la région de Cold Lake en Alberta, au Canada, a une densité API d'environ 11° à l'état brut, il est donc lourd et à très haute teneur en soufre acide (4,6%), mais une fois valorisé (pré-raffiné), son API varie entre 23,1 et 31,8°. Alors que le bitume tiré des gisements de sables pétrolifères de la région d'**Athabasca**, est d'une densité API d'environ 8°, donc extra-lourd et à très haute teneur en soufre acide (4,9%), mais est valorisé de façon à

atteindre une densité allant de 31° à 33°⁴⁵. Ce pétrole valorisé issu de cette opération porte le nom de «pétrole synthétique».

Le bitume des sables bitumineux a une faible densité API, une viscosité élevée, une forte teneur en soufre et en métaux et un indice d'acide élevé comparativement à la plupart des pétroles obtenus de manière conventionnelle. Le bitume ne satisfait pas les exigences de production de certaines raffineries. De plus, le brut extra-lourd ne satisfait pas les spécifications minimales des oléoducs pour ce qui est du transport.⁴⁶

Le bitume doit donc être dilué ou valorisé pour être acheminé par pipelines :

La valorisation comporte généralement deux étapes. En premier lieu, le bitume est chauffé et de l'hydrogène y est ajouté sous haute pression afin de faire éclater (ou « craquer ») les grosses molécules d'hydrocarbures pour en faire des composés plus simples et plus petits. Ce procédé porte le nom d'hydrocraquage. Certaines usines de valorisation ont recours à la cokéfaction, une méthode qui a pour effet d'enlever le carbone du bitume afin de produire des hydrocarbures plus légers ainsi que du coke, une matière à base de carbone qui ressemble à de l'asphalte finement broyé.

*En deuxième lieu, de l'hydrogène est ajouté aux composés d'hydrocarbures pour les stabiliser et en retirer les impuretés telles que le soufre. Ce procédé porte le nom d'hydrotraitement. Trois principaux produits sont issus de la valorisation : le naphte, le kérosène et le gasoil, un type de carburant un peu plus lourd que le kérosène. **Ces produits peuvent être vendus séparément ou mélangés ensemble pour former un pétrole brut synthétique que l'on vend aux raffineries.** Le bitume brut peut également contenir plus de 5% de soufre, de grandes quantités peuvent donc être produites lors de la valorisation. Une partie du soufre est récupérée et est vendue, entre autres, pour la fabrication d'engrais, de produits pharmaceutiques et d'allumettes. L'autre partie demeure dans le coke. Il est considéré comme un sous-produit et peut être vendu, ou encore brûlé pour fournir du gaz (servir de combustible) à l'usine de valorisation⁴⁷.*

À titre comparatif, toujours au Canada mais à l'autre extrémité du pays dans le gisement de pétrole conventionnel Hibernia, situé à 315 km à l'est de St-Jean dans le bassin Jeanne d'Arc, Terre-Neuve-et-Labrador, on trouve un brut léger, d'une densité API de 32-34° et une très basse teneur en soufre (0,4-0,6%)⁴⁸. Une avenue d'approvisionnement potentiellement beaucoup plus intéressante pour les raffineries du Québec.

6.4 Bitume dilué, pétrole synthétique et autres mélanges

Le pétrole issu des sables bitumineux est du bitume, un pétrole non conventionnel. Il est extrait selon deux méthodes : le procédé minier et le procédé in situ⁴⁹. Le procédé minier permet d'accéder aux réserves qui se trouvent près de la surface. Le bitume qui en est extrait est mélangé à de l'eau et à des agents séparateurs puis agité pour être séparé du sable et de l'argile dans lequel il se trouve. Le procédé minier nécessite d'enlever toute la végétation et la terre végétale pour récupérer le bitume. Seulement 20% des réserves sont accessibles par l'intermédiaire de ce procédé dit minier. Pour récupérer les réserves enfouies plus profondément, qui représentent 80% des réserves⁵⁰, les exploitants ont recours au procédé dit in situ qui requiert habituellement le forage de puits et le pompage de vapeur dans les sols afin de séparer le bitume du sable et de l'argile, puis de le récupérer au moyen des puits. Selon la méthode utilisée, l'empreinte environnementale liée à la production diffère donc grandement.

Un aspect à considérer dans le cas du bitume dilué: la toxicité des diluants utilisés. Des solvants industriels contenant des distillats de pétrole lourd ou léger et/ou d'autres produits chimiques, qui peuvent augmenter la dangerosité du produit pour la santé humaine et des écosystèmes

Sur l'échelle de classification de la viscosité, de léger à lourd et très lourd, une catégorie distincte est attribuée au bitume car il n'est pas seulement très visqueux, il est semi-liquide ou solide, sa densité API est inférieure à 10°. Comparé au pétrole brut conventionnel léger, il contient plus de carbone et moins d'hydrogène. C'est une forme de pétrole très dense qu'il faut traiter mécaniquement et chimiquement pour le séparer du sable et de l'argile dans lequel il se trouve et en faire du pétrole liquide.

Les sables bitumineux sont des mélanges d'origine naturelle, qui contiennent en général 10 à 12 % de bitume, 80 à 85 % de minéraux (argiles et sable) et 4 à 6 % d'eau. Le bitume est un mélange de grosses molécules d'hydrocarbure pouvant contenir jusqu'à 5 %, en poids, de composés sulfurés, des petites quantités d'oxygène, des métaux lourds et autres matières. Physiquement, le bitume est plus dense que l'eau et plus visqueux que la mélasse (se présentant parfois à l'état solide ou semi-solide). Avant de pouvoir être transporté par oléoduc jusqu'à la raffinerie, le bitume doit être dilué ou traité. Le bitume (obtenu par extraction) est dilué avec du naphta, un pétrole brut synthétique léger, d'autres hydrocarbures légers ou des condensats de gaz naturel. Le bitume ainsi dilué est

souvent appelé dilbit, synbit ou dilsynbit, selon les matières utilisées pour en réduire la viscosité et la densité, afin de satisfaire les spécifications des oléoducs.⁵¹

En moyenne, deux tonnes de sables pétrolifères doivent être traitées pour obtenir un baril de pétrole synthétique ou de dilbit⁵². Une fois à la raffinerie, le pétrole brut lourd, le pétrole synthétique ou le bitume dilué est transformé en carburant pour alimenter les véhicules, produire de l'asphalte, servir de matière première dans la production d'engrais agricoles, ou produire d'autres produits dérivés du pétrole⁵³.

Puisque la plupart des raffineries canadiennes ont été conçues pour être alimentées avec du pétrole brut léger et/ou synthétique, elles doivent ajuster leurs procédés de raffinage pour être en mesure de traiter des pétroles lourds (pour en retirer les impuretés)⁵⁴. Un autre aspect à considérer dans le cas du bitume dilué est donc la toxicité des diluants utilisés: des solvants industriels contenant des distillats de pétrole lourd ou léger et/ou d'autres produits chimiques, qui peuvent augmenter la dangerosité des produits transportés pour la santé humaine et des écosystèmes.



© Mario Jean / MADOC

6.5 Valeur monétaire des bruts – Des économies pour le Québec, vraiment?

Tous les pétroles bruts n'ont pas la même valeur monétaire. Les pétroles légers (degrés de gravité plus élevé API ou la densité inférieure) et doux (faible teneur en soufre) sont généralement plus chers que les pétroles bruts lourds, acides. Ces pétroles légers sont davantage prisés par les raffineurs que les pétroles lourds (faible API et à plus forte teneur en soufre) qui sont plus complexes et coûteux à raffiner. Cela s'explique en partie « *parce que l'essence et le carburant diesel, qui se vendent généralement avec une prime significative pour le mazout résiduel et d'autres «fond de baril» produits, peuvent généralement être produits plus facilement et à moindre coût en utilisant du pétrole brut léger, doux. Bref, les nuances douces légères sont souhaitables car elles peuvent être traitées avec des processus en raffineries beaucoup moins sophistiqués et à moins forte intensité énergétique.* »⁵⁵

L'argument central des promoteurs du projet d'inversion de l'oléoduc d'Enbridge, c'est de permettre aux raffineries de faire des économies. Enbridge allègue que «l'accroissement des approvisionnements aux raffineries canadiennes en pétrole à prix moindre présentera des avantages tant pour l'industrie du raffinage et l'économie canadienne en général que pour les économies de l'Ontario et du Québec»⁵⁶ en se basant sur le fait que le pétrole de l'Ouest canadien, de moindre qualité, coûte moins cher le baril que les autres types de pétrole. **Mais ces économies que laissent miroiter les pro-inversion ne dureront qu'un temps et ne se traduiront pas par à une réduction du prix à la pompe** : ces économies ne favoriseraient que l'industrie pétrolière⁵⁷. En effet, comme il a été mis en lumière par de nombreux économistes⁵⁸, dès que le pétrole bitumineux du Canada aura accès aux marchés internationaux, le prix du baril augmentera. D'ailleurs, déjà les écarts ont diminué sensiblement ; en juillet dernier, les prix du Brent et du West Texas Intermediate (WTI) étaient presque à parité⁵⁹.

Les deux pétroles bruts de référence les plus utilisés au Canada sont le «West Texas Intermediate» (WTI) et le «Brent» :

*Le **WTI** est le pétrole brut de référence pour les prix du pétrole brut produit en Amérique du Nord. Le WTI est un pétrole brut léger et non acide de grande qualité, à partir duquel le carburant des véhicules automobiles est facilement produit. Comme la plupart des pétroles bruts ayant le WTI comme prix de référence doivent être transportés par oléoduc, ils ne peuvent pas atteindre aisément les marchés globaux et sont par conséquent considérés comme étant «sans accès à la mer».*

*Le **Brent** est le pétrole brut de référence pour les prix du pétrole brut provenant principalement de la mer du Nord en Europe. Bien que le Brent ne soit pas aussi léger et qu'il soit plus acide que le WTI, il n'en demeure pas moins un pétrole brut de grande qualité. Comparativement au WTI, davantage de raffinage sera toutefois nécessaire pour produire de l'essence.*

Comme la majorité du pétrole brut ayant le Brent comme prix de référence peut être expédié vers pratiquement tous les terminaux portuaires du monde pouvant recevoir du pétrole brut, le Brent est considéré comme étant « transportable par voie d'eau ». En raison de sa capacité à atteindre les marchés étrangers, le Brent est la référence mondiale pour les prix du pétrole brut⁶⁰.

Les mélanges pétroliers produits à partir des sables bitumineux n'ont pas la même valeur monétaire que les pétroles légers conventionnels. Suncor, qui produit du pétrole à partir des sables bitumineux, en parle ainsi dans son rapport de février 2013 :

En raison de sa viscosité, le bitume est combiné à un diluant ou à du pétrole brut synthétique, et il est vendu sous la forme de pétrole brut lourd. Les marchés pour le pétrole brut lourd sont plus limités que ceux du pétrole brut léger, ce qui les rend plus sensibles aux fluctuations de l'offre et de la demande (que ce soit en raison des contraintes des pipelines ou autres). Les cours de marché du pétrole brut lourd sont généralement moins élevés que ceux du pétrole léger, en raison surtout de la moins bonne qualité et de la valeur plus faible du rendement du produit raffiné et des coûts plus élevés associés au transport d'un produit plus visqueux par les pipelines.⁶¹

Ces dernières années, « la production de brut au Canada (lourd et à haute teneur en soufre) et aux États-Unis (en général plus léger et à moins haute teneur en soufre) a augmenté de façon spectaculaire. Plus complexe à stocker, à transporter et à raffiner, ces pétroles plus polluants, sont vendus à moindres coûts sur le marché. Les raffineries du Canada et des États-Unis élaborent des stratégies pour acquérir ces nouveaux flux de bruts domestiques et remplacer les importations plus dispendieuses de pétrole brut de plus haute qualité (léger, basse teneur en soufre)»⁶².

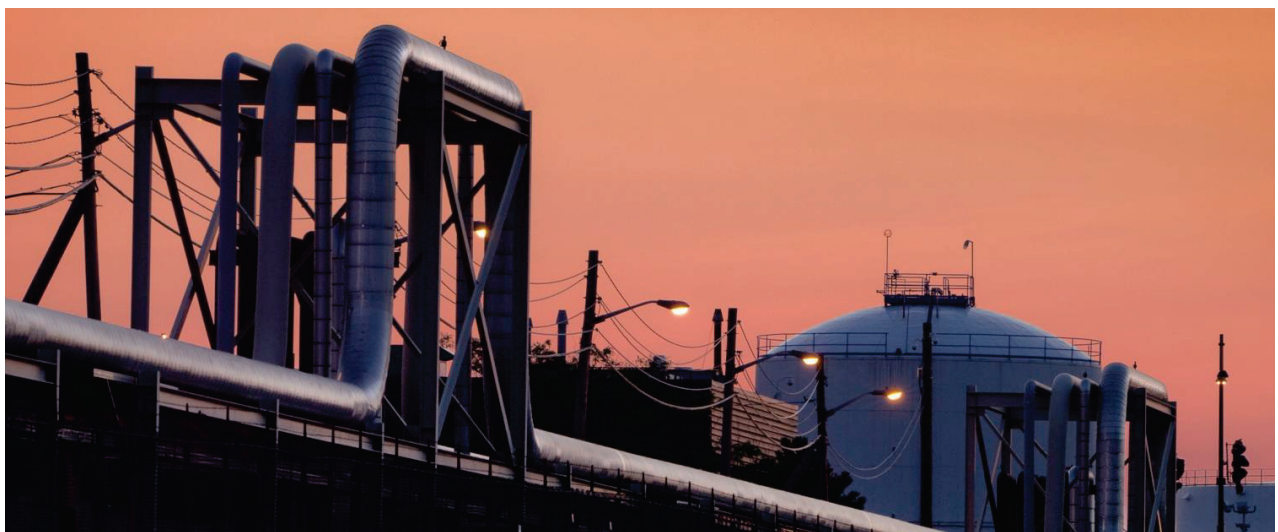
7 Provenance actuelle du pétrole raffiné et consommé au Québec

À l'exception du Québec, le pétrole lourd provenant de l'exploitation des sables bitumineux fournit environ la moitié des besoins quotidiens en pétrole du Canada⁶³. Comme on peut le voir dans le tableau qui suit, produit à partir des données de Statistiques Canada⁶⁴, les pays membres de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) ont fourni en 2012 45,3% du pétrole brut utilisé au Québec.

Les importations en provenance des pays de la mer du Nord (Norvège et Royaume-Uni) ont pour leur part fourni 7,6% des importations et celles du Mexique 6,4%. En 2012, l'Algérie était donc le principal fournisseur, avec 40,8% du marché québécois.

Le pétrole algérien est un pétrole conventionnel de haute qualité : très léger et à très basse teneur en soufre (sweet), alors que le pétrole du Mexique (6,4% en 2012), est plus lourd et à haute teneur en soufre. Des pétroles reçus, seul celui du Nigéria (0,59% en 2012) est plus lourd et à plus haute teneur en soufre que celui issu des sables bitumineux⁶⁵. En 2012, le total des arrivages au Québec de brut canadien (Est et Ouest du Canada) était de 7,9%.

À l'heure actuelle, le pétrole reçu et raffiné au Québec est majoritairement issu de sources conventionnelles, du pétrole léger à faible teneur en soufre.

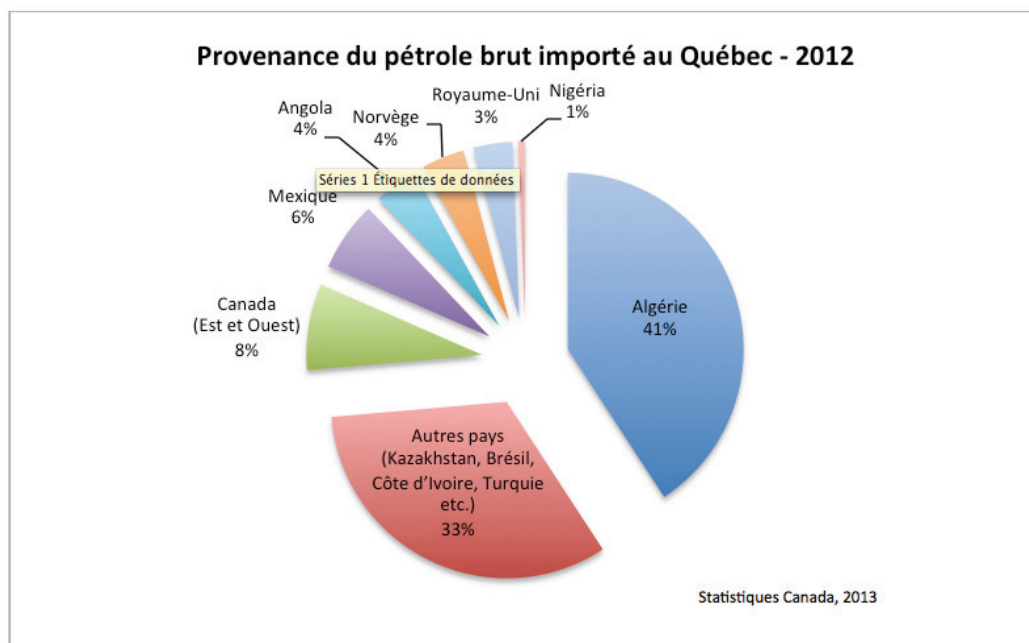


© Mario Jean / MADOC

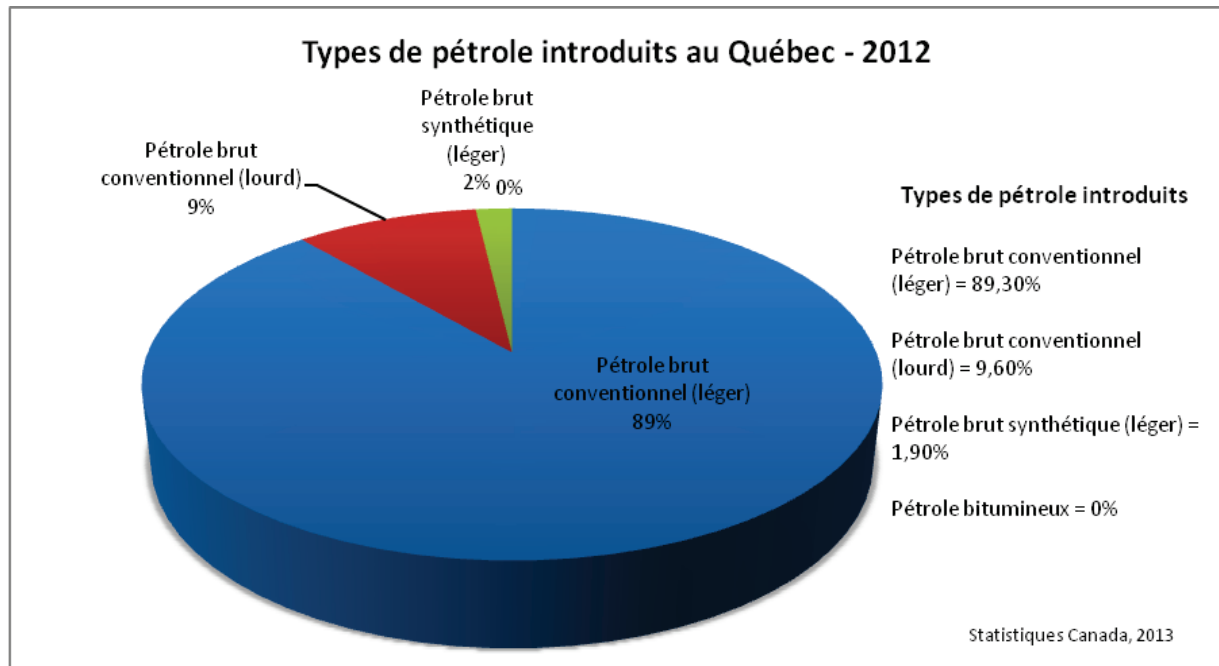
Approvisionnement en produits pétroliers au Québec en 2011-2012

Provenance de pétrole brut et équivalent en milliers de mètres cubes	Cumulatif 2011	Cumulatif 2012	% en 2012
Total des arrivages de brut de sources canadiennes (Est et Ouest)	1 532,8	1 598,5	7,9%
Total des importations	17 642,2	18 730,6	92,1%
OPEP	9 475,8	9 214,6	45,3%
Algérie	7 181,9	8 285,7	40,8%
Nigéria	186,3	120,5	0,59%
Angola	2 107,6	808,3	4,0%
Mer du Nord	3 015,5	1 535,2	7,6%
Royaume-Uni	1 501,9	733,9	3,6%
Norvège	1 513,6	801,2	3,9%
Amérique du Nord	830,7	1 295,8	6,4%
Mexique	830,7	1 295,8	6,4%
États-Unis	0,0	0,0	0
Autres pays (Kazakhstan, Brésil, Côte d'Ivoire, Turquie etc.)	4 320,2	6 685,1	32,9%
Grand total des arrivages de pétrole brut et équivalent au Québec	19 175,0	20 329,1	
Arrivages par pipeline	9 449,7	7 512,8	
Arrivages par d'autres moyens	9 725,3	12 816,3	
Stocks de pétrole brut-début	1 312,7	1 008,0	
Stocks de pétrole brut-fin	1 008,0	984,4	
Pertes et rectifications	57,7	24,1	
Total du pétrole brut et équivalents introduits au Québec	19 453,9	20 244,7	100%
Types de pétrole introduits au Québec			
Pétrole brut conventionnel (léger) introduit	16 729,8	18 081,1	89,3%
Pétrole brut conventionnel (lourd) introduit	2 458,9	1 942,2	9,6%
Pétrole brut synthétique (léger) introduit	265,2	221,5	1,9%
Pétrole bitumineux introduit	0,0	0,0	0%
Total des charges d'alimentation introduites	20 360,7	20 871,0	100%

Source : Compilation à partir de Statistiques Canada, 2013⁶⁶



Pour ce qui est des types de pétrole reçus, toujours selon les données de Statistiques Canada, la majeure partie, 89,3% était du pétrole brut conventionnel léger, 9,6% du pétrole brut conventionnel lourd et enfin, un autre 1,9% était constitué de pétrole brut synthétique (léger).



On peut en conclure que, jusqu'à maintenant, le pétrole reçu et raffiné au Québec est donc principalement issu de sources conventionnelles, du pétrole léger à faible teneur en soufre. Ce qui changera du tout au tout avec l'arrivée massive du pétrole non conventionnel (sous différentes formes : brut, synthétique, dilbit ou autres) de l'Ouest Canadien, un pétrole lourd à haute teneur en soufre, beaucoup plus polluant sur l'ensemble de son cycle de vie.

8 Plusieurs enjeux environnementaux liés au raffinage

Les raffineries sont des sites industriels lourds qui engendrent des quantités énormes de contaminants sous différentes formes. Leurs opérations courantes génèrent des émissions dans l'atmosphère, dans l'eau et dans les sols. En plus des émissions normales liées à leurs opérations courantes, les possibilités de fuites sont nombreuses⁶⁷ dans les raffineries de pétrole : elles comptent des centaines de kilomètres de tuyaux reliés les uns aux autres par des brides, des pompes, des compresseurs, des agitateurs, des vannes, etc.⁶⁸. Ajoutons à cela qu'elles sont aussi des consommatrices intensives d'énergie et d'eau, utilisées pour faire fonctionner leurs procédés.

En passant d'un pétrole léger à un pétrole lourd, les émissions de GES liées au raffinage pourraient aller jusqu'à tripler.

À court terme, si le flux de la ligne 9 est inversé, le pétrole lourd des sables bitumineux transporté par Enbridge pourrait, en tout ou en partie, être raffiné dans les deux raffineries en activité au Québec : celle de Suncor, située à l'est de Montréal, et celle de Valero (Ultramar) à Lévis. Or, le passage du raffinage d'un pétrole léger, actuellement la majeure partie de ce qui est raffiné au Québec, au raffinage de pétroles plus lourds, en particulier le bitume dilué, ayant une composition différente du pétrole actuellement traité au Québec (en majorité léger), entrainerait une hausse significative de la pollution atmosphérique générée par les raffineries.



© Mario Jean / MADOC

8.1 Pétrole bitumineux et augmentation des GES liés au raffinage

Selon certaines estimations, en passant d'un pétrole léger à un pétrole lourd, les émissions de GES liées au raffinage pourraient jusqu'à tripler.⁶⁹ Déjà, au Québec, la raffinerie Jean-Gaulin d'Ultramar à Lévis est le plus grand émetteur industriel de GES⁷⁰, suivi de près par la raffinerie montréalaise de Suncor. Le raffinage de grande quantité de pétroles plus lourds, ne fera qu'assombrir le portrait.

Gaz à effet de serre (tonnes éq CO₂) déclarés en 2010⁷¹

Raffinerie	Ville	CO ₂ (tonnes)	CH ₄ (t. éq. CO ₂)	CH ₄ (tonnes)	N ₂ O (t. éq. CO ₂)	N ₂ O (tonnes)	Total (tonnes)
Ultramar	Lévis	1 249 855	829	39,46	7 088	22,86	1 257 771
Suncor	Montréal	1 223 438	597	28,1	4 213	13,59	1 228 247

En 2010⁷², au Québec, le secteur de l'industrie était le 2^e secteur en importance avec des émissions de GES de 27,1 Mt éq. CO₂, soit 32,9% des émissions totales. De ce secteur, les industries affichant les plus fortes émissions de GES liées à l'utilisation de combustibles fossiles étaient les raffineries de pétrole (3,5 Mt éq. CO₂, soit 21,8% des émissions industrielles totales), suivies par les industries produisant des métaux ferreux (14,8%), les usines de pâtes et papiers (8,5%), les industries chimiques (7,2%), les alumineries (2,3%) ainsi que les cimenteries et les usines de chaux (5,3%)⁷³.

Les raffineries québécoises sont déjà parmi les plus grandes émettrices du secteur industriel. Toute augmentation des émissions de GES de leur part sont donc à considérer très sérieusement.

Plusieurs travaux⁷⁴ se sont penchés sur l'intensité carbonique des types de pétroles. De façon générale les analyses effectuées confirment que les pétroles issus des sables bitumineux émettent plus de GES comparativement à d'autres types de pétrole dans le monde. C'est ce que confirme notamment le rapport d'analyse du cycle de vie des bruts⁷⁵ produit par le Service de recherche du Congrès américain, publié en mars 2013, qui compare l'intensité carbonique, soit le total des émissions de GES du puits à la roue, de différents types de pétroles.⁷⁶ Sur les bases de données comparatives, il conclut :

- *Les bruts issus des sables bitumineux canadiens sont en moyenne de plus grands émetteurs de GES que les bruts qu'ils remplaceraient dans les raffineries américaines [dans l'éventualité où Keystone XL allait de l'avant]. 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 Etats-Unis;*
- *En ne tenant pas compte de la phase de consommation finale de l'évaluation du cycle de vie (qui peut contribuer jusqu'à 70%-80% des émissions du puits à la roue), **pour la phase de production seulement, les émissions de GES sont, en moyenne, de 70% à 110% plus élevées pour les sables bitumineux canadiens bruts** que pour la moyenne pondérée des carburants de transport vendus ou distribués aux Etats-Unis;*
- *Par rapport aux importations ciblées, **les bruts issus des sables bitumineux ont une intensité carbonique de 9% à 19% plus élevée que les bruts acides du Moyen-Orient, de 5% à 13% plus élevée que le Maya du Mexique, et de 2% à 18% plus élevée que les divers bruts vénézuéliens**, sur la base du puits à la roue.*

Bien qu'alimentées principalement en pétrole léger et à faible intensité carbonique, les raffineries du Québec sont déjà parmi les plus grandes émettrices industrielles de GES au Québec. Avec l'augmentation des quantités de pétroles lourds raffinés ici au détriment de pétroles plus légers, il ne fait aucun doute que nous assisterons à une hausse significative des émissions de GES liées au secteur. Le Québec a pris l'engagement de réduire de 25% ses émissions de GES d'ici 2020 (versus 1990) et sa consommation de pétrole de 30% d'ici 2020 (et de 60% d'ici 2030). Cependant, il n'a toujours pas de plan pour y arriver et l'arrivée de pétroles plus lourds ne fera que nous éloigner de ces objectifs.

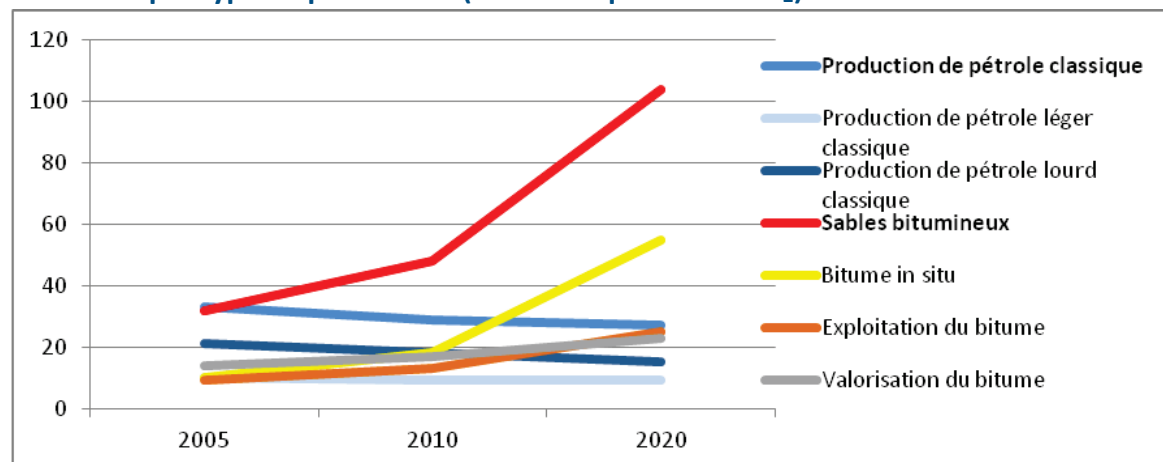
8.2 Une augmentation importante des GES liés au secteur à prévoir

Le scénario de référence de l'ONÉ prévoit que la production de pétrole tiré des sables bitumineux triple par rapport à 2010 d'ici 2035. La production passera à 811 milliers m³/j (5,1 millions b/j)⁷⁷ ; cette expansion est d'ores et déjà approuvée par le gouvernement du Canada.

Selon une analyse approfondie de l'Institut Pembina, une telle croissance entraînera une augmentation de 250% de la production de gaz à effet de serre mais également de 150% de la production des déchets toxiques issus de l'exploitation des sables bitumineux, de 170% de l'utilisation d'eau douce, de 230% des émissions d'oxydes d'azote, de 160% des émissions de dioxydes de soufre et de 190% des matières particulaires⁷⁸.

Environnement Canada prévoit que «sans mesure gouvernementale supplémentaire, les émissions provenant de l'industrie pétrolière et gazière en amont, (pipelines inclus, mais raffinage et valorisation exclus), devraient augmenter de 125 Mt en 2005 à 160 Mt en 2020. Cette augmentation est essentiellement due à la croissance de la production de bitume, dont les émissions devraient progresser de 19 Mt en 2005 à environ 80 Mt d'ici 2020.

Émissions par type de production (en Mt d'équivalents CO₂)



Source : Environnement Canada, 2012⁷⁹

Plus précisément, les émissions provenant de l'exploitation des sables bitumineux devraient doubler, alors que les émissions provenant de la production *in situ* devraient plus que quintupler, passant de 10 Mt en 2005 à 55 Mt en 2020. Les émissions associées à la valorisation des sables bitumineux devraient augmenter et passer de 14 Mt en 2005 à 23 Mt d'ici 2020.»⁸⁰

8.3 Raffinage de pétrole bitumineux et dégradation de la qualité de l'air

En plus d'émissions accrues de GES, le raffinage de pétroles plus lourds entraîne le rejet accru de plusieurs autres polluants atmosphériques, dont les oxydes de soufre (SO_x), les oxydes d'azote (NO_x), les composés organiques volatils (COV), les particules fines (PM), le monoxyde de carbone (CO) et le benzène⁸¹, aux lourdes conséquences sanitaires et environnementales. Les émissions atmosphériques provenant du raffinage dépendent du type de pétrole raffiné (densité API), de la teneur en soufre, et du type de raffinerie impliquée.⁸²

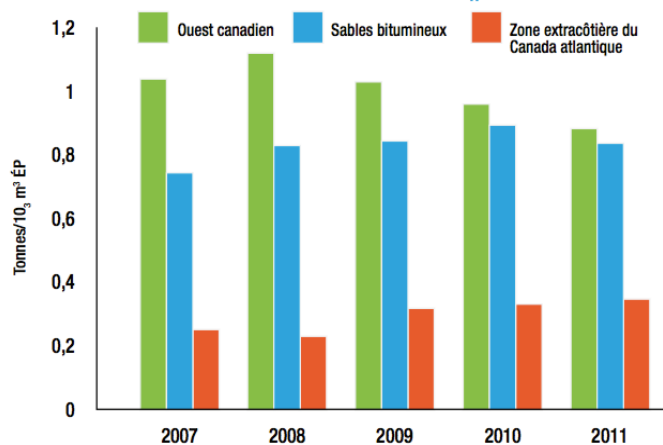
Comparativement à la production de pétrole classique, la production de pétrole extrait des sables bitumineux génère deux fois plus de NO_x et de SO_2 par baril de pétrole, en raison des procédés d'extraction qui consomment plus d'énergie.⁸³ Le bitume dilué possède des caractéristiques semblables à celles du brut lourd acide en termes de densité et de teneur en soufre⁸⁴. En comparaison avec le pétrole brut classique (léger), il contient des concentrations d'acides organiques de 15 à 20 fois plus élevés que les bruts conventionnels, et de 5 à 10 fois plus de soufre⁸⁵. Selon les estimations, les niveaux de NO_x et de SO_2 pour la région de l'Athabasca en vertu du scénario approuvé devraient dépasser les lignes directrices de l'Alberta et de l'Organisation mondiale de la Santé. Tout projet additionnel contribuerait davantage à l'augmentation de ces niveaux⁸⁶.

En résumé, bien que l'industrie se targue d'être parvenue à diminuer la quantité de polluants atmosphériques par baril produit, le pétrole issu des sables bitumineux demeure beaucoup plus polluant. Ajoutons à cela qu'en Alberta, la situation se détériore. Entre 2002 et 2008, près de deux fois plus (200%) de composés organiques volatils et de particules dans l'air ont été observés, une augmentation de 50% en oxyde d'azote et une multiplication par 14 des émissions (1400%) de sulfure d'hydrogène⁸⁷. La qualité de l'air s'est dégradée de façon spectaculaire dans la région des sables bitumineux, avec des niveaux de pollution de l'air ayant dépassé les objectifs fixés par le gouvernement de l'Alberta à 1 556 reprises en 2009, comparativement à 47 fois en 2004⁸⁸.

Impossible donc de nier que l'exploitation et le raffinage des pétroles lourds non-conventionnels et plus particulièrement ceux issus des sables bitumineux sont des procédés beaucoup plus polluants que ceux utilisés pour le pétrole conventionnel.

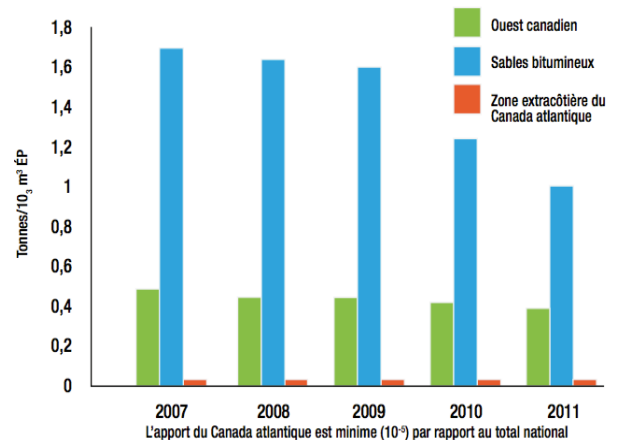
Comme on peut le constater dans les graphiques qui suivent, la transformation du pétrole des sables bitumineux libère des quantités plus importantes de dioxyde de soufre (SO_2), et d'oxydes d'azote (NO_x), sans même aborder la question des émissions accrues de sulfure d'hydrogène (H_2S), de mercure, de cadmium et de plomb.

National - Intensité d'émissions de NO_x



Source : ACP, 2012⁸⁹

National - Intensité des émissions SO_2



Les raffineries de Suncor et Ultramar émettent déjà des quantités importantes de contaminants affectant la qualité de l'air. Les deux tableaux qui suivent reflètent leur situation pour 2010 et 2011.

Rejets en tonnes des raffineries québécoises – 2010

Substances	Suncor Mtl-Est ⁹⁰	Ultramar Lévis ⁹¹	Total
Dioxyde de soufre (SO_2)	2 241	4 146	6 387
Oxydes d'azote (NO_2)	948	1 500	2 448
Monoxyde de carbone (CO)	629	1 001	1 630
Composés organiques volatiles (COV)	491	576 + 88 ⁹²	1 155
Particules totales	138	297	435
PM10 (Matières particulaires inférieures ou égales à 10 microns)	110	255	365
PM2,5 (Matières particulaires inférieures ou égales à 2,5 microns)	83	243	326
Benzène	3	3,7	6,7
Toluène	30	4,3 + 1,1 ⁹³	35,4

Rejets en tonnes des raffineries québécoises – 2011

Substances	Suncor Mtl-Est ⁹⁴	Ultramar Lévis ⁹⁵	Total
Dioxyde de soufre (SO ₂)	2 136	4 850	6 986
Oxydes d'azote (NO ₂)	980	1 446	2 426
Monoxyde de carbone (CO)	663	1 077	1 740
Composés organiques volatiles (COV)	427	510 + 100 ⁹⁶	1037
Particules totales	123	290	413
PM10 (Matières particulaires inférieures ou égales à 10 microns)	99	237	336
PM2,5 (Matières particulaires inférieures ou égales à 2,5 microns)	79	220	299
Benzène	3,1	2,5	5,6
Toluène	29	3,7 + 1,5 ⁹⁷	34,2

Comme on peut le voir dans ces tableaux, la raffinerie d'Ultramar à Lévis déclare des émissions annuelles importantes de COV, à raison de 610 tonnes en 2011, et de 664 tonnes en 2010. Pour la même période, Suncor déclarait des émissions de COV de 427 tonnes en 2011 et de 491 tonnes en 2010. Sur la base de leurs émissions de COV en 2011, ils se classent parmi les dix plus grands émetteurs au Québec⁹⁸. Pour ce qui est du SO₂, en 2011 seulement, on parle de 2 136 tonnes pour Suncor et de 4 146 tonnes pour Ultramar, ce qui les classe bien loin derrière les plus grands émetteurs Québécois que sont la Fonderie Horne (Rouyn-Noranda) avec ses 23 378 tonnes en 2011, et l'Aluminerie Alouette (Sept-Îles) avec 11 608 tonnes⁹⁹.

L'arrivée massive du pétrole albertain ferait augmenter substantiellement les émissions des raffineries québécoises au moment même où le Québec connaît des problèmes de qualité de l'air.

Rappelons au passage que le dioxyde de soufre (SO₂) a une influence **néfaste sur les cultures et le rythme de croissance des végétaux**. Qu'il est lié à la formation des **pluies acides**, associé à **l'acidification des lacs et des cours d'eau**, à **la détérioration des forêts**, à la diminution de la visibilité (brouillard) et à la **corrosion des matériaux** de construction (pierre, métaux)¹⁰⁰. En ce qui a trait à la santé humaine, l'exposition à des concentrations élevées de SO₂ peut affecter le **système respiratoire** et **aggraver les maladies** qui le touchent. Lorsque qu'il se combine avec d'autres composés présents dans l'atmosphère, tels que l'ammoniac, il devient un **facteur**

important de la formation secondaire des particules de moins de 2,5 microns, qu'on appelle les particules ($P_{2,5}$) et qui sont inhalables. On sait que les $P_{2,5}$ ont des effets nocifs sur la santé de la population et l'environnement.¹⁰¹

Bien que la qualité de l'air se soit améliorée dans l'Est de Montréal au cours des dernières années, en 2012, les concentrations de dioxyde de soufre (SO_2) y était encore deux fois plus élevées qu'ailleurs sur l'île selon les données du Réseau de surveillance de la qualité de l'air (RSQA).

En ce qui a trait au benzène, dans la catégorie des hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP), chez Ultramar en 2010, ce sont 3,7 tonnes qui ont été émises et 3 tonnes pour Suncor sur un total de 39 tonnes émises par les quinze entreprises recensées au Québec dans l'inventaire d'Environnement Canada pour 2010¹⁰². Du côté du toluène, 30 tonnes en 2010 et 29 en 2011 pour Suncor, alors que pour la même période, Ultramar déclarait des émissions de toluène de 3,7 tonnes en 2010 et de 2,5 en 2011.

L'industrie du raffinage étant règlementée, les raffineries traitent sur place certains des contaminants qu'elles émettent afin d'en réduire les effets indésirables. C'est le cas notamment du SO_2 traité à Montréal dans une usine de récupération du soufre qui transforme l'hydrogène sulfuré (H_2S) de la raffinerie montréalaise en soufre élémentaire et en bisulfite de sodium. Son taux d'épuration s'élèverait à près de 99%¹⁰³. Pour ce qui est des COV, les entreprises du secteur de la pétrochimie et de la chimie sont assujetties à une réglementation qui les oblige à réduire de 90% leurs émissions de substances organiques¹⁰⁴. Ceci fait en sorte que plus leur production sera élevée, plus les quantités totales émises seront grandes. Malgré une réglementation serrée, les raffineries demeurent de grandes émettrices de contaminants atmosphériques. Des améliorations technologiques ont permis une réduction appréciable des émissions polluantes par tonne de pétrole raffiné, de même que des rejets totaux pour la majorité des contaminants déclarés. En contrepartie, l'augmentation de la production totale des raffineries aux cours des dernières années, et incidemment l'augmentation de rejets de certains polluants, oblige à relativiser ces gains.

Selon un bilan de l'Organisation mondiale de la santé publié en 2011, Montréal est la deuxième grande ville canadienne où la pollution atmosphérique est la plus intense, elle arrive tout juste derrière l'agglomération industrielle de Sarnia, en Ontario, en termes de pollution atmosphérique.

L'arrivée massive du pétrole albertain ferait augmenter substantiellement les émissions des raffineries québécoises au moment même où le Québec connaît des problèmes de qualité de l'air. Plusieurs régions du sud du Québec sont aux prises avec des problèmes d'ozone au sol et de particules fines (PM), entraînant des journées de mauvaise qualité de l'air. En 2008 au Québec, les frais de santé liés à la mauvaise qualité de l'air ont été estimés à 2 milliards \$¹⁰⁵. Le Québec peine déjà à atteindre ses objectifs de réduction des particules fines respirables dans l'air (PM_{2,5}) ou de réduction des émissions de dioxyde de soufre (SO₂), d'oxydes d'azote (NO_x) et de composés organiques volatiles (COV). Le Québec dispose également de peu de marge de manœuvre pour continuer d'abaisser son plafond annuel d'émission de SO₂ quand il devrait pourtant s'y atteler sérieusement face au problème d'acidification qui revient nous hanter.

À la lumière de ces faits, l'AQLPA estime que ces questions doivent être étudiées beaucoup plus à fond. À l'heure des choix quant aux types de pétroles qui alimenteront les raffineries québécoises, voilà des questions auxquelles le gouvernement du Québec doit s'attarder en priorité.



© Mario Jean / MADOC

9 Augmentation de la production et de l'utilisation de coke de pétrole

Si le projet d'inversion du flux dans l'oléoduc d'Enbridge va de l'avant, Suncor pourrait construire une unité de cokéfaction à sa raffinerie de l'Est de Montréal, un secteur déjà lourdement affectée par la pollution atmosphérique. De plus, une unité de cokéfaction augmenterait la quantité de coke de pétrole produite, manipulée et utilisée au Québec.

Le coke de pétrole, aussi connu sous le nom de «petcoke», est l'un des nombreux résidus du raffinage. Il s'agit d'un granulé noir, un déchet de l'industrie pétrolière, utilisé comme combustible (ou autre intrant industriel) dans les centrales thermiques, les raffineries et les cimenteries. Plus on raffine de pétrole, plus on met en circulation de coke de pétrole. Pour un baril de bitume des sables bitumineux, c'est entre 15 et 30 pourcent qui se retrouvera sous forme de petcoke, selon les procédés de valorisation et de raffinage¹⁰⁶.

Selon les estimations, par unité d'énergie produite, comparativement au charbon, «le petcoke émettrait de 5% à 10% plus de CO₂, une tonne de petcoke serait responsable de l'émission de 53,6% plus de CO₂ qu'une tonne de charbon tout en se vendant à 25% du prix»¹⁰⁷. La combustion de coke de pétrole entraîne également des émissions importantes d'oxydes d'azote (NO_x et de N₂O), toxiques pour la santé humaine et néfastes à la couche d'ozone, et de dioxyde de soufre (SO₂), directement liés aux problèmes de pluies acides et de smog, de même que des matières particulaires, des COV et des métaux. La teneur en soufre du coke de pétrole dépend des procédés de raffinages employés et du type de brut utilisé pour le produire. Le pétrole albertain étant plus riche en soufre, le résidu du procédé de raffinage, le coke de pétrole, sera conséquemment plus riche en soufre. L'usage de ce coke de pétrole comme combustible entraînera très probablement des émissions accrues de SO₂. Si tel est le cas, le soufre retiré lors du raffinage du carburant dans le but de réduire la pollution de l'air (smog et pluies acides), sera émis ultérieurement dans l'atmosphère lors de son utilisation par les industries.



Poussières se dégageant des amoncellements de coke de pétrole sur les rives de la rivière Détroit, 27 juillet 2013¹⁰⁸

Impacts sanitaires liés à l’entreposage – Le coke de pétrole est très volatile. Il peut créer des problèmes de santé publique si l’entreposage est inadéquat et qu’il est laissé à tous vents. Le coke de pétrole contient des volumes significatifs de particules de l’ordre de 10 microns de diamètres (PM₁₀) et de 2,5 microns (PM_{2,5})¹⁰⁹ ainsi que deux métaux toxiques émis sous formes de particules qui sont particulièrement préoccupants, soit le nickel et le vanadium. Ces particules peuvent occasionner des problèmes cardiaques et respiratoires: irritations des voies respiratoires, de l’asthme et de l’emphysème¹¹⁰.

Québec : principal lieu de consommation de coke de pétrole au Canada

Le Québec est déjà le principal marché de consommation pour le coke de pétrole au Canada, dépassant largement l’Ontario et l’Alberta réunis. Un important projet de cimenterie à Port Daniel en Gaspésie est présentement proposé et pourrait devenir un des, sinon le plus gros four à coke de pétrole au Québec, et peut-être en Amérique du Nord. À lui seul ce projet pourrait faire augmenter de 2 millions de tonnes le bilan de GES québécois (dépendamment de la production), le tout sans évaluation par le Bureau d’audiences publiques en environnement du Québec (BAPE).

En 2010 seulement, un peu plus de 535 mille tonnes de coke de pétrole et de coke de charbon ont été manutentionnées au Port de Québec¹¹¹.

10 Peu d'impact en termes d'emploi pour le Québec

Plusieurs études démontrent que les retombées économiques des projets d'exploitation du pétrole des sables bitumineux sont marginales dans les provinces autres que l'Alberta. La mise en œuvre du projet d'Enbridge constituerait un risque important de dommages, de perturbations économiques majeures. Il pourrait également constituer un risque grave à l'approvisionnement en eau potable pour des milliers de personnes. Les coûts prévus sont considérables et pourraient dépasser les avantages économiques¹¹².

Le *Conference Board du Canada* évalue que, pour l'ensemble des nouveaux projets liés aux sables bitumineux entre 2015 et 2035, chaque milliard de dollars investis permet la création de 745 emplois pour le Québec et l'Ontario, dont 156 emplois directs, indirects et induits au Québec¹¹³. Cette estimation est optimiste considérant d'autres sources, dont le *Canadian Energy Research Institute* (CERI), qui estime pour sa part que les effets de l'ensemble de l'investissement lié aux nouveaux projets d'expansion des sables bitumineux seraient concentrés à 86% en Alberta et ne soutiendraient que 591 emplois par année au Québec sur 25 ans¹¹⁴. Selon l'Institut de recherche et d'informations socio-économiques (IRIS), « ... il est difficile d'évaluer le nombre d'emplois que créerait l'inversion du tronçon Ligne 9B de l'oléoduc. Les partisans du projet parlent seulement d'un «maintien» des emplois dans l'industrie. Il ne s'agit donc pas de création d'emplois directs ou indirects au Québec par la seule Ligne 9B, mais plutôt de la conservation d'emplois qui existent déjà et qui pourraient hypothétiquement disparaître sans l'inversion proposée.»¹¹⁵.

11 Se faire complice du désastre bitumineux

En plus des risques et impacts liés aux projets pipeliniers qu'aurait à subir la population québécoise, on ne peut passer sous silence qu'une demande accrue en pétrole lourd des sables bitumineux participera à encourager, voire à faire exploser, sa production dans l'Ouest et la cautionnera. En d'autres mots, accepter que les raffineries québécoises s'approvisionnent désormais en pétrole issu des sables bitumineux, c'est se faire complice de la catastrophe environnementale et sanitaire qui se déroule en Alberta et d'en étendre les conséquences au Québec et au delà.

Au Canada, les sables bitumineux se trouvent dans trois principaux gisements du nord de l'Alberta : Athabasca, Cold Lake et Peace River. Situés sous 140 200 kilomètres carrés de forêt boréale, de tourbières et de tourbières de Muskeg et des écozones du Nord des Prairies¹¹⁶, ces trois gisements contiendraient 173 milliards barils de bitume, ce qui en fait la plus grande réserve d'hydrocarbure au monde après celle de l'Arabie saoudite. Il s'agit du plus gros projet industriel de toute l'histoire de l'humanité et, du point de vue l'intensité carbonique, c'est une véritable bombe climatique selon plusieurs. Les conséquences environnementales catastrophiques de l'extraction des sables bitumineux en Alberta sont bien connues et documentées. Malgré certaines améliorations dans les pratiques de l'industrie, l'exploitation des sables bitumineux en est, encore à ce jour, considérée comme l'un des projets les plus polluants en termes de conséquences environnementales à l'échelle planétaire. En 2011, l'empreinte totale des activités d'extraction de sables bitumineux a augmenté de 7%, passant à 76 070 hectares¹¹⁷ (760 Km²). La destruction des habitats est tellement importante qu'elle est visible de l'espace. En plus de l'évidente destruction du territoire, en pleine forêt boréale, l'exploitation des sables bitumineux engendre d'importants rejets de polluants atmosphériques, comme les oxydes d'azote, le dioxyde de soufre et des composés organiques volatiles comme le benzène¹¹⁸.

En plus d'émettre une quantité importante de contaminants dans l'environnement, l'exploitation des sables bitumineux est aussi extrêmement énergivore. Selon les sources, il faudrait jusqu'à un (1) joule d'énergie pour produire quatre (4) joules de pétrole bitumineux d'Alberta, alors que le ratio pour du pétrole conventionnel (Moyen-Orient) est de un (1) pour quinze (15). Dans une fiche technique sur les conséquences écologiques de l'exploitation des sables bitumineux¹¹⁹, l'Institut Pembina soulignait que «pour la production de pétrole tiré des sables bitumineux, on utilise à chaque jour 600 millions de pieds cubes de gaz naturel propre, ce qui pourrait chauffer plus de trois millions de maisons canadiennes.»

L'augmentation de production annoncée nécessitera toujours plus de gaz. Gaz qui devrait plutôt servir à remplacer le mazout et autres produits pétroliers. Plutôt que d'utiliser une énergie plus propre pour se départir d'une énergie plus sale, on l'utilise pour produire encore plus d'énergie sale. Un non sens.



© Mario Jean / MADOC

12 Engagements du Québec en matière de réductions des GES

Au chapitre des réductions des gaz à effet de serre au Québec, l'ambition est depuis longtemps au rendez-vous, mais les décisions difficiles pour encadrer le développement industriel et l'évolution des modes de transport se font toujours cruellement attendre. Au départ, le gouvernement du Québec avait pris l'engagement d'atteindre les objectifs canadiens du Protocole de Kyoto¹²⁰, soit une réduction de 6% par rapport aux émissions de GES de 1990, entre 2008 et 2012. Ce qu'il n'a pas réussi à faire. Dans les faits, **on apprendait dans le dernier bilan de la mise en œuvre du Plan d'action 2006-2012¹²¹ que, dans certains cas, la lutte contre les changements climatiques a été près de 10 fois moins efficace que prévue.** Un échec « cuisant ». Il faut en conclure qu'encore une fois, le développement économique a eu le dessus sur les considérations environnementales et, de façon associée, sur la santé.

Dans son rapport¹²² du printemps 2012, le commissaire au développement durable soulignait sans détour que :

- L'information disponible ne permet pas d'évaluer la contribution du plan d'action à la diminution des émissions de gaz à effet de serre (GES);
- La structure de gouvernance est inappropriée, compte tenu de l'envergure et de la complexité du plan d'action;
- Le processus d'élaboration du plan ne fournit pas l'assurance que les mesures choisies sont les plus efficaces pour atteindre les objectifs;
- Le suivi de la mise en œuvre est insuffisant et l'évaluation du degré d'atteinte des objectifs et des cibles est absente;
- La reddition de comptes demeure trop souvent anecdotique; en outre, elle n'est pas significative des résultats obtenus.

Malgré ces importantes lacunes mises en lumière par le commissaire au développement durable, et bien que les objectifs fixés pour la période 2008-2012 n'aient jamais été atteints, optimiste, le gouvernement du Québec s'est néanmoins fixé un nouvel objectif de réduction des GES à -25% pour 2020.

À notre avis, il est naïf de croire que nous atteindrons ce nouvel objectif sans que les moyens nécessaires soient mis en place. En effet, on ne peut augmenter sans fin la production et la consommation de pétrole tout en pensant atteindre cet objectif. Il faudra à l’avenir un suivi beaucoup plus serré et sérieux de la mise en œuvre du futur Plan de manière à pouvoir se réajuster au besoin. Le Québec doit donc prendre des décisions pour atteindre son objectif de réduction des GES de 25% en 2020, sous le niveau de 1990. Les actions retenues devront s’inscrire dans une approche systémique, présenter des objectifs ambitieux, réalistes, mesurables et comprendre des mesures de suivi transparentes.

Le Québec est à l’heure des choix responsables...



© Mario Jean / MADOC

13 Engagements du Canada en matière de réductions des GES

Pour sa part, le Canada s'est retiré du Protocole de Kyoto. Il n'a aucun plan pour atteindre ces objectifs de réductions de GES qu'il s'est fixé pour 2020 et qui sont loin de ce que la science commande comme réduction (+3% en 2020 versus 1990). Le Canada pourtant partie des pays membres des Nations unies qui se sont engagés à limiter le réchauffement planétaire à un maximum de deux degrés Celsius de manière à éviter des changements climatiques catastrophiques. Le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) estime que pour avoir une chance raisonnable (50%) de limiter le réchauffement climatique à 2 degrés Celsius, les pays industrialisés doivent d'ici 2020 réduire leur émissions de gaz à effet de serre de 25 à 40% sous les niveaux de 1990. D'ici 2050 ils doivent les réduire de 80 à 95% sous les niveaux de 1990¹²³.

L'Agence internationale de l'énergie (AIE) et la Banque Mondiale estime respectivement que nous nous dirigeons vers un réchauffement planétaire de 3,6 à 5,3 degrés Celsius¹²⁴ et de 4 degrés¹²⁵ alors qu'ils reconnaissent la nécessité de limiter le réchauffement à 2 degrés. Le seul moyen d'y arriver selon la Banque Mondiale est de changer nos modes de production et de consommation. Selon l'AIE, les deux-tiers des combustibles fossiles doivent rester dans le sol d'ici 2050 si nous voulons limiter le réchauffement planétaire à 2 degrés.

Les conséquences de l'inversion du sens de l'écoulement de l'oléoduc d'Enbridge et de l'augmentation de son débit pour transporter du pétrole issu des sables bitumineux de l'Alberta, n'amélioreront pas la situation du Québec sur le plan des émissions de GES, ni d'ailleurs sur le plan des autres contaminants de l'atmosphère... bien au contraire!

Comme la Banque Mondiale le soulignait judicieusement dans son rapport de 2010, « ...en tardant trop à réagir, on ne fait qu'alourdir le coût de phénomènes dont l'impact va aller croissant et on laisse passer des opportunités d'adopter des mesures d'atténuation peu coûteuses en permettant aux économies de verrouiller leur avenir dans des infrastructures et des modes de fonctionnement à forte intensité de carbone, générant toujours plus d'inertie. »

14 CONCLUSION

Au Canada, la production de pétrole conventionnel est en déclin rapide dans l'ouest. La production de pétrole non conventionnel, pétrole bitumineux et pétrole de schiste, est pour sa part en croissance rapide dans l'Ouest canadien et aux États-Unis. Ces formes de pétroles sont dites « extrêmes » car elles sont moins accessibles et leur exploitation génère des impacts environnementaux beaucoup plus importants (émissions de gaz à effets de serre, pollution de l'eau et de l'air, destruction de la forêt, etc.) que ceux du pétrole conventionnel. Il en résulte des dépassements des normes environnementales, et ce bien au-delà des contrôles en matière de protection de l'environnement et de sécurité.

Puisqu'une meilleure stratégie est possible, la logique et la prudence élémentaires nous imposent de prendre le temps de réfléchir et faire des choix responsables.

Depuis la fin des années 90, la production de pétrole bitumineux a doublée et les compagnies pétrolières et les gouvernements canadien, albertain et saskatchewanais veulent encore faire doubler la production d'ici 2020 et tripler d'ici 2035 (par rapport à 2010). Par conséquent, les producteurs de pétrole de l'Ouest ont besoin de nouvelles capacités de transport par oléoduc pour répondre à l'expansion prévue de la production. Les compagnies pétrolières œuvrant dans les sables bitumineux et présentes au Québec, telles que Suncor et Total, exercent donc des pressions très importantes à tous les niveaux pour forcer l'implantation d'un immense réseau d'oléoducs partout en Amérique du Nord et au Québec pour se donner accès aux voies navigables et aux ports de mer afin de pouvoir exporter la majeure partie de leur production vers les marchés extérieurs et ainsi obtenir un meilleur prix pour leur pétrole tout en augmentant leur production.

Or ces projets d'oléoducs, avec Enbridge comme premier jalon, signifient l'arrivée du pétrole lourd et corrosif au Québec. En effet, le pétrole de l'Algérie, qui représentait en 2012 autour de 40% du pétrole consommé au Québec¹²⁶, est un pétrole très léger d'une densité API variant entre 43,5 et 47,5° et d'une teneur en soufre de 0,09%. À l'opposé, le bitume tiré des gisements de sables pétrolifères des régions de Cold Lake et d'Athabasca en Alberta, au Canada ont une densité API variant d'environ 8 à 11 à l'état brut et une teneur soufre variant de 4,6 à 4,9%¹²⁷.

14.1 Sécurité et indépendance énergétique, une réflexion s'impose

Dans le contexte énergétique actuel, marqué par son imprévisibilité politique et carrément inquiétant d'un point de vue environnemental, la frénésie et l'urgence imposées par les producteurs de pétrole de l'Ouest pour implanter leurs oléoducs dans l'Est doivent être désamorcées et mises sur pause. Les arguments présentés pour désenclaver le pétrole bitumineux au profit des compagnies pétrolières doivent être remis en question.

D'abord l'argument de la nécessité de sécuriser les approvisionnements est avancé par les promoteurs alors qu'il n'y a pas de véritables problèmes d'approvisionnement au Québec. Et advenant que ce soit le cas éventuellement, la seule alternative est-elle vraiment de recourir au pétrole de l'Ouest avec toutes les conséquences analysées précédemment ?

La réponse est non.

Rappelons que ce type de pétrole, très polluant, exige la conversion ou l'implantation d'un immense réseau d'oléoducs dans les régions les plus peuplées du Canada avec tous les risques que cela implique, qu'il existe de l'opposition dans les communautés où passerait ce réseau et que la majeure partie de ce pétrole serait vouée à l'exportation vers les marchés extérieurs du Canada.

La venue du pétrole de l'Ouest créerait une énorme pression poussant à la hausse tous les contaminants atmosphériques qui s'y rattachent, et ce, à tous les niveaux : de la production, au transport, au raffinage et à la combustion finale des produits raffinés ainsi que des déchets pétroliers comme le coke de pétrole.

C'est aussi à cause de cette stratégie de développement énergétique au profit des compagnies pétrolières que le Canada s'est retiré du Protocole de Kyoto pendant que la majorité de la population du Québec et du Canada s'y opposait au moment, faut-il le rappeler, où un consensus scientifique mondial appelle à réduire nos émissions polluantes de façon draconienne et urgente.

14.2 Réflexions et sens des responsabilités d'abord

Remplacer le pétrole actuellement consommé au Québec par le pétrole bitumineux de l'Ouest canadien nous condamne irrémédiablement à utiliser un des pétroles les plus polluants qui soit. D'autres solutions existent et nous devons absolument réduire notre consommation. De plus, nous savons que nous devons choisir les pétroles les moins polluants. Par exemple, du pétrole léger est produit au Canada plus précisément à Terre-Neuve. La qualité du pétrole de l'Est du Canada est comparable à celle de celui de l'Algérie et de la Mer du Nord, donc constitue un pétrole beaucoup moins polluant.

Ainsi, si on voulait sécuriser nos approvisionnements tout en réduisant les impacts environnementaux et sociaux de nos importations de pétrole, il serait certainement logique d'envisager toutes les options s'offrant à nous, incluant celle de faire affaire avec Terre-Neuve et les compagnies pétrolières œuvrant en Atlantique. Cette option ne comprend définitivement pas le Golfe du St-Laurent qui est une mer quasi-fermée où les impacts de la production de pétrole et des inévitables accidents seraient bien plus graves qu'ailleurs à cause des conditions de glaces et des courants marins mal connus et aussi pour tous les impacts prévisibles sur les autres secteurs comme les pêcheries et le tourisme sans oublier les impacts sociaux.

Par ailleurs, importer du pétrole de l'Est du Canada ne nécessiterait pas l'implantation d'un réseau d'oléoduc de si grande importance, s'il devait nécessiter de telles infrastructures. De plus, cela réduirait les distances de transport par pétroliers venant d'outre-mer ce qui réduirait les émissions polluantes liées au transport et les risques d'accidents inhérents.

De nouvelles possibilités et perspectives pourraient voir le jour. Elles permettraient peut-être de tisser des liens plus harmonieux avec Terre-Neuve, d'éviter les impacts environnementaux et sociaux négatifs liés à l'importation du pétrole bitumineux, de nous donner une marge de manœuvre intéressante dans la perspective de la réduction de notre consommation de pétrole, dû au fait qu'elle ne nous obligerait pas à consentir à des investissements verrouillant notre économie avec de telles infrastructures pour les cinquante, voire les cent prochaines années.

Avec un peu d'imagination et de réflexion, nous pouvons sortir de la dépendance au pétrole sans pour autant craindre de manquer de pétrole dans l'avenir.

Puisqu'une meilleure stratégie est possible, la logique et la prudence élémentaires nous imposent de prendre le temps de réfléchir collectivement et faire des choix responsables.

Notes et références

- 1 BENICIA CITY CALIFORNIA, Valero Crude by Rail, 2013, <http://www.ci.benicia.ca.us/index.asp?SEC=%7BC45EA667-8D39-4B30-87EB-9110A2F9CE13%7D>
- 2 Approvisionnement et utilisation, produits pétroliers, Québec — Approvisionnement de raffinerie de pétrole brut, charges d'alimentation introduites et total produits pétroliers raffinés. Statistiques Canada 2013 - <http://www.statcan.gc.ca/pub/45-004-x/2012012/t037-fra.htm>
- 3 World Bank (2012), Turn Down the Heat: Why a 4°C World Must Be Avoided, <http://www.worldbank.org/en/news/feature/2012/11/18/Climate-change-report-warns-dramatically-warmer-world-this-century>
- 4 Banque Mondiale, Rapport sur le développement dans le monde 2010: Développement et changement climatique, 2009 - <http://web.worldbank.org/WBSITE/DELETEDSITESBACKUP/EXTDECRESFRE/EXTRDMINFRE/EXTRDM2010INFRE/0,,contentMDK:22293265~pagePK:64168445~piPK:64168309~theSitePK:5358346,00.html>
- 5 Idem
- 6 RABBLE.CA, Ethical Enbridge? The real story of Line 9 and the tar sands giga-project, janvier 2013, <http://rabble.ca/news/2013/01/mcethicalm-enbridge-line-9-and-tar-sands-gigaproject#.UQAKGGzPeJE>
- 7 ÉQUITERRE, Liste non exhaustive des résolutions adoptées jusqu'à maintenant en Ontario, au Québec et aux États-Unis, 2013, <http://www.equiterre.org/solution/adoptez-une-resolution>
- 8 VILLE DE MONTRÉAL, Formulaire de demande de participation remis à l'Office national de l'énergie, 19 avril 2013. (p.10) https://www.neb-one.gc.ca/ll-fre/livlink.exe/fetch/2000/72399/72487/74088/660700/750773/782585/785825/A3H0Y0_-_application_to_participate_form_frVDM__1_.pdf?nodeid=785826&vernum=0
- 9 RADIO-CANADA, La MRC d'Argenteuil veut une évaluation environnementale du projet d'Enbridge, juin 2013, <http://www.radio-canada.ca/nouvelles/societe/2013/06/12/011-enbridge-argenteuil-evaluation.shtml>
- 10 BUREAU DE LA SECURITE DES TRANSPORTS DU CANADA, Sommaire statistique des événements de pipeline, 2011, <http://www.tsb.gc.ca/FRA/stats/pipeline/2011/ss11.asp#sec02>
- 11 Idem
- 12 RICHARD B. KUPREWICZ, Report on Pipeline Safety for Enbridge's Line 9B Application to NEB, août 2013, https://www.neb-one.gc.ca/ll-fre/livlink.exe/fetch/2000/72399/72487/74088/660700/750773/794638/794847/813450/A3J7T4_-_Attachment_B_-_ACCUFATS_PIPELINE_SAFETY_REPORT.2013.08.05?nodeid=813457&vernum=0&redirect=3
- 13 Pipelines Spill Three Times as Much Oil as Trains, IEA Says. Bloomberg, may 2013 - <http://www.bloomberg.com/news/2013-05-14/pipelines-spill-three-times-as-much-oil-as-trains-iea-says.html>
- 14 Transport de pétrole lourd: le grand patron d'Enbridge se fait rassurant. La Presse, 11 septembre 2013 - <http://www.lapresse.ca/environnement/economie/201309/11/01-4688106-transport-de-petrole-lourd-le-grand-patron-denbridge-se-fait-rassurant.php>
- 15 Toxicologie des vapeurs des produits pétroliers – Covaltec http://www.covaltech.com/index.php?option=com_content&view=article&id=9&Itemid=28&lang=fr Consulté le 2013-06-05
- 16 Catastrophe environnementale: Préparer l'évaluation de leurs effets. MINISTÈRE DE L'ÉCOLOGIE, DU DÉVELOPPEMENT ET DE L'AMÉNAGEMENT DURABLES (France), février 2008 - http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/Catastrophes_-_Web.pdf
- 17 EFFETS DE LA POLLUTION PAR LES HYDROCARBURES ... - THE INTERNATIONAL TANKER OWNERS POLLUTION FEDERATION LIMITED, 2013 - http://www.itopf.com/information-services/publications/French/documents/TIP11_FR_EffectsofOilPollutiononFisheriesandMariculture.pdf
- 18 CCME, STANDARDS PANCANADIENS RELATIFS AUX HYDROCARBURES PÉTROLIERS, 2008, http://www.ccme.ca/assets/pdf/phc_standard_1.0_f.pdf
- 19 DIVISION OF ENVIRONMENTAL HEALTH MICHIGAN, DEPARTMENT OF COMMUNITY HEALTH, Acute Health Effects of the Enbridge Oil Spill, 2010, http://www.michigan.gov/documents/mdch/enbridge_oil_spill_epi_report_with_cover_11_22_10_339101_7.pdf
- 20 Déversement au Michigan : Enbridge épinglée par les autorités américaines, Radio-Canada, 12 juillet 2012. <http://www.radio-canada.ca/regions/alberta/2012/07/10/002-enbridge-deversement-petrole.shtml>
- 21 EPA Orders Enbridge to Perform Additional Dredging to Remove Oil from Kalamazoo River - Order for Removal under Section 311(c) of the Clean Water Act (PDF), March 2013 <http://www.epa.gov/enbridgespill/>
- 22 <http://www.epa.gov/enbridgespill/>
- 23 Canoe, février 2013- <http://argent.canoe.ca/nouvelles/affaires/petroliere-enbridge-distribue-les-cadeaux-quebec-13022013>
- 24 Inside Climate News - <http://insideclimatenews.org/news/20130128/dilbit-6B-pipeline-kalamazoo-river-enbridge-oil-spill-michigan-keystone-xl-epa>
- 25 <http://www.freep.com/article/20130304/NEWS05/303040038/Enbridge-declines-to-pay-for-new-studies-on-oil-spill-damage>

- 26 Transport de pétrole lourd: le grand patron d'Enbridge se fait rassurant. La Presse, 11 septembre 2013 - <http://www.lapresse.ca/environnement/economie/201309/11/01-4688106-transport-de-petrole-lourd-le-grand-patron-denbridge-se-fait-rassurant.php>
- 27 Fuite de pétrole : une amende possible de 3,7 M\$ contre Enbridge, Radio-Canada, 3 juillet 2012. <http://www.radio-canada.ca/nouvelles/Economie/2012/07/03/001-fuite-petrole-kalamazoo-enbridge-agence-americain-sanction-civile-amende.shtml>
- 28 Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration, July 2012 - <http://www.phmsa.dot.gov/staticfiles/PHMSA/DownloadableFiles/Files/Press%20Release%20Files/phmsa1512.pdf>
- 29 Watershed Sentinel, Enbridge Spills in Mar-Apr-2012-Vol22-No2 - <http://www.watershedsentinel.ca/content/enbridge-spills>
- 30 Suivant sa masse volumique, une tonne de pétrole brut fait entre 7 et 9,3 barils. Le chiffre 21 159 tonnes est basé sur la moyenne mondiale aux environs de 7,6 barils par tonne.
- 31 Enbridge Incorporated Hazardous Liquid Pipeline Rupture and Release Marshall, Michigan. National Transportation Safety Board (NTSB/PAR-12/01) - July 25, 2010. (P.101) <http://www.nts.gov/doclib/reports/2012/PAR1201.pdf>
- 32 “A similar culture of deviance appears to have developed in the Enbridge control center as control center operators, shift leads, and their supervisors believed that it was acceptable to not adhere to the 10-minute restriction when given the “right” circumstances. No system can operate safely when a culture of deviance from procedural adherence has become the norm, as the evidence suggests occurred in the Enbridge control center.” | Enbridge Incorporated Hazardous Liquid Pipeline Rupture and Release Marshall, Michigan. National Transportation Safety Board (NTSB/PAR-12/01) - July 25, 2010. (P.101) <http://www.nts.gov/doclib/reports/2012/PAR1201.pdf>
- 33 Enbridge contrevient au règlement de l'Office national de l'énergie, SRC, mai 2013. <http://www.radio-canada.ca/nouvelles/National/2013/05/07/001-enbridge-office-nation-energie-infractions.shtml>
- 34 Hydrocarbures de roche-mère: État des lieux, Rapport IFPEN 62 729 - 22 janvier 2013 - <http://bit.ly/17JGjQo>
- 35 Pêches et Océans Canada - <http://www.dfo-mpo.gc.ca/science/publications/article/2012/01-25-12-fra.html> consulté 15/03/13
- 36 Hydrocarbures de roche-mère: État des lieux, Rapport IFPEN 62 729 - 22 janvier 2013 - <http://bit.ly/17JGjQo>
- 37 Glossaire – Connaissance des énergies, consulté janvier 2013. <http://www.connaissancedesenergies.org/quelle-est-la-difference-entre-petrole-conventionnel-et-petrole-non-conventionnel>
- 38 Le bitume à l'état brut étant sous forme solide il a sa classe à part, mais une fois raffiné ce dernier se classe dans l'une des 4 catégories précitées selon la viscosité obtenue.
- 39 Formation du pétrole – Connaissance Énergie <http://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/formation-du-petrole> consulté 2013-05-06
- 40 Centre Info-Énergie - <http://www.centreinfo-energie.com/generator2.asp?xml=/silos/ong/oilsands/oilsandsAndHeavyOilOverview01XML.asp&template=1,1,1> consulté 15/03/13
- 41 Ressources Naturelles Canada - Économie du raffinage. <http://www.rncan.gc.ca/energie/sources/marche-produits-petroliers/1317>
- 42 Dans ÉTAT ACTUEL ET FUTUR DES OLÉODUCS ET DES GAZODUCS ET LA CAPACITÉ DE RAFFINAGE AU CANADA - Rapport du Comité permanent des ressources naturelles, Mai 2012. http://publications.gc.ca/collections/collection_2012/par/XC49-1-411-02-fra.pdf
- 43 À partir de différentes sources : Ressources Naturelle Canada, 2012. Conditions de corrosion dans le parcours du bitume, du puits à la route - <http://www.rncan.gc.ca/mineraux-metiaux/technologie-materiaux/4543> | Oil Charge Migration in the Peace River Oil Sands and Surrounding Region. J. Adams, S. Larter, B. Bennett, H. Huang. University of Calgary 2012. http://www.cspg.org/documents/Conventions/Archives/Annual/2012/270_GC2012_Oil_Charge_Migration_in_the_Peace_River_Oil_Sands.pdf | Offshore-technology, Hibernia Canada, <http://www.offshore-technology.com/projects/hibernia/> consulté 03/06/13 | Life Cycle Assessment Comparison of North American and Imported Crudes, July 2009. <http://www.eipa.alberta.ca/media/39640/life%20cycle%20analysis%20jacobs%20final%20report.pdf>
- 44 Approvisionnement et utilisation, produits pétroliers, Québec — Approvisionnement de raffinerie de pétrole brut, charges d'alimentation introduites et total produits pétroliers raffinés. Statistiques Canada 2013 - <http://www.statcan.gc.ca/pub/45-004-x/2012012/t037-fra.htm>
- 45 Centre canadien d'information sur l'énergie, avril 2013. <http://www.centreinfo-energie.com/generator2.asp?xml=/silos/ong/oilsands/oilsandsAndHeavyOilOverview01XML.asp&template=1,1,1>
- 46 Conditions de corrosion dans le parcours du bitume, du puits à la route, Ressources naturelles Canada. Octobre 2012 <http://www.rncan.gc.ca/mineraux-metiaux/technologie-materiaux/4543>
- 47 Centre canadien d'information sur l'énergie, avril 2013. <http://www.centreinfo-energie.com/generator2.asp?xml=/silos/ong/oilsands/oilsandsAndHeavyOilOverview07XML.asp&template=1,1,1>
- 48 Offshore-technology, Hibernia Canada, <http://www.offshore-technology.com/projects/hibernia/> consulté 03/06/13
- 49 Institut Pembina, juin 2012 - Forecasting the impacts of oilsands expansion <http://www.pembina.org/pub/2455> | Les sables bitumineux du Canada : Les obligations du gouvernement fédéral. Un rapport d'Équiterre, The Pembina Institute et du Environmental Defence, Octobre 2010. http://www.equiterre.org/sites/fichiers/rapport_sables_bitumineux_oct2010_fr.pdf

- 50 Ministère de l'Environnement de l'Alberta, Gouvernement du Canada 2009 - http://www.nrcan.gc.ca/energy/sites/www.nrcan.gc.ca.energy/files/files/OilSands-LandUseandReclamation_f.pdf
- 51 Conditions de corrosion dans le parcours du bitume, du puits à la route, Ressources naturelles Canada. Octobre 2012 <http://www.nrcan.gc.ca/mineraux-metallurgie/technologie-matieres/4543>
- 52 Centre canadien d'information sur l'énergie, avril 2013. <http://www.centreinfo-energie.com/generator2.asp?xml=/silos/ong/oilsands/oilsandsAndHeavyOilOverview07XML.asp&template=1,1,1>
- 53 Enbridge - Détails sur l'inversion de la ligne 9B. http://www.enbridge.com/ECRAI_FR/Line9BReversalProject_FR/~media/www/Site%20Documents/Delivering%20Energy/Projects/Line9B/Line9BSafelyTransportingCrudefactsheet%20_FRENCH.ashx
- 54 Bitume – Encyclopédie Canadienne, consulté janvier 2013. <http://www.thecanadianencyclopedia.com/articles/fr/bitume>
- 55 U.S. Energy Information Administration, 2012 - <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=7110>
- 56 Projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9 Enbridge - Octobre 2012 http://www.enbridge.com/ECRAI_FR/Line9BReversalProject_FR.aspx
- 57 Tendances des matières premières - Desjardins Études Économique, mars 2013 - http://www.desjardins.com/fr/a_propos/etudes_economiques/previsions/tendances-matieres/tmp1303.pdf
- 58 Analyse approfondie des écarts de prix du pétrole brut - Services économiques TD, mars 2013 http://www.td.com/francais/document/PDF/economics/special/DrillingDownOnCrudeOilPriceDifferentials_fr.pdf | Pas de baisse de prix à la pompe - La Presse, novembre 2012 - <http://affaires.lapresse.ca/economie/energie-et-ressources/201211/14/01-4593538-pas-de-baisse-de-prix-a-la-pompe.php> | Et si on achetait plus de pétrole du Texas. Gérald Fillion, mars 2013 - <http://blogues.radio-canada.ca/geraldfillion/tag/alberta/>
- 59 Spread narrows between Brent and WTI crude oil benchmark prices – US Energy Information Administration, Août 2013. <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=12391>
- 60 Statistiques Canada, 2013 - <http://www.statcan.gc.ca/pub/62-001-x/2012010/aftertoc-aprestdm1-fra.htm>
- 61 Rapport de Gestion, Suncor – Février 2013 | http://www.suncor.com/pdf/Suncor_MDA_2012_fr.pdf
- 62 U.S. Energy Information Administration, 2012. <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=8130#>
- 63 Suncor Énergie – Mars 2013 http://www.bitumequebec.ca/assets/application/events/files/61807a2821e26fd_file.pdf /
- 64 Approvisionnement et utilisation, produits pétroliers, Québec — Approvisionnement de raffinerie de pétrole brut, charges d'alimentation introduites et total produits pétroliers raffinés. Statistiques Canada 2013 - <http://www.statcan.gc.ca/pub/45-004-x/2012012/t037-fra.htm>
- 65 Voir – Tableau synthèse des caractéristiques des bruts
- 66 Approvisionnement et utilisation, produits pétroliers, Québec — Approvisionnement de raffinerie de pétrole brut, charges d'alimentation introduites et total produits pétroliers raffinés. Statistiques Canada 2013 - <http://www.statcan.gc.ca/pub/45-004-x/2012012/t037-fra.htm>
- 67 À titre d'exemple, en décembre 2012, Ultramar est responsable d'une fuite majeure de carburant à ses installations de Montréal-Est : plus de 350 000 litres se sont échappés d'une conduite qui a éclaté. TVA Nouvelles, <http://tvanouvelles.ca/lcn/infos/faitsdivers/archives/2012/12/20121214-102242.html> | Toujours en 2012, plus de 20 000 litres de carburant en tout genre se sont échappés de la raffinerie montréalaise Suncor au cours de plusieurs accidents - La Presse 2012, <http://www.lapresse.ca/environnement/201210/11/01-4582492-raffinerie-de-montreal-est-20-000-litres-deverses.php>
- 68 Environnement et pétrochimie, Ville de Montréal – 2013. http://ville.montreal.qc.ca/portal/page?_pageid=7237,74837769&_dad=portal&_schema=PORTAL
- 69 ENVIRONMENTAL SCIENCE ET TECHNOLOGY, Combustion Emissions from Refining Lower Quality Oil: What Is the Global Warming Potential?, novembre 2010 <http://pubs.acs.org/doi/full/10.1021/es1019965#>
- 70 Base de données sur les GES des installations canadiennes. Environnement Canada. Inventaire 2010. <http://bit.ly/ZxndMj>
- 71 Base de données sur les GES des installations canadiennes. Environnement Canada. Inventaire 2010. <http://bit.ly/ZxndMj>
- 72 Inventaire québécois des émissions de GES en 2010 et évolution depuis 1990 - MDDEP (2013), Direction des politiques de la qualité de l'atmosphère. <http://www.mddep.gouv.qc.ca/changements/ges/2010/inventaire1990-2010.pdf>
- 73 Idem
- 74 US CONGRESSIONAL RESEARCH SERVICE, Canadian Oil Sands: Life-Cycle Assessments of Greenhouse Gas Emissions, mars 2013, <http://www.fas.org/sgp/crs/misc/R42537.pdf> | INTERNATIONAL COUNCIL ON CLEAN TRANSPORTATION AND ENERGY-REDEFINED LLC., Carbon Intensity of Crude Oil in Europe, 2010, <http://www.theicct.org/carbon-intensity-crude-oil-europe> | ENVIRONMENTAL SCIENCE AND TECHNOLOGY, Combustion Emissions from Refining Lower Quality Oil: What Is the Global Warming Potential?, 2010, <http://pubs.acs.org/doi/full/10.1021/es1019965#> | NATIONAL ENERGY TECHNOLOGY LABORATORY, Development of Baseline Data and Analysis of Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Petroleum- Based Fuels, 2008
- 75 US CONGRESSIONAL RESEARCH SERVICE , Canadian Oil Sands: Life-Cycle Assessments of Greenhouse Gas Emissions, mars 2013, <http://www.fas.org/sgp/crs/misc/R42537.pdf>

- 76 NATURE, Climate science: A line in the sands, Août 2013 <http://www.nature.com/news/climate-science-a-line-in-the-sands-1.13515>
- 77 Avenir énergétique du Canada - Offre et demande énergétiques à l'horizon 2035 - Points saillants de l'analyse touchant le pétrole brut et le bitume. ONÉ. <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfmrtn/nrgyrprt/nrgyftr/2011/fctsht1134crdl-fra.html>
- 78 Institut Pembina, juin 2012 - Forecasting the impacts of oilsands expansion <http://www.pembina.org/pub/2455>
- 79 Voir Tableau 5 - Tendances en matière d'émissions au Canada. Environnement Canada, 2012. <http://www.ec.gc.ca/Publications/default.asp?lang=Fr&n=3CD345DC-1#Toc330995784>
- 80 Tendances en matière d'émissions au Canada. Environnement Canada, 2012. <http://www.ec.gc.ca/Publications/default.asp?lang=Fr&n=3CD345DC-1#Toc330995784>
- 81 ENVIRONNEMENT CANADA, 2013, <http://www.ec.gc.ca/energie-energy/default.asp?lang=Fr&n=1467336C-1>
- 82 INTERNATIONAL COUNCIL ON CLEAN TRANSPORTATION AND ENERGY-REDEFINED LLC., Carbon Intensity of Crude Oil in Europe, 2010, <http://www.theicct.org/carbon-intensity-crude-oil-europe>
- 83 Dan Woynillowicz et al. Oil Sands Fever – The Environmental Implications of Canada's Oil Sands Rush. Pembina Institute. Novembre 2005.
- 84 Association canadienne de pipelines d'énergie - <http://www.cepa.com/fr/5-autres-faits-a-connaître-sur-le-bitume-dilue>
- 85 Pipeline and Tanker Trouble: The Impact to British Columbia's Communities, Rivers, and Pacific Coastline from Tar Sands Oil Transport. Natural Resources Defense Council and the Pembina Foundation, 2011. <http://bit.ly/15q1gze>
- 86 Idem
- 87 Les sables bitumineux du Canada : Les obligations du gouvernement fédéral. Un rapport d'Équiterre, The Pembina Institute et du Environmental Defence, Octobre 2010. http://www.equiterre.org/sites/fichiers/rapport_sables_bitumineux_oct2010_fr.pdf
- 88 Idem
- 89 Association canadienne de producteurs de pétrole, 2012 <http://rce.capp.ca/rce/wp-content/uploads/2012/11/Énergie-canadienne-responsable-Rapport-D-Étape-Sommaire-2012.pdf>
- 90 Renseignements de 2010 sur l'installation et les substances pour Raffinerie de Montréal - Suncor Energy Inc. Environnement Canada. http://www.ec.gc.ca/pdb/webso/querysite/facility_substance_summary_f.cfm?opt_npri_id=0000003897&opt_report_year=2010
- 91 Renseignements de 2010 sur l'installation et les substances pour Raffinerie Jean-Gaulin - Ultramar limitée. Environnement Canada. http://www.ec.gc.ca/pdb/webso/querysite/facility_substance_summary_f.cfm?opt_npri_id=0000003928&opt_report_year=2010
- 92 Renseignements de 2010 sur l'installation et les substances pour terminal de Saint-Romuald - Ultramar Ltée http://www.ec.gc.ca/pdb/webso/querysite/facility_substance_summary_f.cfm?opt_npri_id=0000006162&opt_report_year=2010
- 93 Idem
- 94 Renseignements de 2011 (non révisés) sur l'installation et les substances pour Raffinerie de Montréal - Suncor Energy Inc. Environnement Canada http://www.ec.gc.ca/pdb/webso/querysite/facility_substance_summary_f.cfm?opt_npri_id=0000003897&opt_report_year=2011
- 95 Renseignements de 2011 (non révisés) sur l'installation et les substances pour Raffinerie Jean-Gaulin - Ultramar limitée. Environnement Canada. http://www.ec.gc.ca/pdb/webso/querysite/facility_substance_summary_f.cfm?opt_npri_id=0000003928&opt_report_year=2011
- 96 Renseignements de 2011 sur l'installation et les substances pour terminal de Saint-Romuald - Ultramar Ltée http://www.ec.gc.ca/pdb/webso/querysite/facility_substance_summary_f.cfm?opt_npri_id=0000006162&opt_report_year=2011
- 97 Renseignements de 2011 sur l'installation et les substances pour terminal de Saint-Romuald - Ultramar Ltée http://www.ec.gc.ca/pdb/webso/querysite/facility_substance_summary_f.cfm?opt_npri_id=0000006162&opt_report_year=2011
- 98 Environnement Canada : Inventaire national des rejets de polluants - <http://www.ec.gc.ca/inrp-npri/donnees-data/index.cfm?lang=Fr> consulté le 2013-05-30
- 99 Idem
- 100 Environnement Canada, 2013 – Oxydes de soufre <http://www.ec.gc.ca/air/default.asp?lang=Fr&n=BBB2123F-1>, et Service de l'environnement de la Ville de Montréal http://ville.montreal.qc.ca/portal/page?_pageid=7237,74840752&_dad=portal&_schema=PORTAL
- 101 Idem
- 102 Idem
- 103 Ville de Montréal – Portail Environnement http://ville.montreal.qc.ca/portal/page?_pageid=7237,74840752&_dad=portal&_schema=PORTAL
- 104 Ville de Montréal – Portail Environnement / Pérochimie http://ville.montreal.qc.ca/portal/page?_pageid=7237,74837769&_dad=portal&_schema=PORTAL
- 105 ASSOCIATION MEDICALE CANADIENNE, No Breathing Room. National Illness Costs of Air Pollution, août 2008, http://www.cma.ca/multimedia/CMA/Content/Images/Inside_cma/Office_Public_Health/ICAP/CMA_ICAP_sum_e.pdf
- 106 OIL CHANGE INTERNATIONAL, Petroleum Coke: The Coal Hiding in the Tar Sands, janvier 2013 <http://priceofoil.org/2013/01/17/petroleum-coke-the-coal-hiding-in-the-tar-sands/>
- 107 IDEM
- 108 Image tirée d'un clip filmé par un citoyen - <http://www.youtube.com/watch?v=35cIPgOlt3g>

- 109 SANTÉ CANADA, Objectifs nationaux de la qualité de l'air ambiant quant aux matières particulaires: rapport d'évaluation scientifique, 1998, http://www.hc-sc.gc.ca/ewh-semt/pubs/air/naaqo-onqaa/particulate_matter_matiere_particulaires/summary-sommaire/index-fra.php
- 110 U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY, Human Health Risk Assessment Protocol for Hazardous Waste combustion Facilities, 1998
- 111 Statistiques Canada, 2010. Le transport maritime au Canada. No 54-205-X au catalogue, <http://www.statcan.gc.ca/pub/54-205-x/54-205-x2010000-fra.pdf>
- 112 GOODMAN, ROWAN, The Relative Economic Costs and Benefits of the Line 9B Reversal and Line 9 Capacity Expansion. Written Expert Evidence Prepared by Ian Goodman & Brigid Rowan on behalf of Équiterre (Coalition) Presented in the case of Enbridge Pipelines Inc. Line 9B Reversal and Line 9 Capacity Expansion Project Application under section 58 of the National Energy Board Act OH-002-2013 August 8, 2013, 60p.
- 113 ALAN ARCAND, MICHAEL BURT ET TODD A. CRAWFORD, Fuel for Thought : Economic benefit of Oil Sands investment for Canada's Region, Ottawa, Conference Board, 2011, p. 20.
- 114 CANADIAN ENERGY RESEARCH INSTITUTE, Honarvar.A, Rozhon. J, Millington. D, Walden. T, Murillo C.A, Walden. Z., Economic Impacts of New Oil Sands Projects In Alberta (2010-2035), 2011.
- 115 INSTITUT DE RECHERCHE ET D'INFORMATIONS SOCIO-ECONOMIQUES (IRIS), Projet d'oléoduc de sables bitumineux « Ligne 9B » : le Québec à l'heure des choix, septembre 2013, <http://www.iris-recherche.qc.ca/wp-content/uploads/2013/09/Note-p%C3%A9trole-WEB-03.pdf>
- 116 Environnement Canada 2012 - <http://www.ec.gc.ca/inre-nwri/default.asp?lang=Fr&n=D974A85E-1>
- 117 Rapport sommaire d'étape 2012 – Énergie canadienne responsable. Association canadienne des producteurs pétroliers <http://rce.capp.ca/rce/wp-content/uploads/2012/11/Énergie-canadienne-responsable-Rapport-D-Étape-Sommaire-2012.pdf>
- 118 Plan de surveillance intégré pour les sables bitumineux - Composante liée à la qualité de l'air. Environnement Canada 2011. http://www.ec.gc.ca/pollution/EACB8951-1ED0-4CBB-A6C9-84EE3467B211/Air%20Monitoring%20Plan_low_FR.pdf
- 119 La fièvre des sables bitumineux – Institut Pembina, novembre 2008. <http://www.pembina.org/pub/1730>
- 120 Signé en 1997 et entré en vigueur en 2005, le Protocole de Kyoto avait pour objectif de réduire les émissions de six gaz à effet de serre (GES) de 5,2% en moyenne sur la période de 2008 à 2012. Certains pays, dont le Canada, s'étaient engagés à faire davantage en réduisant de 6% ses émissions de GES sur l'ensemble de cette période. À la fin de 2011, le Canada a annoncé son intention de se retirer du Protocole de Kyoto parce qu'il ne pouvait plus respecter ses engagements de réduction de GES.
- 121 Sixième bilan de la mise en œuvre du Plan d'action de lutte aux changements climatiques 2006-2012 (PACC), Hiver 2013. http://www.mddefp.gouv.qc.ca/changements/plan_action/bilans/bilan6.pdf
- 122 Rapport du commissaire au développement durable , Printemps 2012 http://www.vgq.gouv.qc.ca/fr/fr_publications/fr_rapport-annuel/fr_2011-2012-CDD/fr_Rapport2011-2012-CDD-Chap02.pdf
- 123 http://www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg3/en/ch13-ens13-3-3-3.html#box-13-7
- 124 <http://www.iea.org/newsroomandevents/pressreleases/2013/june/name,38773,en.html>
- 125 <http://www.worldbank.org/en/news/press-release/2012/11/18/new-report-examines-risks-of-degree-hotter-world-by-end-of-century>
- 126 Approvisionnement et utilisation, produits pétroliers, Québec — Approvisionnement de raffinerie de pétrole brut, charges d'alimentation introduites et total produits pétroliers raffinés. Statistiques Canada 2013 - <http://www.statcan.gc.ca/pub/45-004-x/2012012/t037-fra.htm>
- 127 À partir de différentes sources : Ressources Naturelle Canada, 2012. Conditions de corrosion dans le parcours du bitume, du puits à la route - <http://www.rncan.gc.ca/mineraux-metallurgie/technologie-matériaux/4543> | Oil Charge Migration in the Peace River Oil Sands and Surrounding Region. J. Adams, S. Larter, B. Bennett, H. Huang. University of Calgary 2012. http://www.cspg.org/documents/Conventions/Archives/Annual/2012/270_GC2012_Oil_Charge_Migration_in_the_Peace_River_Oil_Sands.pdf | Offshore-technology, Hibernia Canada, <http://www.offshore-technology.com/projects/hibernia/> consulté 03/06/13 | Life Cycle Assessment Comparison of North American and Imported Crudes, July 2009. <http://www.eipa.alberta.ca/media/39640/life%20cycle%20analysis%20jacobs%20final%20report.pdf>