

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.



GREENPEACE

© Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA) et Greenpeace Canada, 2013

ISBN : 978-2-9814208-0-0 (version imprimée); ISBN : 978-2-9814208-1-7 (version électronique diffusée sur Internet)

Dépôt légal – Bibliothèque et Archives nationales du Québec, 2013

Dépôt légal – Bibliothèque et Archives Canada, 2013

L'AQLPA

Fondée en 1982, l'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA) regroupe aujourd'hui plus de 27 000 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.



Association québécoise de lutte contre
la pollution atmosphérique

484 Route 277,
Saint-Léon-de-Standon (Québec), G0R 4L0
418-642-1322
www.aqlpa.com

Greenpeace

Greenpeace est un organisme de pression indépendant qui recourt de façon créative, mais toujours non-violente, à la confrontation pour exposer des problèmes environnementaux à l'échelle planétaire et astreindre les parties prenantes à prendre des résolutions essentielles pour un futur écologique et pacifique. Greenpeace œuvre à :

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

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



Greenpeace Canada

454 av. Laurier Est,
Montréal (Québec), H2J 1E7
514-933-0021
www.greenpeace.ca/fr



Photo de couverture : © Mario Jean / MADOC



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.

CRÉDITS

ÉQUIPE DE RÉDACTION

Recherche et rédaction

- **Sophie-Anne Legendre, M.Sc.Env.**

Direction de recherche et rédaction

- **André Bélisle, président et co-fondateur AQLPA**
- **Patrick Bonin, M.Sc.Env., Responsable campagne climat-énergie - Greenpeace Canada**

Rédaction et révision linguistique

- **Brigitte Blais, Communications Terre-à-Terre**

RÉVISION SCIENTIFIQUE*

- **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 à ce rapport ne les lie d'aucune façon aux opinions politiques émises dans ce document.

Table des matières

Contexte	1
Projets d'oléoducs au Québec: TransCanada et Enbridge	1
Renversement du flux de l'oléoduc d'Enbridge, la ligne 9	4
L'oléoduc en question	4
Zones traversées et les communautés affectées	4
Enbridge au banc des accusés, à répétition!	4
De plus en plus de fuites	7
Risques de déversements plus grands et nettoyage plus ardu	8
Impacts sur la santé en cas de déversement	9
Types de pétrole : API, teneur en soufre et intensité carbonique	13
Pétrole conventionnel ou non conventionnel ?	13
Viscosité – Densité – API	13
Teneur en soufre	14
Bitume dilué, pétrole synthétique et autres mélanges	16
Intensité carbonique	17
Valeur monétaire selon le type de brut	19
Provenance actuelle du pétrole raffiné et consommé au Québec	20
Approvisionnement en produits pétroliers au Québec en 2011-2012	21
Problèmes environnementaux liés à la production et au raffinage	22
Pollution atmosphérique des raffineries	22
Émissions atmosphériques des différents types de pétroles	25
Une augmentation importante des GES liés au secteur à prévoir	29
Québec : plaque tournante du pétrole albertain	31
Où sera transporté et raffiné le pétrole transporté par Enbridge ?	31
Le pétrole de l'Ouest sera raffiné au Québec	31
Raffinerie de Suncor à Montréal-Est	31
Raffinerie d'Ultramar à Lévis	32
Dégradation de la qualité de l'air et augmentation des GES à prévoir	33
Contributions des raffineries québécoises aux émissions de GES	35



Coke de pétrole	36
Utilisation du coke de pétrole	36
Coke de pétrole et pollution atmosphérique	36
Marchés du coke de pétrole au Canada et au Québec	37
Entreposage inadéquat du coke de pétrole	38
Se faire complice du désastre bitumineux	40
Pollution de l'eau	40
Polluants préoccupants connus du secteur des sables bitumeux	40
Qualité de l'air : engagements du Canada et du Québec	43
Engagements du Québec en matière de réduction des GES	43
Engagements du Canada en matière de réductions des GES et réalité mondiale	44
Conclusion : énergie – le Québec à l'heure des choix	45
Annexe 1 - Glossaire	47
Glossaire	47
Annexe 2 – Impacts sanitaires	48
Impacts sanitaires en cas de déversement – Produits chimiques échantillonnés à Mayflower	48
Annexe 3 – Raffineries et pollution atmosphérique	49
Synthèse des principaux polluants émis par une raffinerie	49
Résumé des effets toxicologiques des classes des composants des gaz de pétrole et de raffinerie	50
Annexe 4 – Coefficients d'émissions	53
Coefficients d'émission des produits pétroliers raffinés	53
Annexe 5 – Pollution atmosphérique : standards et objectifs	54
Polluants atmosphériques Canada et Québec : Standards, objectifs et données actuelles	54
Annexe 6 – Évolution de l'utilisation du Petcoke	55
Précisions sur l'évolution de l'utilisation du coke de pétrole comme combustible entre 1995 et 2005	55
Les raffineries utilisent le coke de pétrole comme combustible	55
Les alumineries sont les plus grandes émettrices de SO ₂ du secteur industriel	56
Annexe 7 – Petcoke : Impacts environnementaux et sanitaires autres	56
Coke de pétrole – Impacts environnementaux et sanitaires, autres	56
Annexe 8	57
Capacité de raffinage au Canada	57
Références	58



CONTEXTE

Au cours des derniers mois, le Québec s'est éveillé de la façon la plus cruelle qui soit aux dangers du transport de produits pétroliers sur son territoire. Partout en Amérique du Nord, plusieurs fuites et déversements majeurs ont fait les manchettes durant la dernière décennie, mais l'ampleur et la proximité de la tragédie de Lac-Mégantic ont fini de nous convaincre que notre appétit pour le pétrole, et celui de nos voisins, n'est pas sans conséquence. En plus du drame humain sans précédent – plus d'une cinquantaine de décès, de multiples blessés, une ville détruite – le déversement pétrolier de Lac-Mégantic est un des plus importants survenus en sol nord-américain¹. Selon les données du ministère de l'Environnement du Québec, lors des événements, ce sont 5,6 millions de litres de pétrole brut qui ont été rejetés dans la nature sous diverses formes².

Point tournant pour le Québec, nous nous réalisons soudain : la production pétrolière en Amérique du Nord connaît une croissance phénoménale et cela entraîne des conséquences qu'on ne peut plus ignorer. Sans même parler de l'augmentation de la production de pétrole non conventionnel aux États-Unis, pour le Canada seulement, l'Association canadienne des producteurs pétroliers prévoit que la production passera de 3,2 millions de barils par jour, en 2012, à 6,7 millions de barils par jour d'ici 2030. Cette

hausse sera principalement imputable aux sables bitumineux. En 2030, le pétrole issu de cette unique source pourrait représenter 5,2 millions de barils par jour³. Cela va de pair avec une hausse fulgurante du transport ferroviaire et par oléoduc, notamment au Québec qui, sous peu, pourrait se transformer en autoroute pétrolière. Déjà deux projets pipeliniers d'importance destinés au transport du pétrole de l'Ouest sont à l'étude et avancent à grands pas.

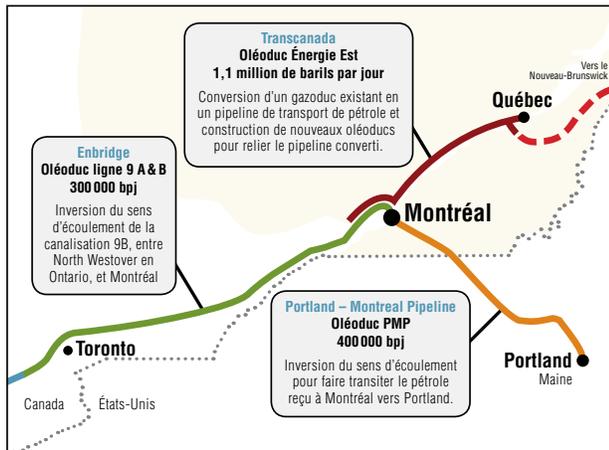
Projets d'oléoducs au Québec: TransCanada et Enbridge

Tout d'abord nous nous concentrerons sur la ligne 9 d'Enbridge dans ce rapport, car le pétrole qui doit y être transporté est principalement destiné aux raffineries québécoises. S'y ajoute le projet d'oléoduc Énergie Est de TransCanada (maître d'œuvre du controversé projet Keystone XL aux États-Unis), d'une longueur totale de 4 500 kilomètres. Ce projet implique la conversion d'un gazoduc d'environ 3 000 kilomètres en oléoduc pour permettre le transport du pétrole brut ainsi que la construction de nouveaux tronçons d'une longueur d'environ 1 400 kilomètres⁴. On remplacerait donc ainsi un combustible plus propre, le gaz naturel conventionnel à 90 %, par un combustible plus polluant, le pétrole bitumineux.

Projet Énergie Est de TransCanada⁵



Les projets d'oléoducs en sol québécois



Source : Adapté du Devoir, 2013

Pour la portion du projet au Québec, le **tracé préliminaire de l'oléoduc de TransCanada traverse la province en passant par le Kamouraska et le Témiscouata, en direction du Nouveau-Brunswick. Longeant et/ou traversant de nombreux cours d'eau, dont le Fleuve Saint-Laurent et le lac Témiscouata, cet oléoduc traverserait également les trois plus importantes régions métropolitaines du Québec** (Montréal, Trois-Rivières et Québec), en plus d'une dizaine de municipalités dont certaines au cœur d'une région reconnue parmi les plus sensibles aux tremblements de terre en Amérique du Nord⁶. Ce projet implique aussi la construction d'un terminal pétrolier maritime dans la région de Québec qui servira notamment à entreposer du pétrole pour le marché de l'exportation vers l'Asie, l'Inde, l'Europe et les États-Unis⁷. Le projet prévoit notamment la construction de structures d'entreposage de grandes quantités de pétrole brut, soit 15 réservoirs de 350 000 barils⁸.

Encore sur les planches à dessin, le projet TransCanada permettrait à lui seul le transport de 1,1 million de barils par jour (bpj)⁹, s'ajoutant aux 300 000 bpj que souhaite acheminer

Enbridge, pour un total de 1,4 million de bpj qui transitent sur le territoire du Québec. Beaucoup plus que les quelques 300 000 bpj consommés actuellement dans la province que fournissent amplement les raffineries québécoises qui en produisent ensemble près de 400 000 bpj¹⁰. Ce portrait ne saurait être complet sans un rapide mot sur le projet d'inversion d'un autre oléoduc, celui reliant Montréal à Portland, dans le Maine aux États-Unis, récemment mis en veilleuse¹¹.

Le but essentiel de ces projets? Permettre le désenclavement d'un pétrole polluant à extraire, celui issu des sables bitumineux canadiens, et l'acheminer aux raffineries québécoises ainsi qu'aux ports de l'Est pour l'exporter dans le monde.

Pour le Québec, ces projets d'oléoducs marquent l'arrivée du pétrole lourd issu des sables bitumineux avec tout ce que cela implique en termes de conséquences pour l'environnement et la santé des populations : tant au moment de la production, du transport, de la manutention, qu'au moment du raffinage et de la combustion finale. Outre les risques immédiats auxquels les populations et l'environnement seront exposés lors des déversements à prévoir, laisser faire ces projets c'est se faire complice de l'expansion du désastre environnemental qu'est l'exploitation des sables bitumineux en Alberta, plutôt que de choisir de réduire notre consommation et continuer de s'approvisionner en pétrole de sources conventionnelles et plus léger, dont l'impact environnemental général, au final, est moindre.

Car même s'il est produit au Canada, l'empreinte écologique et sociale des pétroles lourds albertains est beaucoup plus importante, sur l'ensemble de son cycle de vie, que celle des pétroles conventionnels légers importés^{12,13} ou produits au Canada. Lorsqu'il est question de pétrole des sables bitumineux, la production, le transport, la manutention, le raffinage, la combustion et les éventuels déversements signifieront une augmentation des émissions atmosphériques (gaz à effet de serre (GES) et autres contaminants) et des risques environnementaux et sanitaires en général liés à cette industrie. Avant d'obtempérer au déploiement de ces oléoducs sur

Autres projets importants d'oléoducs aux É.-U. et au Canada :

- L'oléoduc **Northern Gateway** : projet de construction d'un double oléoduc sur une distance de 1 170 km, allant de Bruderheim (Alberta) à Kitimat (Colombie-Britannique). La section coulant vers l'est servirait au transport de condensat de gaz naturel vers l'Alberta, tandis que la section coulant vers l'ouest transporterait du dilbit, où il serait chargé dans des pétroliers à destination des marchés asiatiques. Ce projet serait également réalisé par Enbridge.
- L'oléoduc **Keystone XL Pipeline**, d'une longueur de 2 700 km, est proposé par TransCanada dès 2008 pour le transport d'hydrocarbures synthétiques et de bitume dilué depuis la région des sables bitumineux de l'Athabasca (Alberta) vers plusieurs destinations aux États-Unis, dont des raffineries en Illinois et à Cushing en Oklahoma. En 2011, trois rallonges, une nommée *Keystone-Cushing Extension* et les deux autres *Keystone XL*, sont proposées par l'exploitant dans le but de transporter du pétrole d'origine américaine à partir de Baker au Montana et de Cushing en Oklahoma. Ces rallonges auraient une capacité de 830 000 barils par jour (bpj), qui s'ajoutent à la capacité existante de 590 000 bpj.

L'enjeu pour l'industrie pétrolière canadienne est l'amélioration et la diversification de ses infrastructures de transports pétroliers. Les projets d'expansion de la production des sables bitumineux, sont de faire doubler la production au cours de la prochaine décennie et de la faire tripler d'ici 2050 (IRIS, 2013).

Faits saillants

L'inversion et l'augmentation du flux de la ligne 9B d'Enbridge et la construction de l'oléoduc de TransCanada entraîneront une série de conséquences importantes pour le Québec, parmi lesquelles :

- Des risques dramatiquement accrus de contaminations graves de l'eau potable, de l'air et des sols causés par les fuites et déversements à venir;
- Une augmentation significative des émissions polluantes sur l'ensemble du cycle de vie des produits pétroliers raffinés, transportés et consommés au Québec;
- Une augmentation potentielle des émissions atmosphériques polluantes, GES et autres contaminants, liées à l'utilisation des produits pétroliers lourds dans les raffineries québécoises;
- Une augmentation de la production de coke de pétrole et des émissions liées à son utilisation ici et ailleurs dans le monde;
- Le cautionnement, par le Québec, du désastre causé par l'exploitation du pétrole bitumineux

le territoire québécois, il faut considérer très sérieusement tous les impacts de l'arrivée et du transit, du pétrole lourd de l'Ouest canadien et de son raffinage au Québec.

« Déjà, les conséquences environnementales de la production de pétrole telles que le réchauffement climatique, la destruction de la couche d'ozone, le smog et les pluies acides, ses impacts sur la qualité de l'air et de l'atmosphère ou encore la contamination des sols, des nappes phréatiques, des cours d'eau et des océans, tout cela aurait dû alerter et guider nos élus. Mais ceux-ci ont été frappés par la fièvre de l'or noir et du gaz miraculeux, au point de leur faire perdre de vue les besoins fondamentaux de nos communautés, à commencer par la protection des populations »¹⁴.

L'importante augmentation des émissions de GES liée à l'expansion planifiée des sables bitumineux¹⁵, un des projets énergétiques les plus polluants de la planète, est inacceptable dans le contexte de l'urgence d'agir face aux changements climatiques. Les tentacules des oléoducs que les exploitants veulent étendre à l'ouest, au sud et à l'est visent à permettre cette expansion. Or, cet attrait pour le pétrole est d'autant plus inconsidéré qu'elle vise d'abord à satisfaire les marchés extérieurs et non les besoins des Canadiens. En plus des risques liés aux fuites et déversements, le Québec et le Canada doivent respecter leurs engagements de réduction des GES et pour ce faire, **ces projets d'oléoducs ne doivent pas voir le jour**. Approvisionner les raffineries québécoises en pétrole à plus forte intensité carbonique fera inévitablement augmenter l'empreinte carbonique du Québec, en plus de contribuer à l'augmentation d'autres contaminants atmosphériques aux graves conséquences environnementales et sanitaires.

Pour toutes ces raisons, l'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (AQLPA) et Greenpeace sont fortement opposés aux projets d'oléoducs pour le transport du pétrole des sables bitumineux de l'Alberta vers le Québec et le Nouveau-Brunswick. Ces projets ne

sont que des jalons de la course à l'or noir qui s'emballent 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 2012¹⁶ et son rapport intitulé *Développement et changements climatiques 2010*¹⁷, 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. »¹⁸

Pour l'AQLPA et Greenpeace, il est clair que ces projets d'oléoducs, bien que présentés faussement comme plus sécuritaires comparativement au train¹⁹, présentent des risques très sérieux à court, moyen et long termes, tant pour l'environnement que pour la santé humaine. À partir du cas de l'oléoduc d'Enbridge qui transportera du pétrole lourd destiné aux raffineries québécoises, le présent document souhaite mettre en lumière la situation et résumer la position de nos deux organisations.



© Mario Jean / MADOC

Renversement du flux de l'oléoduc d'Enbridge, la ligne 9

À l'automne 2012, la compagnie albertaine Enbridge déposait une demande à l'Office national de l'énergie (ONÉ) afin d'inverser le sens et d'augmenter le débit de 25 %, de 240 000 à 300 000 barils par jour, de l'un de ses vieux oléoducs situé entre North Westover en Ontario, et Montréal, au Québec²⁰. Par la même occasion, Enbridge souhaite une « révision au tarif des règles et règlements de la canalisation 9 afin de permettre le transport de brut lourd. »²¹ Actuellement, ce tronçon de 639 km appelé « canalisation 9B » ou « ligne 9B » transporte de l'est vers l'ouest, du pétrole brut léger provenant de régions telles que la mer du Nord, l'Afrique occidentale et le Moyen-Orient. Il s'agit de pétrole issu de puits pétroliers conventionnels.

Pour Enbridge, le but de l'inversion et de l'augmentation du flux est de transporter du pétrole brut de l'Ouest canadien, notamment du pétrole lourd issu des sables bitumineux albertains, et de différentes sources, en Saskatchewan, au Manitoba²², et du nord des États-Unis²³ afin d'alimenter le marché du raffinage au Québec. C'est cette modification du type de pétrole transporté qui fait en sorte qu'il faille procéder à la « révision au tarif des règles et règlements de la canalisation 9 afin de permettre le transport de brut lourd. »²⁴

En tout ou en partie destiné aux raffineries du Québec, Suncor à Montréal et Ultramar à Lévis, le pétrole lourd issu des sables bitumineux transporté par Enbridge arrivera sous forme de pétrole synthétique, de bitume dilué ou autre mélange. En comparaison avec le pétrole brut classique (léger), le raffinage des pétroles lourds entraîne de plus fortes pressions environnementales. **Selon certaines estimations, en passant d'un pétrole léger conventionnel à un pétrole lourd, les émissions atmosphériques liées au raffinage pourraient aller jusqu'à tripler²⁵ par rapport à la situation actuelle.** Cette modification des pétroles raffinés au Québec aura donc une incidence considérable sur le bilan environnemental du Québec, aspect traité amplement plus loin dans ce rapport.

Enbridge allègue notamment 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 »²⁶ 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 à quel coût environnemental et sanitaire pour la collectivité et pour combien de temps ? Là est la question à laquelle il faut répondre en priorité. D'autant plus que les économies que laissent miroiter les pro-inversion ne dureront qu'un temps et ne se traduiront pas par une réduction du prix à la pompe : ces économies ne favoriseraient que l'industrie pétrolière²⁷. En effet, comme il a été mis en lumière par de nombreux économistes²⁸, dès que le pétrole bitumineux du Canada aura accès aux marchés internationaux, le prix du

À propos d'Enbridge Inc.

Enbridge exploite, au Canada et aux États-Unis, le système de transport de pétrole brut et de liquides le plus long au monde. La société a également une implication significative et croissante dans les activités de collecte et de transmission de gaz naturel et dans les activités médianes, et se concentre de plus en plus sur la transmission électrique. En tant que distributrice d'énergie, Enbridge possède et exploite la société de distribution de gaz naturel la plus importante du Canada, et fournit des services de distribution en Ontario, au Québec, au Nouveau-Brunswick et dans l'État de New York.

baril augmentera. D'ailleurs, les prix des bruts varient sensiblement ; en juillet dernier, les prix du Brent et du West Texas Intermediate (WTI) étaient presque à parité²⁹.

Au delà de l'aspect économique, la question centrale du renversement du flux dans la ligne 9 d'Enbridge est celle de l'arrivée au Québec du pétrole lourd issu des sables bitumineux, du pétrole non conventionnel, avec tout ce que cela implique en termes de risques environnementaux et sanitaires. Conséquemment, de plus en plus de voix s'élèvent afin de stopper le projet. Un peu partout, des citoyen(ne)s, des municipalités et des groupes environnementaux se mobilisent dans ce dessein. Avant de présenter plus amplement les risques et impacts de l'extraction, du transport, du raffinage et de la combustion finale de ce pétrole, quelques mots sur Enbridge et des précisions sur le tracé de l'oléoduc en question.

L'oléoduc en question

La ligne 9B est un oléoduc existant, propriété d'Enbridge construit en 1975, et donc déjà âgé de près de 40 ans. D'un diamètre de 762 mm (30 po), et d'une longueur de 639 kilomètres; il est enfoui à une profondeur variant de 60 à 90 centimètres. D'une capacité de transport actuelle de 240 000 barils par jour (b/j), avec l'inversion du flux, Enbridge propose d'augmenter cette capacité de 25 % pour la faire passer de 240 000 à 300 000 b/j. »³⁰ Nous reviendrons ultérieurement sur les caractéristiques du pétrole transporté, car c'est là une composante essentielle qui s'inscrit dans le contexte plus vaste de l'arrivée massive du pétrole lourd des sables bitumineux au Québec.

Zones traversées et les communautés affectées

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 Nations³¹. En plus de traverser des zones très densément peuplées et d'autres vouées à l'agriculture, ce tronçon d'oléoduc longe ou

Projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9



- Première étape du projet d'inversion de la canalisation 9 (approuvée)
- Projet d'inversion de la canalisation 9B (proposé)
- Canalisation 9 actuelle

- Installations d'Enbridge où des travaux sont prévus dans le cadre du projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9

Octobre 2012. Source : Enbridge, 2012³²

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, la Rivière des Prairies, et d'autres. En cas de fuites, des problèmes importants de contamination de l'eau de surface et souterraine, des sols et de l'air sont à prévoir. À certains endroits, une fuite pourrait signifier une menace grave pour les sources d'eau potable de centaines de milliers de personnes, voire des deux millions de personnes de la grande région montréalaise. 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 d'ailleurs adopté des résolutions pour tenter de se prémunir des risques et protéger l'eau³³.

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. »³⁴ 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 Québec³⁵.

En août 2013, la Direction de la santé publique de Montréal affirmait n'avoir aucune donnée pour évaluer les risques liés au projet d'inversion du flux du tronçon de l'oléoduc d'Enbridge³⁶.

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-uniens, dans la rivière Kalamazoo. Alors que la compagnie admet une fuite de près de 3,2 millions de litres de bitume dilué, l'Agence de protection de l'environnement des États-Unis (EPA) soutient que ce sont plus de **4,3 millions de litres** qui ont

Tracé ligne 9B – Laurentides et Montréal



Source : La Presse, 2013

été récupérés dans la rivière et l'un de ses affluents³⁷. Près de trois ans après l'accident, en mars 2013, l'EPA exigeait qu'Enbridge termine le nettoyage³⁸. L'EPA estime qu'environ 720 000 litres de pétrole en provenance de la ligne 6B se retrouvent encore dans les sédiments de la rivière³⁹. Au moment où Enbridge payait des cadeaux⁴⁰ à des municipalités québécoises et diffusait une campagne publicitaire à grands frais⁴¹, elle n'avait toujours pas complété le nettoyage de la rivière Kalamazoo au Michigan⁴² dont les coûts dépassent le milliard de dollars⁴³. 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 »⁴⁴ et pour lesquelles elle a été condamnée à une amende de 3,7 millions de dollars⁴⁵.

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 Sentinel⁴⁶, 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 pétrole⁴⁷.



Crédits: Richard Leclerc, 2013

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-même la décision de « s'auto-évacuer ».⁴⁸ **Dans son rapport le *National Transportation Safety***

Board parle carrément d'une « culture de déviance » devenue la norme chez Enbridge.⁴⁹

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 »⁵⁰.

Fuites signalées par Enbridge de 1999 à 2010

Année	Nombres 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

De plus en plus de fuites

Au chapitre des fuites et déversements, Enbridge est loin d'être l'exception. Ces dernières années, pas un mois ne passe sans que des fuites et déversements ne fassent les manchettes. Parmi les derniers en liste, le 6 juin 2013, un oléoduc vieux de 50 ans a cédé, déversant entre 160 000 et 480 000 litres de brut léger sulfuré dans un affluent de la rivière Red Deer, menaçant ainsi les ressources en eau potable d'environ 90 000 habitants de la ville du même nom, en Alberta⁵¹. Cette fuite a eu lieu alors que la compagnie responsable était encore affairée à nettoyer un précédent déversement de pétrole, datant d'avril 2011, où pas moins de 4,5 millions de litres s'étaient déversés⁵². En Alberta seulement, depuis 1975, 28 666 déversements pétroliers et plus de 31 453 déversements d'autres produits chimiques ont été recensés : une moyenne de deux déversements par jour⁵³. Un autre déversement majeur est survenu en juin 2013 quand environ 9,5 millions de litres d'eau polluée aux produits chimiques et au pétrole se sont répandus dans le nord-ouest de l'Alberta⁵⁴.

Selon les données du Bureau de la sécurité des transports du Canada (BST), qui traite uniquement des pipelines qui sont sous autorité fédérale, le nombre de déversements d'oléoducs au pays a augmenté depuis les dix dernières années pour atteindre, en 2012, 173 incidents au pays. En 2011, 165 incidents de pipeline avaient été signalés au BST, une hausse par rapport à 2010 (145) et aussi par rapport à la moyenne sur cinq ans (95) »⁵⁵. Parmi les facteurs expliquant cette augmentation significative des incidents de pipeline depuis dix ans, malgré des technologies d'inspection améliorées, le BST note que « certains 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 ont 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 davantage sujette aux fuites en vieillissant. »⁵⁶ **Ce qui serait justement le cas pour une grande partie de l'oléoduc Énergie Est de TransCanada, soit un tronçon d'environ 3 000 km qui sera converti de gazoduc en oléoduc.**

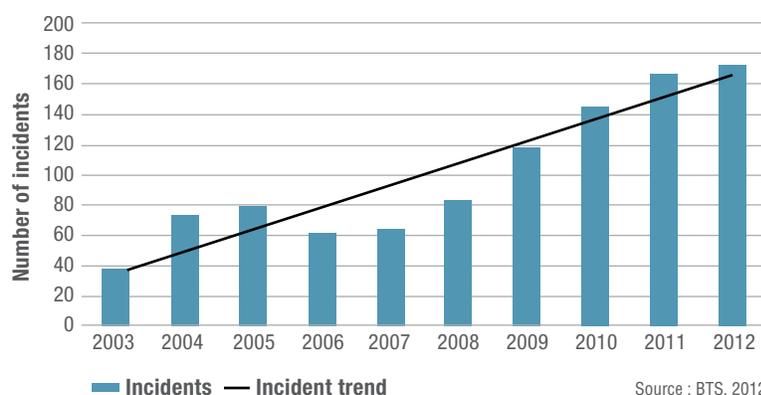
De 100 000 barils de pétrole par jour en 2011, l'industrie transportera 1,1 million de barils de pétrole par jour au Canada l'an prochain. Expansion spectaculaire.⁵⁷

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 souvent⁵⁸.**

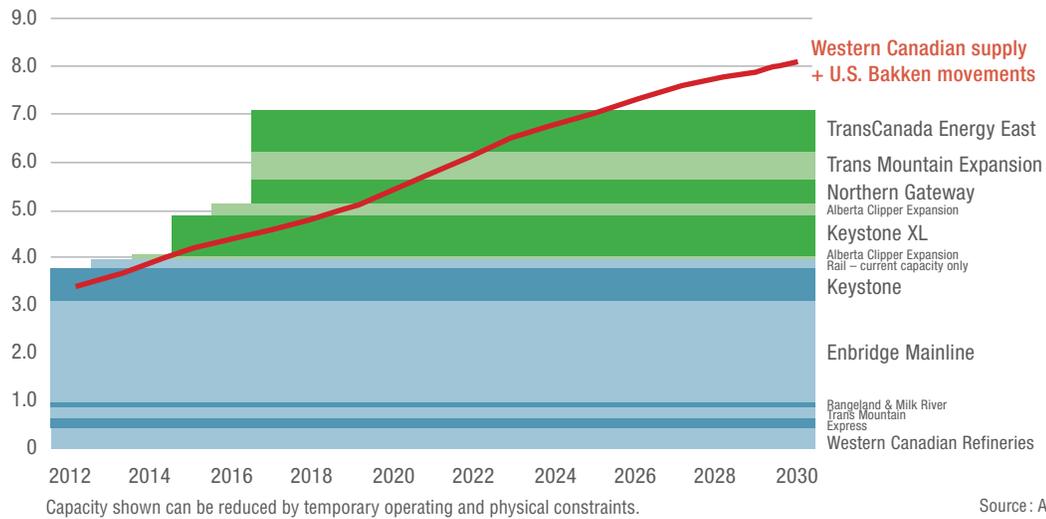
Quel que soit le mode de transport, plus on transporte de pétrole, plus les risques augmentent, et il n'y pas que les probabilités d'accidents qui augmentent, la sévérité potentielle des événements augmente elle aussi. **L'oléoduc n'est donc pas un moyen de transport plus sécuritaire que le train.** Ajoutons à cela que les oléoducs ne font pas que fuir, parfois, ils explosent. Cela est plus rare et il faut noter que les deux dernières explosions d'oléoducs ont été causées par des actes de vandalisme. C'est ce qui s'est produit en 2010 à San Martin Texmelucan, au Mexique, quand, à la suite d'un acte de vandalisme, un oléoduc de la compagnie Pemex a explosé faisant 28 morts dont 13 enfants, 52 blessés, et détruisant au passage 32 maisons, en plus d'en endommager 83 autres⁵⁹. Plus récemment, à l'été 2013, un autre oléoduc au Mexique a explosé pour les mêmes raisons, faisant sept morts⁶⁰. Entre 2002 et 2011, pour les pipelines fédéraux, le Bureau de la sécurité des transports du Canada identifie plus de 100 « accidents » auxquels s'ajoutent neuf « incidents » de types Incendie / Inflammation / Explosion⁶¹.

Pour conclure sur la comparaison des modes de transport, la firme Deloitte note dans son rapport : « *Au bout du compte, le transport ferroviaire demeure dans le meilleur des cas une solution possible, mais temporaire, aux*

Incidents de pipeline au Canada, 2003–2012



WCSB Takeaway Capacity vs. Supply Forecast (million barrels per day)



problèmes de capacité limitée de transport des sables bitumineux. Pour optimiser le potentiel de cette ressource, nous allons tout simplement devoir construire plus de pipelines.»⁶²

Le graphique ci-haut, de l'Association canadienne des producteurs pétroliers⁶³, montre clairement que les producteurs de pétrole de l'Ouest ont besoin de nouvelles capacités de transports par oléoducs pour répondre à l'expansion prévue de la production, et que le transport par train est négligeable comparativement à celui fait par oléoducs.

Soulignons également que ce n'est malheureusement pas l'augmentation de l'un ou de l'autre qui est à prévoir, mais bien de l'un ET de l'autre si l'expansion de la production de pétrole de l'Ouest se concrétise. C'est d'ailleurs pour cette raison qu'au Canada seulement, depuis cinq ans, on assiste à une hausse gigantesque de 28 000 % de la quantité de pétrole expédiée par train. Ajoutons également qu'« en raison du développement des sources énergétiques non-conventionnelles, l'Association des chemins de fer du Canada s'attend à une croissance similaire au cours des prochaines années »⁶⁴. Malgré cette expansion

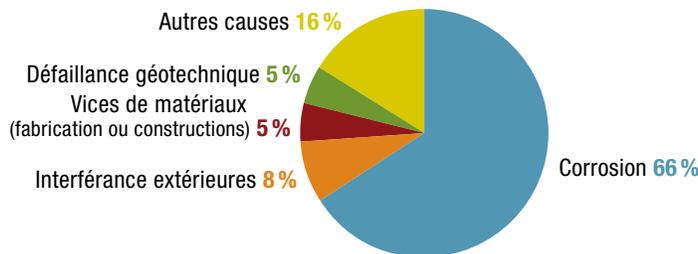
extraordinaire, les règles de sécurité n'ont pas suivi le rythme auquel s'est développé le transport de ces nouveaux types de pétrole⁶⁵, mettant toujours plus à risque les populations et l'environnement.

Risques de déversements plus grands et nettoyage plus ardu

De nombreux facteurs peuvent entraîner la défaillance d'un pipeline. Au premier rang, la corrosion. Selon les données de Ressources naturelles Canada, au pays « au cours des 15 dernières années, près de 60 % des cas d'incidents d'oléoducs ou de gazoducs ont été causés par la corrosion à l'intérieur du pipeline. »⁶⁶ Entre 1991 et 2009, la corrosion -qui comprend la fissuration et la dégradation du métal- a été responsable de 66 % des ruptures de pipelines régis par l'ONÉ.

Le type de pétrole transporté jouerait un rôle déterminant en matière de corrosion. À ce sujet, une étude publiée en 2012 par le *Global Labor Institute* de l'Université Cornell mettait en lumière qu'entre 2002 et 2012, la corrosion interne aurait causé plus de 16 fois plus de fuites par 10 000 miles⁶⁸ dans

Comparaison des causes de rupture des pipelines | ONÉ 1991-2009



Source: Office national de l'énergie 2011⁶⁷

les oléoducs en Alberta, où les oléoducs transportent de grandes quantités de bitume dilué (dillbit)⁶⁹, comparative-ment aux oléoducs situés aux États-Unis, qui transportent principalement du pétrole conventionnel.⁷⁰ En effet, le bitume dilué issu des sables bitumineux n'a pas la même composition que le pétrole conventionnel, c'est un pétrole lourd à plus haute teneur en soufre et davantage susceptible de causer de la corrosion dans les oléoducs qu'il traverse⁷¹. En comparaison avec le pétrole brut classique, ces mélanges de bitume dilué sont plus acides et plus épais, ils contiennent des concentrations d'acides organiques de 15 à 20 fois plus élevés que les bruts conventionnels, et de 5 à 10 fois plus de soufre⁷².

De plus, comme le soulignait un rapport du *Natural Resources Defense Council* (NRDC) en 2012, « le pétrole issu des sables bitumineux est chaud et, par conséquent, plus corrosif. C'est que le transport du pétrole issu des sables bitumineux cause de la friction qui augmente sa température. À cette température plus élevée, le bitume dilué brûle plus facilement les parois des pipelines, ce qui augmente les risques de rupture. »⁷³ Autre risque, « la viscosité du bitume dilué issu des sables bitumineux dépasse de 40 à 70 fois celle du pétrole brut conventionnel nord-américain. Pour déplacer cette matière très visqueuse, les pipelines de sables bitumineux doivent fonctionner à [...] haute pression [...] »⁷⁴.

Notons aussi que, « lorsque le bitume dilué est exposé à l'oxygène, les produits chimiques inflammables et volatiles présentent un plus haut risque d'explosion. Lors d'un déversement, les produits chimiques dans le bitume dilué s'évaporent rapidement lorsqu'ils sont exposés à l'air, tandis que les [mélanges de bitume dilué issus des] sables bitumineux lourds coulent sous la surface de l'eau. C'est ce qui s'est produit lors du déversement d'Enbridge à Kalamazoo dans le Michigan quand le bitume s'est déposé au fond de la rivière, compliquant les efforts de nettoyage »⁷⁵. En effet, les « techniques conventionnelles » de récupération du pétrole permettent de récupérer le pétrole à la surface de l'eau, alors que le bitume ne reste pas en surface.

Selon plusieurs sources, **le transport de pétrole bitumineux entraîne des risques de déversements plus élevés et, en cas de déversement, les conséquences sont plus graves, tant pour l'environnement que pour la santé humaine.**

Concernant spécifiquement les risques de ruptures liés à l'inversion de la ligne 9b d'Enbridge, dans son rapport⁷⁶ 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 va de l'avant. Dans son rapport il énumère une série de problèmes qui multiplient les risques éventuels de rupture du pipeline:

- 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;

- Enbridge n'a 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;
- Il faudrait jusqu'à 4 heures pour l'amorce d'une intervention d'urgence pour les régions métropolitaines de Toronto et Montréal et ces délais d'intervention sont inappropriés dans ces zones densément peuplées.

Au sujet de la ligne 9, et des autres projets d'oléoducs au Québec, 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 ou est-ce que ce sont les contribuables qui devront en assumer les frais des accidents à venir ?

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'approvisionnement⁷⁷. 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 durée⁷⁸. 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 temps⁷⁹. 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 général, les produits pétroliers rejetés dans l'environnement contiennent, en proportions variables, des milliers de composés principalement constitués de carbone et d'hydrogène et de petites quantités d'azote, de soufre et d'oxygène. Les caractéristiques de la contamination (...) par les hydrocarbures pétroliers (HCP) varient en fonction de la source du pétrole, du type de sol, de la composition, du degré de traitement (brut, mélangé ou raffiné) et du degré d'altération causée par l'exposition au milieu. La nature complexe des HCP ainsi que la grande variabilité des sources et des conditions des lieux contaminés compliquent l'évaluation des risques que présente la contamination aux HCP pour l'être humain et pour l'environnement.

La contamination par les HCP soulève des préoccupations pour plusieurs raisons. Premièrement, étant chimiquement réactifs et volatils, les HCP présentent un **danger d'incendie et d'explosion**, particulièrement si des vapeurs pénètrent dans des espaces clos. Deuxièmement, **la plupart des constituants des HCP présentent une certaine toxicité**. Troisièmement, les hydrocarbures légers (c.-à-d. à faible poids moléculaire) sont mobiles et **peuvent donc causer des problèmes à une distance considérable de leur point de rejet**, en raison de leur migration dans le sol, l'eau ou l'air. Quatrièmement, **les hydrocarbures à chaîne ramifiée de grande dimension persistent dans l'environnement**.⁸⁰

Le tableau suivant propose une liste non exhaustive de la toxicité de différents produits pétroliers. Il est construit à partir de fiches de données de sécurité dont les numéros d'identification (NIP) correspondent à « pétrole brut UN1267 » et « produits pétroliers et distillat de pétrole UN1268 »⁸¹. La dernière section est prélevée d'une fiche de données de sécurité

pour les solvants naphta aromatique lourd (pétrole) et naphta aromatique léger (pétrole) de l'INRS.

Cette recension sommaire de la toxicité des produits pétroliers est compatible avec les données disponibles concernant les symptômes et effets ressentis par les populations exposées aux récents déversements : 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 courts termes, d'autres types d'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.

Déversement de Kalamazoo 2010 - Les données rapportées dans le rapport du *National Transportation Safety Board* au sujet des impacts sanitaires du déversement font état que « 320 personnes ont rapporté souffrir de symptômes compatibles avec l'exposition à du pétrole brut : nausées, maux de tête, atteintes au système respiratoire, irritation des yeux et de gorge, etc. »⁸² La recension effectuée pour le compte du Département de santé communautaire

Appellation			Toxicité		
PÉTROLE BRUT; Classe 3; UN1267; GEIII			Voie d'exposition : Yeux, contact avec la peau, absorption par la peau, ingestion.		
Crude Oil Tank Bottoms (3050)			Effets d'une exposition aiguë :		
Ingrédient(s)	CAS	Pd%	Yeux : Le sulfure d'hydrogène est très toxique. À une concentration basse de 1 à 5 ppm peut causer des nausées et de l'irritation sévère des yeux.		
Pétrole	8002-05-9	60-100	Peau : Cause une irritation. Peut être absorbé par la peau.		
Fer	7439-89-6	0.5-1.5	Inhalation : Une concentration d'environ 20 ppm de sulfure d'hydrogène peut affaiblir le sens de l'odorat, provoquer des maux de tête et l'irritation des voies respiratoires et du poumon. À une concentration de 250 à 500 ppm, peut causer de l'œdème pulmonaire potentiellement fatal. Les plus hautes concentrations peuvent produire des vertiges, des écroulements soudains (et souvent fatales), de l'inconscience et la mort. L'œdème pulmonaire peut se produire 48 heures après l'exposition.		
1-Methylnaphthalene	90-12-0	0.1 -1	Ingestion : Nocif en cas d'ingestion. Peut causer un malaise gastro-intestinal, des nausées ou des vomissements. L'aspiration du produit dans les poumons peut provoquer une pneumonie chimique. L'ingestion de niveaux élevés peut entraîner une lésion des reins.		
2-Methylnaphthalene	91-57-6	0.1 -1	Effets d'une exposition chronique :		
Xylène	1330-20-7	0.1 -1	Des problèmes sanguins et du système nerveux peuvent se produire après un contact cutané prolongé.		
Soufre	7704-34-9	<1	Peau : L'exposition prolongée ou répétée peut causer l'assèchement, la délipidation et des dermatites.		
Sulfure d'hydrogène	7783-06-4	<1	Irritation : Peau, yeux, le système respiratoire		
Benzène	71-43-2	< 0.1	Sensibilisation des voies respiratoires : Non dangereux d'après les critères du SIMDUT/OSHA.		
Éthylbenzène	100-41-4	< 0.1	Cancérogénicité : Contient les cancérogènes potentiels. Le benzène et certains hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP), sont connus pour être des produits chimiques carcinogènes.		
Toluène	108-88-3	< 0.1	Téatogénicité : Le xylène est foetotoxique pour la santé humaine selon les études sur le poids foetal réduit, l'ossification retardée et les effets persistantes du comportement chez les animaux de laboratoire, en absence de toxicité maternelle.		
*La source de pétrole est un mélange complexe d'hydrocarbures. Sa composition exacte dépend de la source de pétrole brut à partir duquel elle a été produite et les méthodes de raffinage employées. La source de pétrole contient des centaines de différents produits chimiques organiques. Cette section identifie seulement certains des constituants chimiques bien connus.			Mutagénicité : Non dangereux d'après les critères du SIMDUT/OSHA.		
			Effets sur la reproduction : Non dangereux d'après les critères du SIMDUT/OSHA		
			Nom des produits toxicologiquement synergiques : Autres hydrocarbures pétroliers et autres produits chimiques qui provoquent une dépression du système nerveux central ou d'autres effets neurologiques peuvent aussi provoquer des effets additifs ou synergiques.		

Source : Fiche signalétique Irving, http://irvingoil.com/files/03050_Crude_Oil_Tank_Bottoms_-_French.pdf

Appellation

Distillats de pétrole;

n.s.a.; Classe 3; UN1268; GEIII

Bunker A (3632)

Ingrédient(s)	CAS	Pd%
Fuel-oil, n degrés 6	68553-00-4	60-100
Fuel oil No. 2	68476-30-2	10-30
Benzo(a)pyrène	50-32-8	< 0.1
Soufre	7704-34-9	< 0.1
Sulfure d'hydrogène	7783-06-4	< 0.1
Vanadium élémentaire	7440-62-2	< 0.1

*«Bunker A Oil» est un mélange complexe d'hydrocarbures. Sa composition exacte dépend de la source de pétrole brut à partir de laquelle elle a été produite et les méthodes de raffinage employées. «Bunker A Oil» contient des centaines de différents produits chimiques organiques. Cette section identifie seulement certains des constituants chimiques bien connus.

Toxicité

Voie d'exposition : Yeux, contact avec la peau, absorption par la peau, ingestion.

Effets d'une exposition aiguë :

Yeux : Cause une irritation.

Peau : Peut causer une irritation.

Inhalation : L'inhalation excessive intentionnelle peut causer l'irritation des voies respiratoires et des effets sur le système nerveux central (maux de tête, vertiges).

Ingestion : Nocif en cas d'ingestion. Peut causer un malaise gastro-intestinal, des nausées ou des vomissements.

Effets d'une exposition chronique :

Peau : L'exposition prolongée ou répétée peut causer l'assèchement, la délipidation et des dermatites.

Irritation : Peau, yeux, le système respiratoire.

Sensibilisation des voies respiratoires : Peut entraîner la photosensibilisation (une sensibilisation extrême aux rayons solaires).

Cancérogénicité : Contient les cancérogènes potentiels.

Térogénicité : Contient un térogène potentiel.

Mutagénicité : Contient potentiellement un agent mutagène.

Effets sur la reproduction : Non dangereux d'après les critères du SIMDUT/OSHA

Nom des produits toxicologiquement synergiques : Autres hydrocarbures pétroliers et autres produits chimiques qui provoquent une dépression du système nerveux central ou d'autres effets neurologiques peuvent aussi provoquer des effets additifs ou synergiques.

Source : Fiche signalétique Irving, http://irvingoil.com/files/03632_Bunker_A_-_French.pdf

Appellation

Solvants naphta et solvants aromatiques

Numéros CAS :

(1) N° 64742-94-5

(2) N° 64742-95-6

Synonymes

(1) Solvant naphta aromatique lourd (pétrole)

(2) Solvant naphta aromatique léger (pétrole)

Les solvants naphta et les solvants aromatiques sont des mélanges d'hydrocarbures dont la composition chimique dépend de la nature des pétroles bruts dont ils dérivent et des procédés de raffinage qu'ils ont subi.

Leurs principaux constituants (représentant plus de 50 % et même fréquemment plus de 90 % du solvant) sont des hydrocarbures aromatiques dont le nombre de carbones se situe dans la gamme (C8 - C20) et dont les points d'ébullition sont compris entre 140 et 320 °C

Toxicité

La toxicité aiguë des solvants naphta est commune à celle d'autres hydrocarbures pétroliers liquides; ils sont **irritants** et **dépresseurs du système nerveux central**.

Les intoxications aiguës peuvent être secondaires à une **inhalation**, **ingestion** et/ou contamination **cutanée**.

Inhalation : L'inhalation de vapeurs entraîne des signes dont l'intensité dépend de la concentration. Les victimes se plaignent d'une **irritation nasale et oculaire** avec larmolement et conjonctivite, ainsi que de **difficultés respiratoires** et de **douleurs gastriques**. Puis l'**atteinte neurologique** se traduit par une euphorie (comme avec de l'alcool), des **céphalées, vertiges et nausées**, puis par une **fatigue**, une incoordination, des tremblements et de la confusion, enfin à un stade plus avancé on peut observer un **coma**.

Ingestion : L'ingestion accidentelle peut être mortelle, notamment chez l'enfant. Elle entraîne des signes d'irritation digestive (douleur abdominale, nausée, vomissement, puis diarrhée), voire des lésions plus sévères de la muqueuse intestinale (ulcérations) lors d'ingestion massive. Une dépression du système nerveux central (syndrome ébrieux puis troubles de conscience) peut également survenir. La sévérité des symptômes dépend essentiellement de l'éventuelle aspiration pulmonaire du solvant, réalisant une pneumopathie d'inhalation dont les premiers signes, apparaissant dans les 8 heures suivant l'accident, sont radiologiques (opacités floconneuses localisées le plus souvent aux lobes moyen et inférieur droits); les signes cliniques sont plus tardifs : toux, dyspnée, fièvre, le plus souvent régressifs en 2 à 3 jours, en l'absence de surinfection. Une baisse du cholestérol est parfois retrouvée dans les intoxications sévères.

Cancérogène Cat. 2, R 45 (la classification comme cancérogène ne doit pas s'appliquer s'il peut être établi que le solvant naphta ou aromatique contient moins de 0,1 % poids/poids de benzène).

Source : INRS 1999 - Fiche toxicologique : SOLVANTS NAPHTA ET SOLVANTS AROMATIQUES <http://www.inrs.fr/accueil/dms/inrs/FicheToxicologique/TI-FT-106/ft106.pdf>



© Mario Jean / MADOC

du Michigan va dans le même sens. La population exposée a souffert de nombreux symptômes et inconforts dont des maux de tête, des nausées, des vomissements et des troubles respiratoires⁸³. Comme le faisait remarquer le chef du *Center for Occupational and Environmental Medicine at the Wayne State University School of Medicine* à Détroit, le docteur Michael Harbut, qui a traité des patient(e)s après l'accident de la rivière Kalamazoo: **«il est trop tôt pour voir les cancers, ces derniers peuvent se déclarer seulement 20 ou 30 ans après l'exposition»⁸⁴.**

Déversement de Mayflower - Le 29 mars 2013 dans la ville de Mayflower en Arkansas aux États-Unis, la rupture de l'oléoduc Pegasus, propriété de Exxon Mobil, a laissé échapper entre 5 000 et 7 000 barils de pétrole issu des sables bitumineux en pleine ville, forçant l'évacuation immédiate des occupant(e)s d'au moins 20 maisons à cause des vapeurs. Dans les jours et les semaines qui ont suivi, des médecins ont recensé des symptômes et impacts similaires sur la santé⁸⁵ de leurs patient(e)s: atteintes aux systèmes respiratoire et immunitaire, pertes de mémoire, inconforts, nausées. Bien que l'Agence de protection environnementale des États-Unis (EPA) et le Département de qualité environnementale aient jugé que *«globalement, les émissions dans la communauté sont en dessous des niveaux susceptibles de provoquer des effets sur la santé de la population générale»⁸⁶* lors du déversement de Mayflower, sur les lieux de l'accident, le *Faulkner County Citizens*

Advisory Group et le *Global Community Monitor* ont procédé à des analyses⁸⁷. Les échantillons d'air ambiant qu'ils ont prélevés, le 30 mars 2013 sur les lieux contaminés, ont révélé la présence de 30 produits chimiques toxiques, dont plusieurs au-dessus des limites acceptables :

«...chacun de ces produits mesurés est un produit chimique toxique et peut constituer une menace grave pour la santé humaine. Les effets sur la santé sont en fonction de l'intensité et de la fréquence de l'exposition. À court terme, des niveaux élevés d'exposition et l'exposition de bas niveau à long terme au benzène et l'éthylbenzène ont conduit à une augmentation des taux de cancer. Beaucoup de produits chimiques ont des effets sur le développement général ainsi que sur les systèmes neurologique et reproducteur. Les polluants atmosphériques dangereux détectés comprennent entre autres : le benzène, le toluène, l'éthylbenzène, l'hexane.»⁸⁸ (voir Annexe 2).

En cas de fuites et déversements en milieu habité, c'est donc à un cocktail atmosphérique complexe de produits toxiques auquel les résidents sont exposés. 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.

Types de pétrole : API, teneur en soufre et intensité carbonique

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. 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, et aussi des autres projets d'oléoducs à l'étude, 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 forage⁸⁹. 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'environnement⁹⁰.

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 extraction⁹¹. 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.⁹²

Mais 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.

Viscosité - Densité - API

Selon la viscosité (densité), quatre types de gisements sont définis : léger, moyen, lourd ou extra-lourd, et bitume⁹³. 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 lourd⁹⁴.

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 pétrolifères 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 : Gravité API = (141,5/GS) - 131,5).

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 lourd⁹⁵, 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

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**.

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 ≤ 0,5 %)
- **BTS** (basse teneur en soufre ≤ 1,0 %)
- **MTS** (moyenne teneur en soufre ≤ 2,0 %)
- **HTS** (haute teneur en soufre ≤ 3,0)
- **THTS** (très haute teneur en soufre > 3 %)

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.

Le bitume est classé dans une catégorie à part spécifique à son extrême densité. Nous y reviendrons plus loin.

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 »⁹⁶. 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,

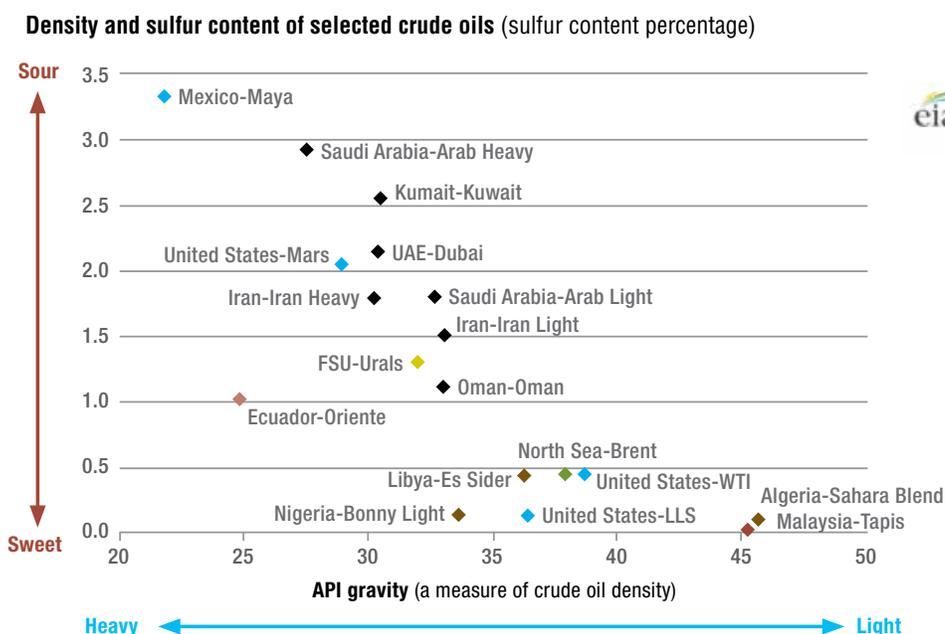
« le transport des produits raffinés sur de longues distances et par des pipelines servant au transport de différents produits peut accroître la teneur en soufre et faire en sorte qu'il faille procéder à un traitement correctif très coûteux à destination. De plus, les produits pétroliers doivent être 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. »⁹⁷

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. La figure⁹⁸ suivante illustre la densité (API) et la teneur en soufre de différents types de pétrole en provenance de différentes régions du monde.

Malgré l'importance de la région géographique, elle ne permet pas toujours d'évaluer la teneur en soufre et la densité des bruts. A titre d'exemple, les teneurs en soufre et la densité (API) de différents gisements aux États-Unis sont présentées sur la figure suivante⁹⁹.

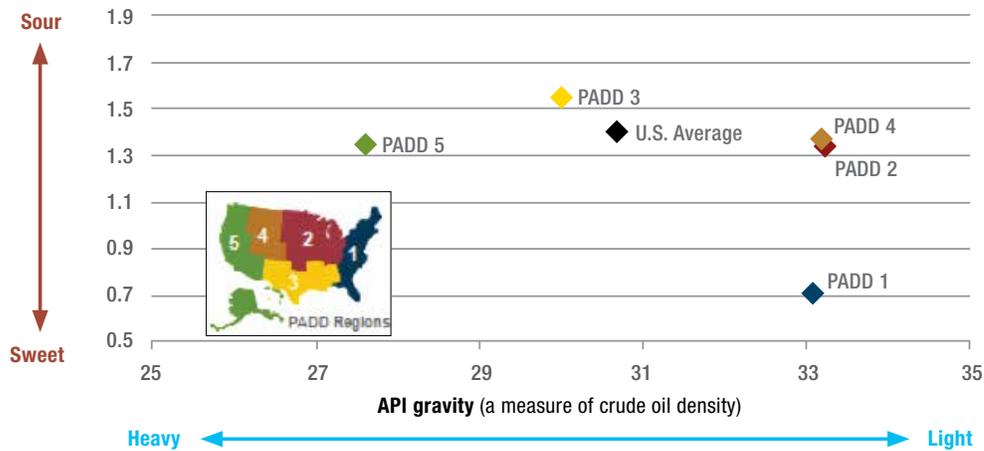
Mais des distinctions entre les pétroles s'appliquent également aux pétroles et bitumes canadiens, qui sont d'une grande variété. Au Canada, les sables bitumineux se trouvent dans trois principaux gisements du nord de l'Alberta, ayant chacun leurs caractéristiques propres : Athabasca, Cold Lake et Peace River. Le tableau¹⁰⁰ suivant compare les teneurs en soufre et la densité (API), de différents types de bitumes et de bruts dans le monde.

Comme on peut le constater dans ce tableau, le pétrole de l'Algérie qui représentait en 2012 autour de 40 % du pétrole consommé au Québec¹⁰¹, 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



US - Energy Information Administration (EIA), 2012

Density and sulfur content of crude oil by PADD and U.S. average, 2011 (sulfur content percentage)



US - Energy Information Administration (EIA), 2012

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

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°¹⁰². 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.¹⁰³

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 naphtha, 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 (de pétrole). 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 valorisation¹⁰⁴.*

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 %) ¹⁰⁵.

Bitume dilué, pétrole synthétique et autres mélanges

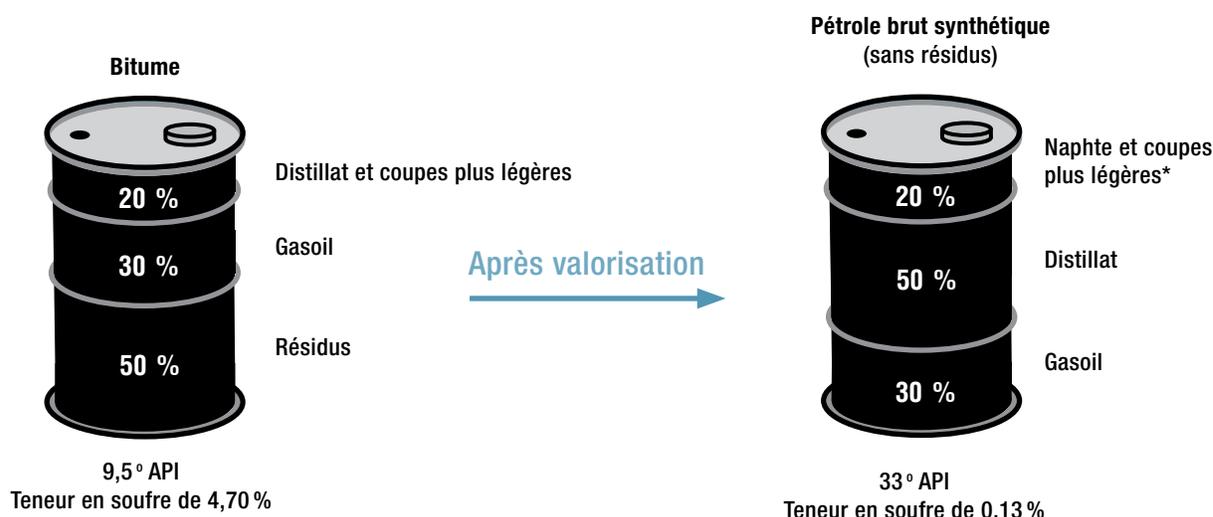
Le pétrole issu des sables bitumineux est du bitume, un pétrole non conventionnel. Il est extrait selon deux méthodes : le procédé minier et le procédé *in situ*¹⁰⁶. Le procédé minier permet d'accéder aux réserves qui se trouvent près de la surface. Le bitume qui en est extrait est mélangé à de l'eau 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 réserves¹⁰⁷, 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.

Sur l'échelle de classification de la viscosité, de léger à lourd et extra 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 naphtha**, 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.¹⁰⁸*

Composition du bitume et du pétrole brut synthétique¹⁰⁹



Glossaire des mélanges¹¹⁰

Le **DilBit** [diluted bitumen/bitume dilué] est un mélange de condensat et de bitume récupéré *in situ* principalement utilisé dans les raffineries de brut lourd.

Le **DilSynBit** [diluted synthetic bitumen/bitume synthétique dilué] est un mélange de condensat, de pétrole brut *synthétique* et de bitume récupéré *in situ* qui pourrait être attrayant pour les raffineries de brut moyen.

Le **SynBit** [synthetic bitumen/bitume synthétique] est un mélange de pétrole brut synthétique et de bitume récupéré *in situ* qui pourrait lui aussi être principalement utilisé par les raffineries de brut moyen.

Le **pétrole brut synthétique** est du bitume valorisé après extraction à ciel ouvert ou récupération *in situ*. Il pourrait très bien remplacer le pétrole brut léger classique dans une raffinerie où le brut léger prédomine.

Condensat : Mélange liquide, constitué surtout de pentanes et d'hydrocarbures lourds, récupéré dans des séparateurs, des laveurs ou d'autres installations de collecte ou encore à l'entrée d'une usine de traitement de gaz naturel avant le traitement du gaz.

Diluant : Hydrocarbure léger, habituellement du condensat, mélangé au pétrole brut lourd ou au bitume pour faciliter son transport par pipeline.

En moyenne, deux tonnes de sables pétrolifères doivent être traitées pour obtenir un baril de pétrole synthétique ou de dilbit¹¹¹. 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 pétrole¹¹².

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).¹¹³ 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 du produit transporté pour la santé humaine et des écosystèmes.

Intensité carbonique

Dans le contexte de lutte aux changements climatiques, on réfère également de plus en plus à l'intensité carbonique¹¹⁴ des pétroles ou des carburants pour les distinguer. Certains États (Californie, Colombie Britannique) et l'Union Européenne ont d'ailleurs commencé à établir des normes sur l'intensité carbonique établie en fonction de l'analyse du cycle de vie des carburants, soit du puits au réservoir.

Une partie de l'intensité carbonique est déterminée par la teneur en carbone :

La teneur en carbone d'un combustible est une propriété chimique inhérente (à savoir la masse des atomes de carbone par rapport à la masse totale du combustible). La teneur en carbone du pétrole brut est souvent mesurée en degrés, à l'aide de l'échelle de densité API. Sur la base d'une estimation d'une moyenne mondiale de densité API de 32,5 +/- 2 degrés, la composition globale moyenne de carbone du pétrole brut serait d'environ 85 +/- 1 pour cent.¹¹⁵

Les émissions de dioxyde de carbone (CO₂) imputables à la combustion fixe proviennent de la libération du carbone présent dans le combustible au cours de la combustion. Ces émissions dépendent de la teneur en carbone du combustible. Pendant la combustion, la plus grande partie du carbone est émise immédiatement sous forme de CO₂, mais une autre partie est émise sous forme de monoxyde de carbone (CO), de méthane (CH₄) ou de composés organiques volatils non méthaniques (COVNM),

lesquels, après oxydation, se transforment en CO₂ atmosphérique sur une échelle temporelle de quelques jours à une douzaine d'années.¹¹⁶

En plus de la teneur en carbone du produit, l'intensité carbonique tient compte du total des émissions de GES pour toutes les étapes de production, transport, raffinage et combustion : selon l'expression « du puits à la roue ». De façon générale les pétroles issus des sables bitumineux se trouvent en tête de peloton comparativement à d'autres types de pétrole dans le monde.

La Colombie-Britannique et la Californie¹¹⁷ ont adopté des normes visant à réduire l'intensité carbonique des carburants de 10 % sur 10 ans¹¹⁸. L'Union européenne a également un projet de Directive sur la qualité des carburants qui étiquèterait les pétroles sales comme celui des sables bitumineux comme étant plus polluants (+23 %) que le pétrole conventionnel sur l'ensemble de leur cycle de vie¹¹⁹. Le Québec pourrait faire de même dans un avenir rapproché, tel qu'envisagée dans le cadre de l'élaboration de la Politique sur la mobilité durable.



© Mario Jean / MADOC

Valeur monétaire selon le type de brut

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. »¹²⁰

Le soufre étant un polluant contrôlé par les gouvernements, il est retiré en grande partie lors du raffinage puis commercialisé comme intrant industriel et/ou se retrouve dans les résidus de raffinage dont le « coke de pétrole », qui se présente sous forme de solide noir granuleux, un autre résidu (déchet) de l'industrie du raffinage commercialisé comme combustible ou autre intrant industriel.

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 brut¹²¹.

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.¹²²

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) »¹²³.

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 Canada¹²⁴. Comme on peut le voir dans le tableau qui suit, produit à partir des données de Statistiques Canada¹²⁵, 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 bitumineux¹²⁶. En 2012, le total des arrivages au Québec de brut canadien (Est et Ouest du Canada) était de 7,9 %.

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 pourrait changer 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.



© 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, 2013¹²⁷

Problèmes environnementaux liés à la production et au raffinage



© Mario Jean / MADOC

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 nombreuses¹²⁸ 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.¹²⁹. Ajoutons à cela qu'elles sont aussi des consommatrices intensives d'énergie et d'eau, utilisées pour faire fonctionner leurs procédés.

Pollution atmosphérique des raffineries

Le raffinage du pétrole entraîne le rejet de plusieurs polluants atmosphériques, dont les oxydes de soufre (SO_x), les oxydes d'azote (NO_x), les composés organiques volatils (COV), les particules (PM), le monoxyde de carbone (CO) et le benzène, de même que de nombreux gaz à effet de serre (GES).¹³⁰

« Les centrales, les chaudières, les réchauffeurs et le craquage catalytique sont les sources principales d'émissions de monoxyde et de dioxyde de carbone, d'oxydes d'azote (NO_x), de particules et d'oxydes de soufre (SO_x) dans l'atmosphère. Les procédés de raffinerie

nécessitent beaucoup d'énergie; généralement plus de 60 % des émissions dans l'air de la raffinerie sont liées à la production d'énergie pour les différents procédés. Les unités de récupération de soufre et les torches contribuent aussi à ces émissions. Les changements de catalyseur et les cokeurs [unités de cokéfaction] rejettent des particules. Les composés organiques volatils (COV) émanent du stockage, du chargement de produits et des dispositifs de manipulation, des systèmes de séparation de l'huile/eau et, en tant qu'émissions fugaces, des raccords, des valves, des joints et des drains. Les autres émissions dans l'atmosphère sont le H₂S, le NH₃, le BTX, le CS₂, le COS, l'HF et les métaux constituant des particules (V, Ni et autres). »¹³¹

Ces contaminants atmosphériques ont des impacts à divers degrés, tant sur l'environnement que sur la santé des populations. Le tableau qui suit présente les impacts environnementaux et sanitaires des principaux contaminants atmosphériques liés au raffinage des produits pétroliers.

Cette recension des impacts environnementaux et sanitaires des contaminants atmosphériques liés au raffinage des produits pétroliers démontre l'absolue nécessité de prendre toutes les précautions possibles afin de réduire au maximum la pollution atmosphérique liée au raffinage de tous les types de pétroles.

Impacts environnementaux et sanitaires des contaminants atmosphériques liés au raffinage

Oxyde de soufre (SO_x)¹³²

Impacts sur la santé

Le dioxyde de soufre ou SO₂ appartient à la famille des gaz d'oxydes de soufre (SO_x). Il se constitue durant les processus de combustion et de raffinage, à partir du soufre contenu dans des matières premières telles que le charbon, le pétrole et les minerais contenant du métal. En se dissolvant dans la vapeur d'eau atmosphérique, le SO₂ produit des acides et interagit avec des particules et des gaz présents dans l'air pour former des particules connues sous le nom de sulfates et d'autres composés qui peuvent être nocifs pour les personnes.

L'exposition à une concentration élevée de SO₂ peut affecter le **système respiratoire** et aggraver les maladies qui le touchent. Les personnes les plus vulnérables sont celles qui souffrent d'asthme et de maladies cardiorespiratoires ainsi que les enfants et les aînés. De plus, les efforts physiques intenses augmentent ses effets pervers.

Lorsque le sulfate 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.

Impacts sur l'environnement

Le SO₂ a une influence **néfaste sur les cultures et le rythme de croissance des végétaux**. Lié à la formation des **pluies acides**, il est 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).

Selon l'Étude comparative de la performance des raffineries en matière d'émissions, CCME 2003 : Les émissions de SO_x des raffineries sont liées principalement de la teneur en soufre des bruts disponibles et du débit de traitement par craquage catalytique fluide. Les usines de craquage catalytique fluide sont les principales sources de SO_x, étant donné la régénération de catalyseurs. La cokéfaction en lit fluidisé est aussi une source substantielle de SO_x, puisque l'énergie nécessaire est fournie par la combustion du coke à haute teneur en soufre. La combustion de carburants peut également produire une quantité considérable de SO_x, surtout dans le cas des raffineries qui utilisent le mazout lourd plutôt qu'un gaz de distillation ou le gaz naturel, et de celles qui brûlent du coke combustible. La teneur en soufre des produits du craquage catalytique fluide augmente en proportion de la teneur en soufre des bruts disponibles. Toutefois, beaucoup de raffineries alimentées en brut lourd corrosif font aussi l'hydrotraitement des produits alimentant le FCC [Fluid catalytic cracking], ce qui réduit leur teneur en soufre et, ainsi, les émissions de SO_x. L'efficacité des usines d'acide sulfurique a aussi des répercussions sur les émissions de SO_x des raffineries. Ainsi, une usine qui récupère beaucoup de soufre en éliminant les gaz résiduels produira moins de SO_x qu'une usine qui n'élimine pas ces gaz. | CCME 2003¹³³

Oxydes d'azote (NO et NO₂, N₂O)¹³⁴

Impacts sur la santé

Les oxydes d'azote sont très **irritants pour les poumons**. Le NO₂, en particulier, peut affecter les voies respiratoires, provoquer une hyperréactivité bronchique chez l'asthmatique et accroître la sensibilité aux infections des bronches chez l'enfant. Les personnes souffrant d'asthme et de maladies respiratoires sont les plus sensibles aux oxydes d'azote.

Impacts sur l'environnement

Les oxydes d'azote (NO_x) comprennent le monoxyde d'azote (NO) et le dioxyde d'azote (NO₂). Ils se constituent principalement au cours des processus de combustion qui libèrent l'azote présent dans le combustible et l'azote présent dans l'air de combustion. Le monoxyde d'azote (NO) rejeté au cours de la combustion s'oxyde rapidement en NO₂ dans l'atmosphère. En se dissolvant dans la vapeur d'eau atmosphérique, le NO₂ produit des acides et interagit avec des gaz et des particules présents dans l'atmosphère pour former des particules connues sous le nom de nitrates et d'autres composés qui peuvent être nocifs pour les personnes et leur environnement. Le NO₂, à l'état brut ainsi que ses dérivés acides et nitrates peuvent endommager la végétation. L'acide nitrique (HNO₃) peut **endommager la végétation, les édifices, les ponts/viaducs et les matériaux, en plus de provoquer l'acidification des écosystèmes aquatiques et terrestres**. Le NO₂ est une **source d'acidification** lorsqu'il se transforme en particules de nitrate qui aboutissent dans les écosystèmes aquatiques et terrestres sous forme de dépôts. Lorsque le nitrate 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 P2,5 et qui sont inhalables**. Avec les composés organiques volatils (COV), le NO₂ est l'un des deux principaux polluants responsables de la formation de l'ozone troposphérique. Bref, d'importants précurseurs de l'ozone au sol. Ils contribuent aussi au phénomène des pluies acides, qui peuvent accélérer **l'eutrophisation des cours d'eau** et des lacs. Le NO₂ **agresse les matériaux** (corrosion des métaux, décoloration des tissus, dégradation du caoutchouc) et **cause des dommages aux arbres et aux cultures**.

Le protoxyde d'azote (N₂O), aussi connu sous le nom d'oxyde nitreux est un gaz à effet de serre beaucoup plus puissant que le CO₂ (plus de 300 fois), il est également le gaz émis par les activités humaines le plus destructeur pour la couche d'ozone.

Selon l'Étude comparative de la performance des raffineries en matière d'émissions, CCME 2003 : Les émissions de NO_x des raffineries proviennent surtout de la combustion de combustibles dans les fournaies et les chaudières. Le type de combustible utilisé a une grande incidence sur les émissions de NO_x. La régénération des catalyseurs de craquage catalytique fluide et la combustion du coke combustible produisent aussi de grandes quantités de NO_x. On pourrait s'attendre à ce que les émissions de NO_x soient en corrélation avec le débit des raffineries et dépendent de l'intensité énergétique de la raffinerie : plus la capacité de transformation est grande, plus grande est l'intensité énergétique par unité de brut traité.¹³⁵

Impacts environnementaux et sanitaires des contaminants atmosphériques liés au raffinage (continué)

Composés organiques volatiles (COV)¹³⁶

Impacts sur la santé

Les effets des COV varient en fonction de leur catégorie. De nombreux COV individuels sont connus ou soupçonnés pour leurs effets toxiques directs sur les êtres humains qui vont de la **carcinogénèse** à la **neurotoxicité**. Une concentration importante de certains COV peut gêner l'odorat ou causer des maux de tête, des nausées, de la fatigue et des maux de gorge. D'autres COV sont plus nocifs en concentration importante, ils peuvent : entraîner une importante irritation; diminuer la capacité respiratoire; provoquer des mutations génétiques et favoriser l'apparition de cancers.

Impacts sur l'environnement

Les COV les plus réactifs se combinent aux oxydes d'azote (NO_x), produisent des réactions photochimiques dans l'atmosphère et forment l'ozone troposphérique, un constituant majeur du smog. Les COV sont aussi des polluants précurseurs de la formation secondaire des particules fines (PM_{2,5}). On sait que l'ozone et les PM_{2,5} ont des effets nocifs sur la santé humaine et l'environnement. Les COV contribuent aux épisodes de pollution par l'ozone (smog estival). Certains sont aussi responsables de l'amincissement de la couche d'ozone. D'autres contribuent aux changements climatiques.

Selon l'Étude comparative de la performance des raffineries en matière d'émissions, CCME 2003 : Les émissions de COV ont différentes sources, notamment les rejets de procédés, les émissions fugitives, les rejets survenant pendant le stockage et le transfert ainsi que les rejets d'eaux usées.¹³⁷

Monoxyde de carbone (CO)

Impacts sur la santé

Le monoxyde de carbone peut être nocif s'il est respiré longtemps, même en faible concentration. Le CO peut avoir une incidence notable sur la santé humaine. Il pénètre dans le sang par les poumons et forme la carboxyhémoglobine, un **composé qui inhibe la capacité du sang à transporter l'oxygène aux organes et aux tissus**. Une personne exposée à une concentration élevée de CO pourrait ressentir des symptômes tels que des troubles de la vision, une diminution de la dextérité, des troubles moteurs et de la somnolence. Plus le monoxyde de carbone est présent dans le sang, plus les organes et les tissus du corps sont incapables de fonctionner normalement. Les **principaux systèmes atteints sont le système cardiovasculaire et le système nerveux**. Une intoxication légère provoque des symptômes qui peuvent, surtout chez l'enfant, ressembler à ceux d'une grippe ou d'une gastroentérite, tels que des nausées, un mal de tête et de la fatigue. Une intoxication grave peut conduire rapidement à une perte de conscience et éventuellement entraîner la mort en quelques minutes seulement. Les personnes qui sont particulièrement vulnérables à l'intoxication au CO sont celles présentant des troubles cardiaques ou respiratoires et les enfants et les personnes âgées. Le CO peut même avoir des effets néfastes sur les personnes en santé en **réduisant la capacité d'exercice physique, la perception visuelle, la dextérité manuelle, les fonctions d'apprentissage et l'aptitude à accomplir des tâches complexes**¹³⁸.

Impacts sur l'environnement

Le monoxyde de carbone (CO) est un **polluant toxique**. Bien que le CO ne figure pas à l'annexe 1 de la liste des substances toxiques de la Loi Canadienne sur la Protection de l'Environnement, il est reconnu depuis longtemps comme une substance toxique.

Le monoxyde de carbone **influe sur le pouvoir d'oxydation de l'atmosphère terrestre et contribue de ce fait à augmenter les concentrations de méthane et d'oxydes nitreux**. (FAO)

Le CO participe aux mécanismes de **formation de l'ozone troposphérique**. Dans l'atmosphère, il se transforme en dioxyde de carbone CO₂ et contribue à l'effet de serre.

Selon l'Étude comparative de la performance des raffineries en matière d'émissions¹³⁹, CCME 2003 : Les principales sources de monoxyde de carbone dans les raffineries sont les dispositifs de régénération des catalyseurs de craquage catalytique fluide, la combustion de coke en lit fluidisé, de même que la combustion incomplète de combustible dans les chaudières et les fours. Certaines raffineries sont dotées de chaudières au monoxyde de carbone qui récupèrent la chaleur du CO générée par le dispositif de craquage catalytique fluide ou de cokéfaction en lit fluidisé.

Les particules et l'ozone troposphérique

Les particules et l'ozone troposphérique sont les principaux composants du smog et peuvent causer de graves effets sur la santé de la population, y compris des milliers de décès prématurés, des hospitalisations et des visites à l'urgence chaque année. De récentes études ont confirmé ces effets nocifs et ont démontré que la pollution atmosphérique augmentait aussi les risques de cancer du poumon et de maladie coronarienne¹⁴⁰.

Émissions atmosphériques des différents types de pétroles

Intensité carbonique

Peu importe le type de pétrole raffiné, le processus de raffinage est polluant. Quand il s'agit de raffiner des pétroles plus lourds et/ou issus des sables bitumineux, les opérations de raffinage sont encore plus polluantes. Les émissions atmosphériques provenant du raffinage sont fonction de la densité API, de la teneur en soufre, et du type de raffinerie.¹⁴¹ En général, les bruts lourds (faible densité API) nécessitent plus d'énergie pour leur traitement que les bruts légers, sur l'ensemble de leur cycle de vie, ils ont une intensité carbonique plus élevée et sont généralement plus polluants. Selon certaines estimations, en passant d'un pétrole léger à un pétrole lourd, les émissions liées au raffinage pourraient aller jusqu'à tripler.

Fuel combustion increments observed predict that a switch to heavy oil and tar sands could double or triple refinery emissions and add 1.6–3.7 gigatons of carbon dioxide to the atmosphere annually from fuel combustion to process the oil. Replacing limited conventional crude oil with heavy oil and natural bitumen (tar sands) resources could have substantial energy and environmental costs. Physical and chemical properties of the lower quality, heavier, more contaminated oils predict the combustion of more fuel for the energy necessary to convert them into product slates dominated by light hydrocarbon liquids. Preliminary estimates from fuel cycle analyses suggest that a switch to heavy oil and tar sands could increase the greenhouse gas emission

intensity of petroleum energy by as much as 17–40 %, with oil extraction and processing rather than tailpipe emissions accounting for the increment.¹⁴²

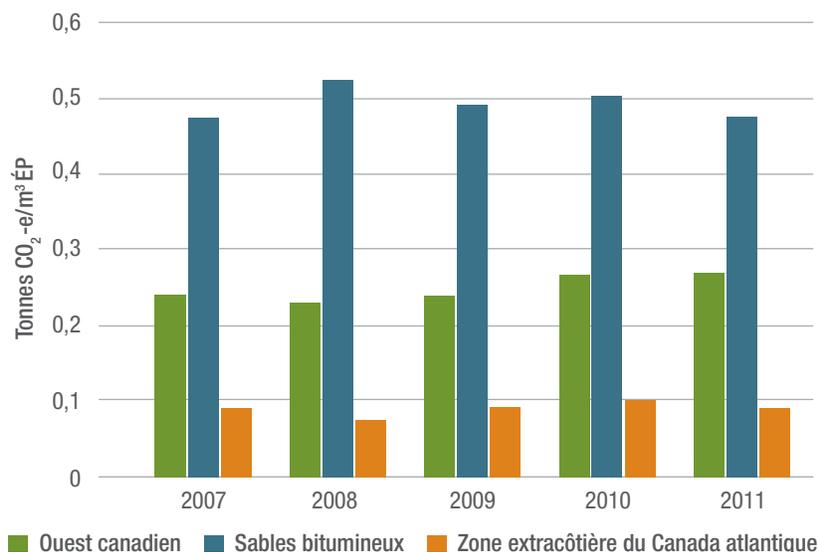
Selon les chiffres de l'Institut Pembina, la production d'un baril de pétrole extrait des sables bitumineux génère trois fois plus d'émissions de gaz à effet de serre que la production d'un baril de pétrole classique. Certaines analyses avancent que, pour sa production, un baril de pétrole extrait des sables bitumineux émettrait jusqu'à 4,5 fois plus de GES qu'un baril de pétrole produit aux États-Unis ou au Canada à partir de sources conventionnelles¹⁴³. Et ces valeurs estimées ne tiennent même pas compte des émissions de GES liées au changement d'affectation des sols, en Alberta¹⁴⁴.

En 2010, le secteur économique pétrolier et gazier a produit la deuxième part des émissions canadiennes de gaz à effet de serre en importance, soit près du quart, avec 22 %¹⁴⁵. À elles seules, les émissions de GES de l'industrie des sables bitumineux sont d'environ 33 millions de tonnes par année, l'équivalent de 6,9 % des émissions de GES au Canada¹⁴⁶.

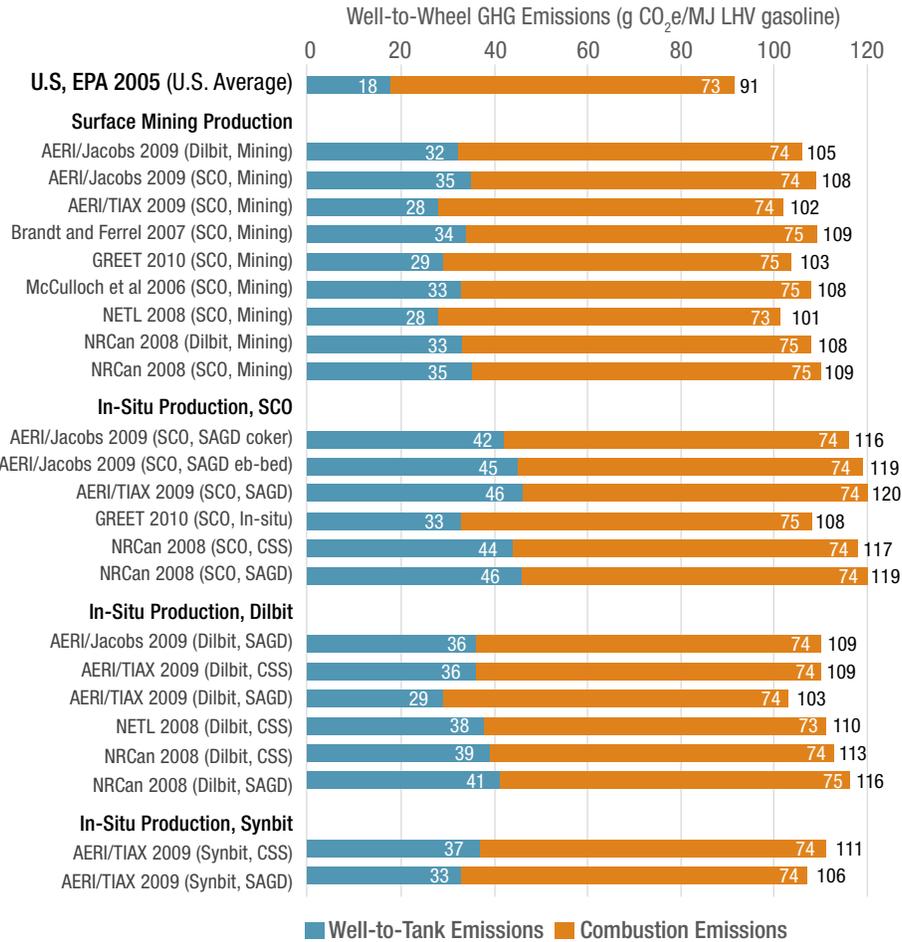
Plusieurs travaux¹⁴⁷ se sont penchés sur l'intensité carbonique des types de pétroles. Bien que les valeurs de référence varient quelque peu d'une étude à l'autre, de façon générale les analyses effectuées confirment que les pétroles issus des sables bitumineux émettent le plus de GES comparativement à d'autres types de pétrole dans le monde.

C'est ce que confirme notamment le rapport d'analyse du cycle de vie des bruts¹⁴⁸ produit par le Service de recherche du Congrès américain, publié en mars 2013, dont le tableau suivant est tiré. Il compare l'intensité carbonique, soit le total des émissions de GES du puits à la roue, de différents types de pétroles.¹⁴⁹

Intensité des émissions de GES - National (ACCP, 2012¹⁵⁰)

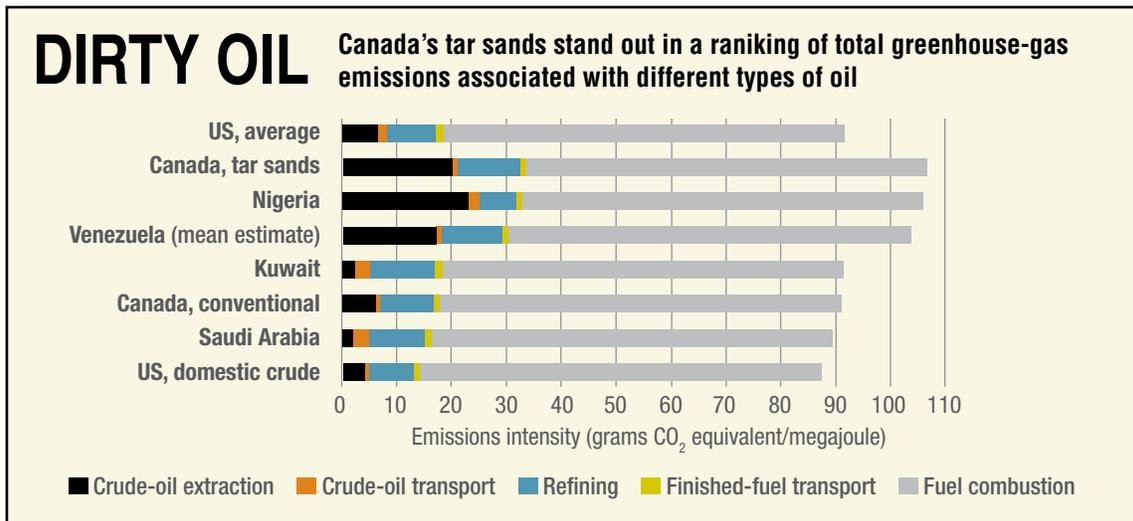


Estimation des émissions du puits à la roue pour les bruts issus des sables bitumineux canadiens



Source : Congressional Research Service, 2013¹⁵¹

Estimation des émissions du puits à la roue pour différents bruts¹⁵²





© Mario Jean / MADOC

Toujours en termes d'intensité carbonique, des différences plus ou moins marquées doivent aussi être considérées entre les bruts issus des différents gisements de sables bitumineux. C'est ce que met en lumière la figure qui suit, produite par les données du Service de recherche du Congrès américain¹⁵³.

Sur la base de ces données comparatives présentées dans son rapport d'analyse du cycle de vie des bruts¹⁵³ en mars 2013, le service de recherche du Congrès américain 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 donc, 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;*
- *Les émissions de GES du puits à la roue pour les bruts bitumineux canadiens sont comparables en terme d'intensité carbonique à certains pétroles bruts lourds comme le Bachaquero vénézuélien ou le Californien de Kern River, ainsi qu'aux bruts légers qui sont produits à partir d'opérations qui ont recours au flaring (ex.: Nigeria Bonny Light);*
- *L'effet estimé du projet de pipeline Keystone XL aux Etats-Unis : une augmentation de 3,7 millions à 20,7 millions de tonnes métriques de gaz à effet de serre.*

Sachant que, bien qu'alimentées principalement en pétrole léger et à faible intensité carbonique, les raffineries du Québec sont déjà les plus grandes émettrices industrielles de GES au Québec, il serait irresponsable de ne pas considérer ces données parmi les plus actuelles en matière d'analyse de cycle de vie des produits pétroliers qui ne laissent aucun doute quant à l'augmentation de la pollution à prévoir avec le raffinage de pétrole de plus en plus lourd.

Autres contaminants atmosphériques

En plus d'émissions de GES accrues, l'intensification des opérations de raffinage de brut lourd peut considérablement aggraver les risques environnementaux pour les communautés¹⁵⁵ notamment parce qu'en plus des gaz à effet de serre, les principaux contaminants atmosphériques (PCA) constituent une catégorie de polluants émis par le segment pétrolier et gazier en amont. Les PCA comprennent généralement les oxydes d'azote (NO_x), les dioxydes de soufre (SO₂), les composés organiques volatils (COV) et des particules. Ils sont des polluants atmosphériques pouvant nuire à la santé et ajouter aux problèmes de smog. De plus, certains PCA (NO_x et SO₂) sont des polluants acidifiants qui amplifient les problèmes de pluies acides.¹⁵⁶

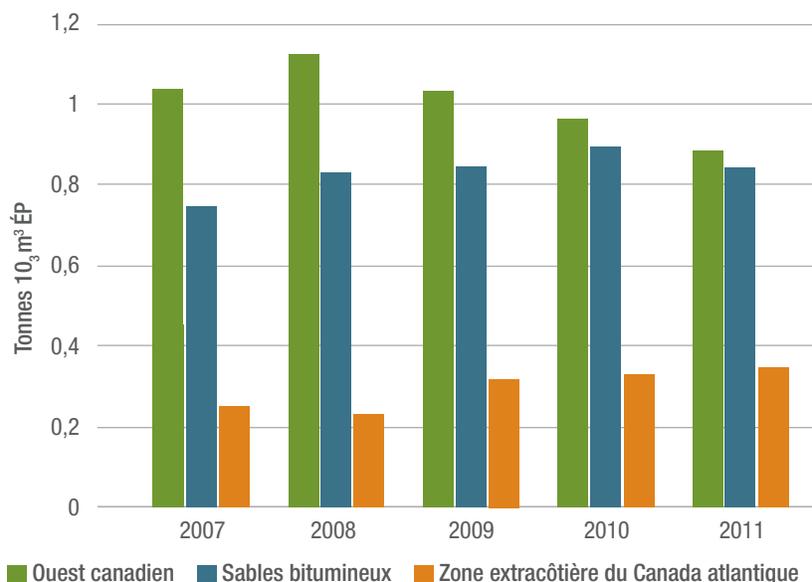
Comparativement à la production de pétrole classique, la production de pétrole extrait des sables bitumineux génère deux fois plus de NO_x et de SO₂ par baril de pétrole, en raison des procédés d'extraction qui consomment plus d'énergie.¹⁵⁷ Le bitume dilué possède des caractéristiques semblables à celles du brut lourd acide en termes de densité et de teneur en soufre¹⁵⁸. 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 soufre¹⁵⁹. Selon les estimations, les niveaux de NO_x et de SO₂ 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 niveaux¹⁶⁰.

Comme on peut le constater dans le tableau qui suit, la transformation du pétrole des sables bitumineux libère des quantités plus importantes de dioxyde de soufre (SO₂), d'oxydes d'azote (NO_x), de sulfure d'hydrogène (HS), de mercure, de cadmium et de plomb.

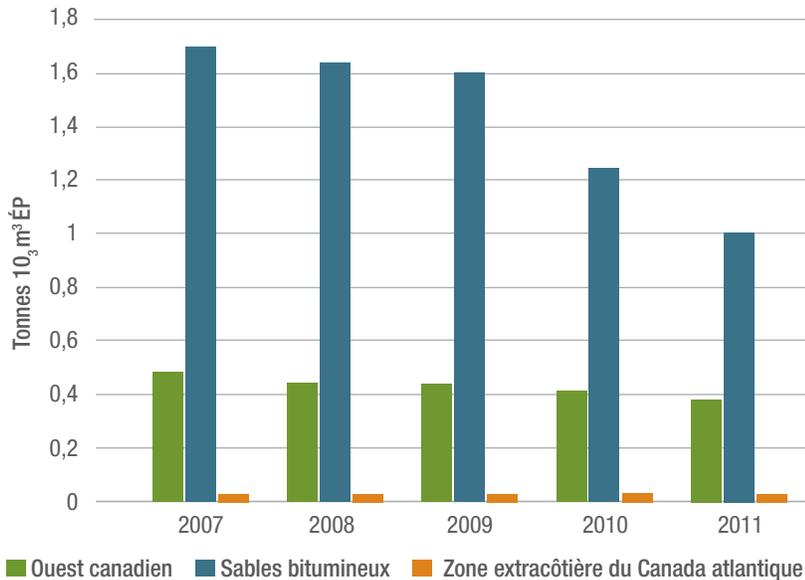
Émissions atmosphériques des différents types de pétrole au Canada¹⁶¹

	2007	2008	2009	2010	2011
National					
Émissions de SO ₂ (tonnes/an)	240 388	214 047	228 448	197 334	178 618
Concentration de SO ₂ (tonnes par 10 ³ m ³ d'équivalent de production)	0,71	0,68	0,72	0,63	0,56
Émissions de NO _x (tonnes/an)	290 856	286 555	299 852	278 234	265 948
Concentration de NO _x (tonnes par 10 ³ m ³ d'équivalent de production)	0,98	0,97	0,93	0,90	0,84
Émissions totales en équivalent CO ₂ (tonnes/an)	94 898 732	90 607 676	98 826 706	102 399 539	102 442 702
Tonnes de GES émises par m ³ d'équivalent de production	0,28	0,28	0,31	0,32	0,32
Ouest canadien					
Émissions de SO ₂ (tonnes/an)	115 412	97 639	96 792	83 066	77 506
Concentration de SO ₂ (tonnes par 10 ³ m ³ d'équivalent de production)	0,48	0,44	0,44	0,41	0,39
Émissions de NO _x (tonnes/an)	229 585	223 815	224 298	194 693	175 367
Concentration de NO _x (tonnes par 10 ³ m ³ d'équivalent de production)	1,04	1,12	1,02	0,96	0,88
Émissions totales en équivalent CO ₂ (tonnes/an)	58 121 668	51 716 863	56 401 797	54 286 496	53 583 594

National - Intensité d'émissions de NO_x



National - Intensité des émissions SO₂



L'apport du Canada atlantique est minime (10⁻⁵) par rapport au total national

Source : ACP, 2012¹⁶²

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'hydrogène¹⁶³. 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 2004¹⁶⁴.

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.

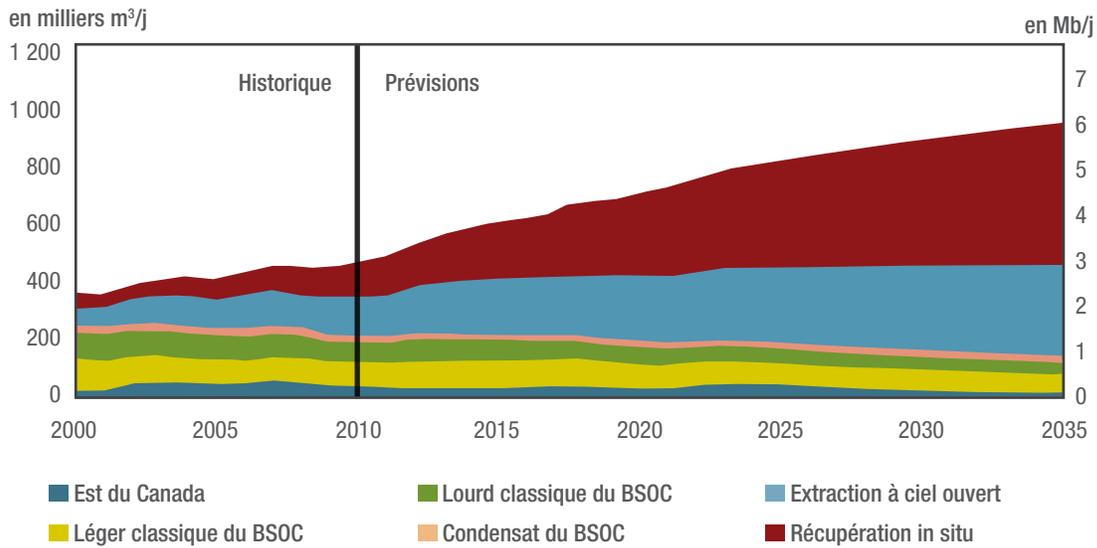
Une augmentation importante des GES liés au secteur à prévoir

Déjà, au Québec, la raffinerie Jean-Gaulin d'Ultramar à Lévis est le plus grand émetteur industriel de GES, suivi de près par la raffinerie montréalaise de Suncor¹⁶⁵. Le raffinage de pétroles plus lourds, ne fera qu'assombrir le portrait.

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 de 270 300 m³/j à 811 000 m³/j (5,1 millions b/j)¹⁶⁶; cette expansion est d'ores et déjà approuvée par le gouvernement du Canada.

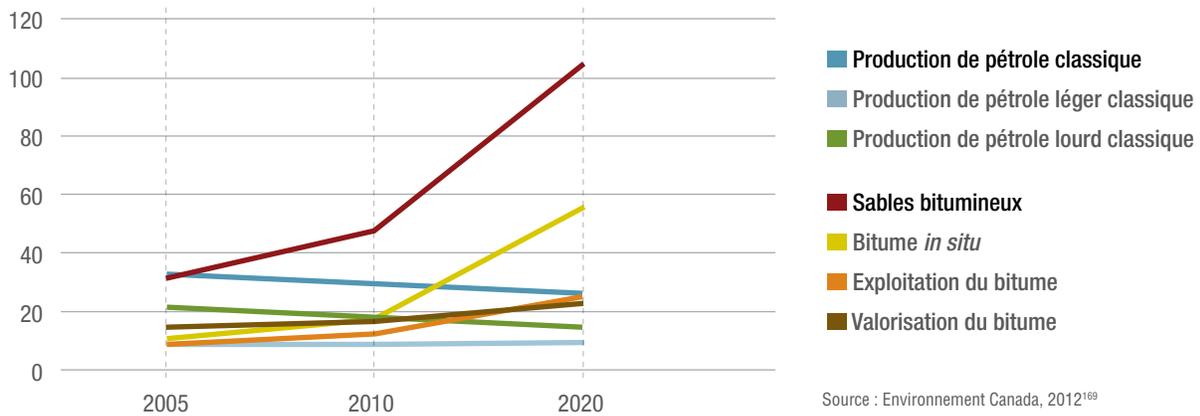
Selon une analyse approfondie de l'Institut Pembina, une telle croissance entraînera une augmentation de 250 % de la production de gaz à effet de serre mais également de 150 % de la production des déchets toxiques issus de l'exploitation des sables bitumineux, de 170 % de l'utilisation d'eau douce, de 230 % des émissions d'oxydes d'azote, de 160 % des émissions de dioxydes de soufre et de 190 % des matières particulaires¹⁶⁷.

Production totale de pétrole au Canada – Scénario de référence



Note : « Extraction à ciel ouvert » et « Récupération in situ » réfère à la production de pétrole en provenance des sables bitumineux. Source : ONE¹⁶⁸

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



Les projections d'Environnement Canada s'arrêtent à 2020. Elles prédisent, elles aussi d'ici là, une augmentation importante des GES liée au secteur.

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. 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. »¹⁷⁰

Le Québec : plaque tournante du pétrole albertain

Où sera transporté et raffiné le pétrole transporté par Enbridge ?

Pour ce qui est de la destination finale du pétrole transporté par la ligne 9 d'Enbridge, à moyen terme, les possibilités seront nombreuses. Une fois arrivé à Montréal, il sera en partie acheminé à la raffinerie de Suncor à Montréal ou, pour l'autre partie, entreposée dans de grands réservoirs puis, de là, différentes avenues sont à prévoir.

Exporter vers Portland dans le Maine ? – De Montréal, il pourrait être dirigé, par oléoduc, vers Portland dans le Maine aux États-Unis, où il pourrait être envoyé par bateaux partout dans le monde. Pour que cette hypothèse se réalise, il faudra une inversion du courant de l'oléoduc Montréal-Portland, qui transporte présentement vers Montréal du pétrole en provenance du Moyen Orient et d'autres sources extracôtières. Ce projet fait toutefois face à diverses difficultés techniques et à une forte mobilisation citoyenne. Cependant, les opérateurs de l'oléoduc Portland-Montréal ont déjà investi plus de six millions de dollars pour l'inversion du vieux pipeline de 70 ans¹⁷¹, la menace d'inversion est donc bien réelle.

Exporter vers les raffineries au Nouveau-Brunswick et dans le monde? – Une autre avenue éventuellement possible pour le pétrole de l'Ouest canadien transporté par Enbridge sera de prendre le chemin (par bateau, train ou pipeline) de la raffinerie de Saint-Jean, au Nouveau-Brunswick, et/ou de transiter de là, par bateau, vers le reste du monde. Sachant que le pétrole potentiellement transporté par TransCanada ira directement vers les ports et la raffinerie du Nouveau-Brunswick, cette option est de moins en moins probable.

Le pétrole de l'Ouest sera raffiné au Québec

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 d'Ultramar à Lévis, toutes deux officiellement intéressées à le recevoir. À l'heure actuelle, ces deux raffineries totalisent une production de 402 000 barils de pétrole par jour.

Raffinerie de Suncor à Montréal-Est

« Suncor Énergie est la première société énergétique intégrée du Canada et la cinquième société énergétique d'Amérique du Nord. Chef de file dans la production et la mise en valeur de sables bitumineux, Suncor c'est aussi des activités de raffinage et de commercialisation, de production de gaz naturel en Amérique du Nord et de production de pétrole et de gaz à la fois au large de la côte Est du Canada et à l'étranger. L'entreprise est propriétaire de quatre raffineries, dont trois sont

situées au Canada: une à Edmonton, en Alberta, une à Sarnia, en Ontario, et une à Montréal, au Québec. La quatrième raffinerie est située près de Denver, au Colorado. À l'heure actuelle, Montréal est la seule raffinerie canadienne appartenant à Suncor à ne pas être reliée au pétrole brut de l'Ouest. Environ 25 % de son approvisionnement en brut actuel provient de la production de pétrole au large de la côte Est du Canada, et le reste provient de l'étranger. Elle a la capacité de traiter certains bruts de l'Ouest, mais aucun oléoduc ne permet de le faire de façon rentable. »¹⁷²

Actuellement, la raffinerie de **Suncor** reçoit donc par pipeline de Portland son pétrole brut extracôtier léger avec lequel elle produit **137 000 barils** par jour d'essence, de distillats, de bitume, de mazout lourd, de produits pétrochimiques, de solvants et de charge d'alimentation pour lubrifiants¹⁷³. La compagnie Suncor, propriétaire de la seule raffinerie à Montréal Est, compte bien raffiner une partie du pétrole transporté par Enbridge :

Il s'agit d'un projet important pour augmenter la compétitivité de notre raffinerie de Montréal, car il nous donne accès au pétrole brut de l'Ouest du Canada, ce qui n'est pas le cas à l'heure actuelle. Ce projet est important pour la raffinerie Suncor de Montréal pour un certain nombre de raisons. (...) L'inversion du sens d'écoulement de la canalisation 9 de Sarnia à Montréal fournirait un accès direct à des sources de pétrole brut moins cher de l'Ouest (...) toutes nos activités – exploration, extraction et production de pétrole brut, puis processus de raffinage à Edmonton, Sarnia, Montréal et Denver, au Colorado – sont intimement liées jusqu'à la distribution des produits finis (...) Non seulement l'inversion du sens d'écoulement de la canalisation 9 permettrait à notre raffinerie d'être mieux reliée aux autres installations de Suncor, mais elle permettrait également au pétrole brut produit par Suncor dans l'Ouest du Canada d'être expédié vers des installations au Canada et raffiné par des employés au Canada... (Extrait du bulletin de Suncor, juin 2012¹⁷⁴)

Suncor a un très grand intérêt à ce que l'inversion et l'augmentation du flux de la ligne 9 se produisent de manière à écouler sa production de pétrole des sables bitumineux. En octobre 2012, la compagnie précisait l'information quant aux types de pétrole de l'Ouest qu'il sera possible de raffiner à court terme à sa raffinerie de Montréal :

« Nous sommes en mesure de traiter à notre raffinerie du bitume dilué qu'on appelle du dilbit qui est une sorte de pétrole issu des sables bitumineux et qui ressemble à celui qu'on fait déjà venir du Mexique. On pourrait à l'avenir traiter le pétrole fait à partir des sables bitumineux, mais il faudrait qu'on investisse dans nos équipements pour pouvoir le faire et ce n'est pas prévu pour le moment »¹⁷⁵.

Les types de pétrole raffinés à Montréal sont décrits par la compagnie Suncor¹⁷⁶:

La raffinerie traite principalement du pétrole brut classique importé, et elle a une configuration flexible qui lui permet de traiter une variété de pétroles bruts, notamment des pétroles légers, corrosifs, lourds, et des charges d'alimentation intermédiaires. L'approvisionnement en pétrole brut se fait généralement au moyen d'opérations au comptant effectuées sur le marché ou encore de contrats qui peuvent être résiliés moyennant un court préavis. Le pétrole brut pour la raffinerie est acheminé principalement par l'oléoduc Portland-Montréal. La raffinerie de Montréal comprend de l'essence, des distillats, de l'asphalte, du mazout lourd, des produits pétrochimiques et des solvants, qui sont principalement distribués à travers le Québec et l'Ontario. (...) Les produits raffinés sont acheminés à des terminaux de distribution en Ontario par l'entremise du pipeline Trans-Northern et sont livrés aux clients directement par camion, train e navire.

Pour 2013, Suncor prévoit que « les dépenses de croissance seront affectées aux projets visant à préparer la raffinerie de Montréal à recevoir des charges d'alimentation en pétrole brut de l'Ouest canadien ».¹⁷⁷

Raffinerie d'Ultramar à Lévis

La raffinerie Jean-Gaulin située à Lévis, une propriété d'Ultramar (elle-même propriété de *Valero Energy Corporation* du Texas) traite du pétrole brut d'outre-mer acheminé par pétrolier à son port en eau profonde sur le fleuve Saint-Laurent. Ultramar y raffine 265 000 barils de pétrole brut par jour, principalement du pétrole de type Brent (léger), qu'elle fait venir par bateaux d'Europe (mer du Nord), du Moyen-Orient et de l'Afrique du Nord¹⁷⁸. Elle fabrique entre autres de l'essence pour les voitures et différents types de carburants et de distillats. D'une capacité de stockage de 8,7 millions de barils de brut, de produits intermédiaires et raffinés, la raffinerie peut aussi entreposer du gaz de pétrole liquéfié.¹⁷⁹

Ultramar entend elle aussi profiter du pétrole transporté par Enbridge. Pour ce faire, Ultramar a l'intention de transporter le pétrole brut par oléoduc du terminal de Montréal d'Enbridge vers le Port de Montréal, où le pétrole serait chargé à bord de navires et transporté vers sa raffinerie¹⁸⁰ où elle souhaite « désormais utiliser 60 à 65 % de pétrole canadien lors de ses opérations de raffinage à Lévis. »¹⁸¹ Ultramar prévoit utiliser 2 bateaux d'une capacité de 350 000 barils pour **faire voyager le pétrole sur le fleuve Saint-Laurent**¹⁸².

Le prochain grand projet de la compagnie est l'accès aux approvisionnements en pétrole brut canadien. Ultramar compte d'ailleurs investir 100 millions de dollars dans ses installations de Montréal-Est et environ 20 millions de dollars à Lévis. Ultramar compte sur le projet de la pétrolière Enbridge. Cette dernière prévoit inverser le flux dans son pipeline entre Sarnia et Montréal pour traiter ce pétrole brut...¹⁸³

La raffinerie n'est toutefois pas équipée pour traiter du pétrole des sables bitumineux, mais elle pourrait raffiner du pétrole valorisé également appelé pétrole



© Mario Jean / MADOC

Types de pétrole raffinés par Suncor au Canada, 2010-2011

Production brute moyenne quotidienne (kb/j, sauf indication contraire)	Montréal		Sarnia		Edmonton		Commerce City	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Synthétique non corrosif – Activités de base des Sables pétrolifères	—	—	11,4	14,1	12,3	11,4	—	0,1
Synthétique corrosif – Activités de base des Sables pétrolifères	—	—	25,2	17,4	41,2	42,5	7,7	9,4
Synthétique – Autre	—	—	12,6	17,0	41,9	39,6	—	—
Classique léger – Côte Est du Canada ⁽¹⁾	23,0	41,5	—	—	—	—	—	—
Classique léger – Autre	82,3	54,7	3,2	3,0	—	2,4	67,0	72,0
Classique corrosif	10,2	6,4	18,6	19,3	—	—	—	—
Classique lourd	15,3	19,2	—	—	20,4	22,7	16,0	17,5
Total	130,8	121,8	71,0	70,8	115,8	118,6	90,7	99,0
Utilisation ⁽²⁾ (%)	101	94	83	83	86	88	98	106

(1) Comprend les achats de Suncor et des parts de production de tiers provenant des champs pétrolifères de la Côte Est du Canada.

(2) Les taux d'utilisation pour les raffineries de Montréal et de Commerce City sont déterminés en fonction des capacités des raffineries en vigueur avant le 1^{er} janvier 2012.

Composition de la production de pétrole raffiné %	Montréal		Sarnia		Edmonton		Commerce City	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Essence	40	42	44	53	46	42	51	51
Distillats	34	32	42	35	50	54	36	36
Autres	26	26	14	12	4	4	13	13

Suncor, 2012

synthétique et qui est fait à partir des sables bitumineux. « Le pétrole valorisé subit en quelque sorte une première transformation pour enlever les résidus lourds des sables bitumineux et le rendre plus léger. Nous serions très intéressés à faire venir ce pétrole de l'Ouest », confirme Michel Martin, directeur des affaires publiques chez Ultramar¹⁸⁴.

La raffinerie Jean-Gaulin d'Ultramar est en mesure de traiter une vaste gamme de pétroles bruts avec lequel elle fabrique de l'essence à voiture et différents types de carburants et de distillats :

Depuis 1998, Ultramar a mené à bien plusieurs projets d'investissement dans sa raffinerie Jean-Gaulin, dont l'expansion de l'unité de craquage catalytique fluide (UCCF) et l'ajout d'une unité de brut. Ces projets se traduisent par une augmentation considérable de la capacité de production, l'accroissement de capacité du poste de chargement de camions-citernes et la modernisation des installations de traitement des eaux usées. (Ultramar, 2013)¹⁸⁵

Outre la raffinerie Jean-Gaulin à Lévis, Ultramar (Valero) est également propriétaire d'importantes infrastructures dont un quai en eau profonde sur le fleuve Saint-Laurent à Lévis pouvant accueillir des pétroliers transportant jusqu'à 1 million de barils de pétrole brut¹⁸⁶, ainsi qu'un terminal pétrolier situé dans Montréal-Est. Il est aussi à noter que le nouveau pipeline Saint-Laurent¹⁸⁷, reliant la raffinerie Jean-Gaulin de Lévis au terminal de Montréal-Est, a une capacité de 100 000 barils par jour et permet à Ultramar d'acheminer un plus grand volume de produits vers les marchés de Montréal.

Dégradation de la qualité de l'air et augmentation des GES à prévoir

À court terme donc, ce sont les deux raffineries québécoises, celle de Suncor à Montréal-Est et celle d'Ultramar à Lévis, qui profiteront de l'arrivée du pétrole de l'Ouest canadien. La pollution et les risques engendrés par ces nouvelles activités de stockage, de transport, de manutention, de raffinage seront donc entièrement assumés au Québec. Il est donc impératif de considérer les impacts en terme de pollution atmosphérique de ce changement du type de pétrole raffiné au Québec pour l'environnement et la santé des populations.

Tel que démontré, le passage du raffinage d'un pétrole léger à un pétrole lourd dans les raffineries n'est pas à prendre à la légère, car cela peut entraîner une augmentation de la pollution atmosphérique lors du processus de raffinage: augmentation des épisodes de smog, augmentation des émissions de gaz à effet de serre et autres contaminants atmosphériques et, conséquemment, des problèmes de santé publique.

À Montréal, déjà lourdement affectée par la pollution atmosphérique, cette transition vers le raffinage de pétrole lourd viendra très certainement assombrir le portrait. Rappelons à cet effet qu'en 2011, un bilan de l'Organisation mondiale de la santé (OMS) classait Montréal en deuxième position des grandes villes canadiennes où la pollution atmosphérique est la plus intense, tout juste derrière l'agglomération industrielle de Sarnia, en Ontario :

Le bilan de la qualité de l'air dans les grandes villes de l'OMS est établi essentiellement à partir des concentrations d'un seul contaminant atmosphérique, soit les particules en suspension qui mesurent moins de 2,5 microns. (...) Ces particules nocives sont liées à

plusieurs maladies pulmonaires et respiratoires, dont le cancer du poumon. Ce type de polluant serait à l'origine de plus de 4000 décès chaque année au Canada, dont 1500 dans la région de Montréal et 2500 à Toronto, selon des données de 2006 de l'Agence de santé et des services sociaux citée par le quotidien montréalais. D'après le bilan dressé par l'OMS, le taux de concentration de ce polluant serait en moyenne de 11,2 microgrammes par mètre cube d'air à Montréal contre 12,7 microgrammes à Sarnia, en Ontario, où se trouvent plusieurs raffineries et industries lourdes¹⁸⁸.

Plusieurs régions du sud du Québec sont déjà aux prises avec des problèmes d'ozone au sol et de particules fines (PM), entraînant des journées de mauvaise qualité de l'air. En moyenne, pour la plupart des régions au Sud du fleuve entre Montréal et Québec, la qualité de l'air est considérée comme « bonne » moins d'une journée sur deux dans l'année. À elle seule, pour la période 2004-2009, la région de la Montérégie subit en moyenne près de 40 (38,7) journées de mauvaise qualité de l'air par année¹⁸⁹.

Préoccupé par les concentrations élevées de particules fines (PM_{2,5}) et d'ozone dans l'air ambiant ainsi que leurs

effets négatifs sur la santé humaine et sur l'environnement, le Conseil canadien des ministres de l'environnement (CCME) a adopté des standards pancanadiens en juin 2000. En 2010, Montréal dépassait le standard pour les particules fines (PM) et le dépassait presque pour l'ozone alors que ces standards doivent être renforcés de manière prioritaire¹⁹⁰. Or, « ces deux polluants [PM_{2,5} et O₃] sont considérés comme « sans seuil », c'est-à-dire qu'il a été impossible d'établir un niveau d'exposition sans effets nocifs. Il serait reconnu que les risques associés à ces polluants doivent être gérés et réduits et qu'il est impossible de les éliminer complètement¹⁹¹.

De plus, en mai dernier, de nouvelles normes pancanadiennes de qualité de l'air ambiant (NNQAA) ont été annoncées. Ces dernières réduiront les limites à court terme et introduiront de nouvelles limites pour l'exposition à long terme pour les particules et l'ozone troposphérique, les deux principales composantes du smog¹⁹².

En 2008 au Québec, les frais de santé liés à la mauvaise qualité de l'air ont été d'environ 2 milliards \$¹⁹³. Cette même année, la mauvaise qualité de l'air entraînait des admissions à l'hôpital (± 667), des visites dans les urgences (± 19 730), des malaises mineurs (± 5,58 millions) et des visites chez le médecin (± 144 000)¹⁹⁴.

Rejets en tonnes des raffineries québécoises – 2010

Substances	Suncor Mtl-Est ¹⁹⁵	Ultramar Lévis ¹⁹⁶	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 + 88 ¹⁹⁷	1 155
Particules totales	138	297	435
PM ₁₀ (Matières particulaires inférieures ou égales à 10 microns)	110	255	365
PM _{2,5} (Matières particulaires inférieures ou égales à 2,5 microns)	83	243	326
Benzène	3	3,7	6,7
Toluène	30	4,3 + 1,1 ¹⁹⁸	35,4

Rejets en tonnes des raffineries québécoises – 2011

Substances	Suncor Mtl-Est ¹⁹⁹	Ultramar Lévis ²⁰⁰	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 + 100 ²⁰¹	1037
Particules totales	123	290	413
PM ₁₀ (Matières particulaires inférieures ou égales à 10 microns)	99	237	336
PM _{2,5} (Matières particulaires inférieures ou égales à 2,5 microns)	79	220	299
Benzène	3,1	2,5	5,6
Toluène	29	3,7 + 1,5 ²⁰²	34,2

Gaz à effet de serre (tonnes éq CO₂) déclarés en 2010²⁰³

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 termes de contamination atmosphérique au Québec, Suncor et Ultramar émettent déjà des quantités importantes de contaminants. Les deux tableaux qui suivent reflètent leur situation pour 2010 et 2011.

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 Québec²⁰⁴.

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 tonnes**²⁰⁵. 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 2010²⁰⁶. 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 SO₂ traité à Montréal dans une usine de récupération du soufre qui transforme l'hydrogène sulfuré (H₂S) de la raffinerie montréalaise en soufre élémentaire et en bisulfite de sodium. Son taux d'épuration s'élèverait à près de 99 %²⁰⁷. 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 organiques²⁰⁸. **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 environnementaux. **L'arrivée massive du pétrole albertain, plus lourd que le pétrole raffiné jusqu'à présent, pourrait faire augmenter substantiellement les émissions des raffineries québécoises.**

L'AQLPA et Greenpeace estiment que ces questions devraient être étudiées plus à fond. À l'heure de choix quant aux types de pétroles qui alimenteront les raffineries Québécoises, voilà des questions auxquelles le gouvernement du Québec doit s'attarder en priorité.

Contributions des raffineries québécoises aux émissions de GES

Toujours au Québec, la raffinerie Jean-Gaulin d'Ultramar à Lévis est déjà le plus grand émetteur industriel de GES, suivi de près, en deuxième position en 2010, par la raffinerie montréalaise de Suncor²⁰⁸.

Soulignons les importantes émissions de protoxyde d'azote (N₂O), également appelé oxyde nitreux qui est un gaz destructeur de la couche d'ozone. C'est aussi un gaz à effet de serre très puissant (son pouvoir de réchauffement global est de 310, c'est-à-dire 310 fois le potentiel de réchauffement global (PRG) du CO₂ qui sert de référence (PRG CO₂ = 1)²¹⁰.

En 2010²¹¹, 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 %)²¹².

Toute augmentation des émissions de gaz à effet de serre par les raffineries québécoises, déjà les plus grandes émettrices du secteur industriel, est donc à considérer très sérieusement. Les données comparatives recensées par le service de recherche du Congrès américain présentées dans son rapport d'analyse du cycle de vie des bruts²¹³ ne laissent planer aucun doute, le passage du raffinage d'un pétrole léger à un pétrole plus lourd à plus forte intensité carbonique dans les raffineries fera augmenter de façon significative les émissions de GES associées.

Coke de pétrole

Le coke de pétrole, aussi connu sous le nom de « petcoke », est l'un des nombreux sous-produits du raffinage commercialisé comme charge d'alimentation industrielle, comme le sont le soufre²¹⁴ et le benzène, eux aussi des résidus (déchets) commercialisés comme intrants industriels lors de la valorisation des pétroles. Le coke de pétrole se présente sous forme de solide noir, et est composé essentiellement de carbone, de très peu d'hydrogène et d'importantes quantités de polluants. 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 raffinage²¹⁵, soit beaucoup plus que le pourcentage pour des pétroles légers.

Le coke de pétrole peut être utilisé comme combustible ou calciné pour former un composé à plus de 98 % de carbone qui sert alors à la fabrication d'électrodes utilisées dans l'industrie de la métallurgie notamment pour la production d'aluminium ou d'acier. Le coke de pétrole combustible est couramment utilisé en remplacement du charbon comme source d'énergie « économique » dans les centrales thermiques et les cimenteries.

Au cours du processus de raffinage, le pétrole brut est distillé pour en extraire des produits tels le kérosène, le carburant diesel, le carburéacteur, l'essence, le mazout et le bitume. Les distillats lourds s'accumulent au fond de la colonne de fractionnement. On les appelle communément « fractions lourdes » ou « résidus ». Afin d'obtenir des fractions légères et de plus grande valeur, comme l'essence, on soumet les coupes les plus lourdes à la cokéfaction, c'est-à-dire le chauffage en l'absence d'air. Les contaminants indésirables générés dans cette opération sont concentrés en un sous-produit appelé coke de pétrole. Le coke de pétrole est composé essentiellement de carbone et généralement de 2 à 10 % de soufre. Il peut comprendre de 5 à 15 % de matières volatiles (...). Il est un sous-produit du raffinage du pétrole. Sa densité est plus élevée que le charbon. Le coke de pétrole, dit combustible, est utilisé majoritairement pour l'énergie qu'il génère, mais est également utilisé comme intrant dans différents autres produits pour sa haute teneur en carbone. (...) Le coke de pétrole produit 14 000 BTU/lb, comparativement aux 8 000 à 13 500 BTU/lb produits par le charbon. (...) Étant donné le jeu des prix, il est fréquent de voir des manufactures utiliser les deux produits au cours d'une même année. Cette substitution est toutefois limitée par la teneur élevée en soufre du coke de pétrole. En effet, les entreprises qui consomment le coke de pétrole sont contraintes par les normes environnementales qui limitent l'émission de soufre des industries dans l'atmosphère, donc l'utilisation du produit.²¹⁶

À elle seule, Suncor produit quelque 15 000 tonnes métriques par jour de coke de pétrole combustible à haute teneur en soufre à ses installations de Fort McMurray et à sa raffinerie située près d'Edmonton, en Alberta.²¹⁷

Utilisation du coke de pétrole

Au Québec, le coke de pétrole est principalement utilisé par les cimenteries, comme carburant pour leurs fours, et dans l'industrie de la métallurgie, dont les alumineries. Une autre utilisation est liée à la fabrication d'électrodes, le coke de pétrole est calciné afin d'obtenir un produit composé à plus de 98 % de carbone. Ces électrodes sont ensuite utilisées dans l'industrie métallurgique notamment pour la production d'acier ou d'aluminium.

*Les cimenteries emploient de grandes quantités de coke de pétrole parce que la calcination réalisée dans leurs fours exige des températures très élevées. [Elles] utilisent généralement le coke de pétrole et le charbon bitumineux comme source d'énergie. L'utilisation du coke de pétrole est motivée par sa plus grande production de chaleur relativement au charbon, mais puisque le coke de pétrole libère du soufre dans l'atmosphère, son utilisation est limitée.²¹⁸ Au Canada, approximativement 90 % de l'énergie utilisée dans le secteur de fabrication du ciment est consommée par les fours. (...) Le **charbon** et le **coke de pétrole** sont les principales sources d'énergie utilisées, représentant plus de **80 % de l'énergie achetée.**²¹⁹*

Coke de pétrole et pollution atmosphérique

Lorsqu'utilisé comme source d'énergie (combustible), le coke de pétrole peut dégager **plus de CO₂ que le charbon**. 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 et se vendrait à 25 % du prix** »²²⁰. D'autres analyses indiquent que les émissions de CO₂ pourraient être encore plus importantes, la combustion d'une tonne de petcoke pourrait produire jusqu'à 80 % plus de CO₂ comparativement à une tonne de charbon selon la qualité de ce dernier²²¹. Les données fournies par Environnement Canada pour l'année 2011 concernant l'intensité carbonique du coke de pétrole montrent pour leur part que le coke de pétrole est un des combustibles fossiles les plus polluants en termes d'émissions de CO₂. Les différentes études qui calculent les émissions de CO₂ en provenance de l'ensemble du cycle de vie du pétrole des sables bitumineux ne considèrent pas les émissions générées par la combustion du coke de pétrole.

Masse de dioxyde de carbone (CO₂) émise pour quantité d'énergie pour différents carburants

Charbon (anthracite)	97,6
Charbon (lignite)	92,4
Charbon (subbitumineux)	91,6
Charbon (bitumineux)	88,1
Coke de pétrole	86,4
Pneus/combustible extrait des pneus	80,8
Mazout lourd	74
Mazout léger	70,3
Essence aviation	69,6
Essence pour automobiles	67,6
Kérosène	67,3
Gaz naturel non commercialisable	66,5
Gaz de pétrole liquéfié	61
Propane	59,8
Fait Gaz naturel	49,7

Source : Environnement Canada 2011²²²

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.

Notons enfin que la plupart des analyses qui calculent les émissions de CO₂ de l'ensemble du cycle de vie du pétrole des sables bitumineux ne considèrent pas les émissions générées par la combustion du coke de pétrole par les utilisateurs finaux comme les cimenteries et les centrales thermiques au charbon.

Marchés du coke de pétrole au Canada et au Québec

Le coke de pétrole étant un sous-produit du raffinage du pétrole, plus on raffine de pétrole, plus on met en circulation du coke de pétrole. C'est encore plus vrai pour le pétrole des sables bitumineux qui, comparativement au pétrole

léger, produit plus de coke de pétrole pour chaque baril de pétrole produit. Selon les données de Statistiques Canada sur le marché du coke de pétrole en 2011²²³, la production par l'ensemble des raffineries du Canada (1 328 800 m³) et l'importation (1 348 700 m³) totalisait 2 677 500 m³. En soustrayant la consommation de coke de pétrole par les raffineries (807 500 m³), l'exportation (107 200 m³), les ventes internes au Canada s'élevaient à 1 749 200 m³.

Le Québec est le principal acheteur/utilisateur de coke de pétrole parmi les provinces canadiennes, puisqu'il s'en est vendu 833 900 m³ en 2011, beaucoup plus le total de l'Ontario (337 200 m³) et de l'Alberta (124 600 m³) réunis, soit 461 800 m³.

De plus, un important projet de cimenterie à Port-Daniel en Gaspésie est présentement proposé et deviendrait le plus gros incinérateur de coke de pétrole au Québec ajoutant par le fait même plus de 1 000 000 et possiblement même plus de 2 000 000 de tonnes de GES au bilan des émissions québécoises d'après des informations parcellaires obtenues selon lesquelles cette cimenterie pourrait utiliser le coke de pétrole pour 100 % de ses besoins de combustible comparativement à 25 % pour les autres cimenteries. Le gouvernement du Québec a pour l'instant refusé une évaluation publique de ce projet. Il a également rejeté la demande de citoyens et de groupes environnementaux de confier l'évaluation de ce projet au Bureau d'audiences publiques en environnement (BAPE), et ce, malgré l'impact majeur que ce projet aurait sur les émissions de GES et de polluants atmosphériques de la province.

Il est difficile d'estimer la contribution additionnelle de la cimenterie de Port-Daniel en termes de proportion des différents polluants qui seront émis dans l'environnement ainsi que leurs impacts potentiels. Cette contribution est fonction du volume de production, de la technologie employée, des conditions d'opération, de la nature des combustibles et les proportions de chacun. Il est donc important de connaître ces paramètres.

Malgré le manque de renseignements **et uniquement à titre d'exemple**, si une usine similaire en tous points à celle de St-Constant opérait à Port Daniel sauf avec un volume de production de 1 millions de TM / année (ce qui est le volume de production qui était prévu à Port-Daniel dans le projet de 1995), il y aurait approximativement un volume de 732 000 tonnes de GES qui seraient émis de plus au Québec.

Afin d'avoir un portrait global avant l'ajout de Port Daniel, voici à titre d'exemple les émissions de GES en tonnes éq CO₂ déclarées en 2010 par 3 cimenteries québécoises.

Cimenterie	Entreprise	Lieu	GES 2010 Tonnes éq CO ₂
Cimenterie de Saint-Basile	Ciment Québec Inc.	Saint-Basile	553 855
Cimenterie de Saint-Constant	Lafarge Canada Inc.	Saint-Constant	640 166
Usine de Joliette	Holcim (Canada) inc.	Joliette	766 994

Source : Inventaire canadien des GES

Combustion industrielle – Au Québec, en 2010, les industries affichant les plus fortes émissions de GES liées à l'utilisation de combustibles fossiles étaient, par ordre décroissant, les raffineries de pétrole (3,5 Mt éq. CO₂, soit 21,8 %), les industries produisant des métaux ferreux (2,4 Mt éq. CO₂, soit 14,8 %), les usines de pâtes et papiers (1,4 Mt éq. CO₂, soit 8,5 %), les industries chimiques (1,2 Mt éq. CO₂, soit 7,2 %), les alumineries (0,4 Mt éq. CO₂, soit 2,3 %) ainsi que les cimenteries et les usines de chaux (0,8 Mt éq. CO₂, soit 5,3 %).

Émissions liées au procédé – En 2010, les émissions de GES attribuables à la production de minéraux non métalliques provenaient des cimenteries et des usines de chaux. Les émissions de GES de ces catégories sont liées directement à la production, puisque les procédés de fabrication des cimenteries et des usines de chaux produisent du CO₂ pendant la décomposition du carbonate de calcium. En 2010, les émissions combinées des cimenteries et des usines de chaux étaient 44,4 % plus élevées qu'en 1990, soit 2,4 Mt éq. CO₂.²²⁴

Concernant le marché du coke de pétrole au Canada, notons qu'une grande quantité est exportée vers des pays où les réglementations en matière d'émissions atmosphériques sont beaucoup plus laxistes :

aussi se développer des unités de cokéfaction au Québec ? Avec quelles conséquences ?

D'avantage d'information sur le marché du coke de pétrole au Canada devrait être disponible sous peu puisque le gouvernement du Canada a commandé une étude sur le sujet²²⁹, mais pour le moment peu de renseignements sont disponibles. Il est cependant de notoriété publique que si le projet d'inversion du flux dans l'oléoduc d'Enbridge allait de l'avant, Suncor pourrait construire une unité de cokéfaction à sa raffinerie de l'Est de Montréal:

Le projet d'investissement de 1,5 milliard \$ portant sur la construction d'une unité de cokéfaction à la raffinerie de Suncor, dans l'est de Montréal, ira de l'avant seulement si le flot du pipeline de pétrole Montréal-Sarnia est inversé. Sur la glace depuis plusieurs années, d'abord en raison d'un gros conflit de travail à l'époque où la raffinerie appartenait à Petro-Canada, ensuite en raison de l'achat de Petro-Canada par Suncor, le projet permettrait à l'établissement d'utiliser les sous-produits du pétrole lourd pour produire de l'essence, du diesel ou du mazout.²³⁰

Ventes intérieures de coke de pétrole au Canada

Coke de pétrole - Incluant le coke du craquage catalytique (en milliers de mètres cube)

	Cumulatif 2008	Cumulatif 2009	Cumulatif 2010	Cumulatif 2011	Cumulatif 2012
Québec	1069,8	994,5	818,1	833,9	608,2
Ontario	262,4	226,9	234,2	337,2	426,7
Alberta	57,9	2,5	0,5	124,6	187,5

Source : Statistiques Canada, 2012²²⁵ et 2013²²⁶

Exportations coke de pétrole - 2011

Les exportations vers la Chine ont augmenté assez fortement ces dernières années. Deux produits sont responsables de la plus grande partie de cette augmentation – le charbon et le coke de pétrole. Dans le cas du charbon, les exportations en Chine étaient en hausse de plus de 53 p. 100 l'an dernier, après avoir presque quadruplé l'année précédente, tandis que les exportations de coke bondissaient de 358,5 p. 100, après avoir grimpé de plus de 67 p. 100 un an plus tôt.²²⁷

Doit-on s'attendre à voir une augmentation du recours au coke de pétrole au Québec et ailleurs dans le monde dans les années à venir ? Déjà nous savons qu'un important projet de cimenterie à Port-Daniel en Gaspésie projette d'utiliser de grandes quantités de coke de pétrole²²⁸. Verrons-nous

À notre connaissance, aucune étude environnementale n'a été présentée quant aux impacts sur la qualité de l'air de l'arrivée et du raffinage du pétrole lourd des sables bitumineux à Montréal et à Lévis.

L'AQLPA et Greenpeace estiment que des analyses supplémentaires et indépendantes devraient impérativement être effectuées afin de prendre en compte la nature des produits pétroliers traités et leurs impacts potentiels sur la santé des populations.

Entreposage inadéquat du coke de pétrole

Outre les impacts en termes de pollution atmosphérique liés à l'utilisation du coke de pétrole comme combustible, d'autres impacts doivent être considérés. Notamment, ceux liés à l'entreposage inadéquat du produit, laissé à tous les vents comme cela s'est vu au printemps 2013 aux abords de la rivière Détroit, plutôt qu'entposé en silo, comme cela

est habituellement le cas au Québec et ailleurs. Ces piles de coke de pétrole auraient été produites par une raffinerie de Détroit, la Marathon Petroleum Corporation, qui raffine justement du pétrole lourd issu des sables bitumineux²³¹. Bien que les autorités responsables n'aient pas fait grand cas des impacts sanitaires possibles, la présence de ces monticules de coke de pétrole, plus précisément les poussières qui s'en dégagent, peut représenter un danger pour la santé publique d'où l'importante mobilisation citoyenne qui a menée, en août 2013, au déplacement des monticules. Le coke de pétrole n'est pas considéré comme un produit dangereux, mais les poussières qui s'en dégagent sont une violation du Clean Air Act.

Impacts sanitaires - D'un point de vue physique, le coke de pétrole est très volatil. Il contient des volumes significatifs de particules de poussières de l'ordre de 10 microns de diamètres (PM_{10}) et de particules de 2,5 microns ($PM_{2,5}$)²³³. Ces particules sont reconnues comme pouvant occasionner des problèmes cardiaques et des problèmes respiratoires: irritations des voies respiratoires, de l'asthme et de l'emphysème²³⁴. Les particules de coke de pétrole, en plus du carbone, sont composées d'azote, de soufre, de produits organiques et de métaux. Deux métaux sont particulièrement en concentrations importantes dans le coke de pétrole : le nickel et le vanadium. Ces métaux peuvent entraîner des effets sur la santé. Une étude menée par l'Université du Chili dans la région de la ville de Huasco, où il y a une aciérie qui utilise d'importants volumes de coke de pétrole, a permis de constater que l'on retrouvait des taux anormalement élevés de nickel dans les urines des enfants comparativement à des enfants non exposés²³⁵.

Pour ce qui est de la dangerosité des poussières en cas d'exposition directe, alors que certaines sources suggèrent qu'il n'y a pas de danger particulier, d'autres, avancent au contraire qu'il faut traiter ce produit avec attention. À ce sujet, la fiche de données de sécurité de la compagnie Valero²³⁶ (propriétaire d'Ultramar) souligne entre autres d'éviter de respirer les poussières parce qu'elles entraînent l'irritation des voies respiratoires, occasionnent des dommages aux poumons, à la peau et aux yeux. En outre, on y souligne également :

Avoid dispersal of spilled material and runoff and contact with soil, waterways, drains and sewers. If facility or operation has an "oil or hazardous substance contingency plan", activate its procedures. Stay upwind and away from spill. Wear appropriate protective equipment including respiratory protection as conditions warrant. Do not enter or stay in area unless monitoring indicates that it is safe to do so. Isolate hazard area and restrict entry to emergency crew. Extremely flammable. Review Fire and Explosion Hazard Data before proceeding with clean up. Keep all sources of ignition (flames, smoking, flares, etc.) and hot surfaces away from release. Contain spill in smallest possible area.²³⁷

Considérant la potentielle augmentation de la production de coke de pétrole, et malgré la désinvolture affichée des pouvoirs publics et des compagnies productrices, la manipulation et l'entreposage du coke de pétrole demeurent des enjeux à prendre en considération dans une perspective de santé publique.



Poussières se dégageant des piles de coke de pétrole sur les rives de la rivière Détroit, 27 juillet 2013²³².

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 augmenter, 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 Prairies²³⁸, ces trois gisements contiendraient 173 milliards de barils de bitume, ce qui en fait la plus grande réserve d'hydrocarbures 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 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 hectares²³⁹ (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 benzène²⁴⁰.

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 bitumineux²⁴¹, 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. »

Pollution de l'eau

L'un des problèmes les plus médiatisés liés aux sables bitumineux concerne les bassins de décantation des eaux industrielles. *L'exploitation des sables bitumineux génère des résidus composés d'un mélange d'eau, de sable, d'argile et d'hydrocarbures. Ces résidus sont placés dans des bassins de décantation qui, mis ensemble, s'étendent sur près de 170 km² où plus de 840 milliards de litres de déchets résiduels seraient stockés.*²⁴³ Ces bassins présentent une salinité élevée et contiennent des substances toxiques aussi bien pour l'être humain que pour les écosystèmes : acide naphthénique, hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP) et métaux lourds. Ces déchets résiduels s'infiltrent dans les eaux environnantes à hauteur de 11 millions de litres par jour²⁴⁴, et dans l'atmosphère par évaporation.

Plusieurs travaux se sont penchés sur les graves cas de contamination de l'eau en Alberta. Dans une importante étude publiée en août 2010, l'Académie américaine des sciences confirmait à nouveau qu'en raison des émissions rejetées dans l'atmosphère, l'exploitation de sables bitumineux est à l'origine d'une importante pollution des eaux et des sols. Cette étude démontre que la concentration dans l'eau de 13 agents toxiques (incluant du plomb, de l'arsenic et du mercure) est plus élevée en aval qu'en amont des activités industrielles des sables bitumineux.²⁴⁵ De plus, des cas de difformités ou de malformations chez des poissons évoluant dans les cours d'eau situés en aval des sites d'exploitation des sables bitumineux ont été mis en évidence²⁴⁶.

Outre la contamination de l'eau, il faut aussi compter l'utilisation d'immenses quantités d'eau, puisées à même le territoire, principalement dans la rivière Athabasca. Selon les données de l'ONÉ, il fallait de 2 à 4 barils d'eau pour extraire et traiter un seul baril de pétrole issu des sables bitumineux²⁴⁷, chiffre que « corrige » ainsi l'industrie avec ses données de 2011 :

*L'utilisation d'eau douce sur les sites d'extraction des sables bitumineux a diminué de 12 %, passant à 2,7 barils par baril de production, de 10 % pour l'exploitation in situ (0,36 baril) et de 17 % dans l'Ouest canadien (0,72 baril). Ces baisses sont imputables aux efforts fructueux qu'a déployés l'industrie pour augmenter son taux de recyclage, ainsi que l'utilisation de sources d'eau non potable dans la mesure du possible*²⁴⁸.

Ajoutons enfin que le projet de la ligne 9B entraînera la coupe de plus de 11 500 hectares de forêt boréale Albertaine, avec la réduction à néant des écosystèmes locaux. Cela suppose une intensité de 1.6 x10⁻⁶ hectares de forêt par baril pour l'extraction in-situ, et une intensité de 9.4 x 10⁻⁶ hectares de forêt par baril pour l'extraction en surface. Un total de 3.4 milliards de barils exploités est estimé pour une durée de vie de projet de 40 ans (IRIS, 2013 ; Institut Pembina, 2013).

Polluants préoccupants connus du secteur des sables bitumeux²⁴²

Catégorie de polluants	Temps de séjour dans l'atmosphère	Effets sur l'environnement et santé
Composés aromatiques polycycliques (hydrocarbures aromatiques polycycliques, dibenzothiophènes, autres composés hétérocycliques)	Plusieurs heures à plusieurs mois	Toxicité pour les humains et le biote* Polluants organiques contenant plusieurs agents cancérigènes, mutagènes et tératogènes connus. ²⁰⁸ Effets cumulatifs *biote = faune et flore
Métaux (y compris le mercure)	Plusieurs heures à plusieurs mois	Toxicité pour les humains et le biote Effets cumulatifs
Principaux contaminants atmosphériques (O ₃ , SO ₂ , MP _{2,5} , MP ₁₀ , NO _x , CO)	Plusieurs heures à plusieurs mois	Santé humaine et santé des forêts Dépôt acide et ses répercussions Capacité d'oxydation atmosphérique Effets sur le climat
Soufre réduit (H ₂ S, soufre réduit total, soufre réduit différencié)	Plusieurs heures à plusieurs jours	Toxicité Dépôt acide et ses répercussions Odeur
Azote réduite (ammonium, amines)	Plusieurs heures à plusieurs jours	Précurseurs de matières particulaires et de noyaux de condensation des nuages Santé humaine (matières particulaires) Dépôt acide et ses répercussions
Composés organiques volatils (différenciés)	Plusieurs heures à plusieurs mois	Toxicité Potentiel de formation d'O ₃ Formation de matières particulaires et effets sur la santé humaine
Matières particulaires : masse, répartition par taille, propriétés optiques, carbone noir, carbone organique total, espèces carbonées organiques, espèces inorganiques	Plusieurs heures à plusieurs mois	Santé humaine Dépôt acide et ses répercussions Effets sur le climat
Isotopes d'azote, de soufre et d'oxygène	Plusieurs heures à plusieurs décennies	Sources d'émission



Qualité de l'air : Engagements du Canada et du Québec

En 1991, le Canada et les États-Unis ont signé un *Accord sur la qualité de l'air*²⁴⁹ dans le but de lutter contre la pollution atmosphérique transfrontalière et d'en réduire les impacts. Des objectifs précis²⁵⁰ ont alors été fixés pour réduire les émissions de dioxyde de soufre (SO₂) et d'oxydes d'azote (NO_x) responsable des pluies acides. Entre 1990 et 2010, les émissions de SO₂ et de NO_x ont diminué de 57 % au Canada²⁵¹ et de 67 % aux États-Unis, menant ainsi à une diminution de l'acidification et à une amélioration de la qualité de l'air. Parmi les mesures ayant entraîné ces réductions, soulignons les **exigences de réduction du contenu en soufre dans les carburants** et la mise en œuvre de la *Stratégie pancanadienne sur les émissions acidifiantes après l'an 2000*.

Malgré le succès remporté dans la réduction des émissions acidifiantes, de nombreuses régions écologiques ont une faible tolérance aux dépôts acides et continuent quand même à recevoir des quantités qui dépassent les charges critiques (i.e. la quantité maximale de dépôts acides qu'un écosystème peut tolérer à long terme sans être endommagé), notamment dans l'est du Canada²⁵². Il faut donc poursuivre les efforts de réduction de SO₂.

En 1997, le Québec s'engageait à réduire avant l'an 2002 les émissions de SO₂ sur son territoire jusqu'à un plafond de 300 000 tonnes par année. Confiant de pouvoir réduire encore davantage ses émissions, le Québec s'est engagé à réduire avant l'année 2010, son plafond annuel à 250 000 tonnes de SO₂. Le Québec a réussi à respecter sa cible et son calendrier²⁵³, mais dispose dorénavant de peu de marge de manœuvre pour continuer d'abaisser son plafond annuel d'émission de SO₂²⁵⁴. Rappelons que le secteur des alumineries a vu ses émissions de SO₂ augmenter de 113 % depuis le milieu des années '90. Au niveau pancanadien, en octobre 1998, l'ensemble des ministres provinciaux et fédéraux du Conseil canadien de l'Énergie et de l'Environnement (CCÉE) ont signé, la « *Stratégie pancanadienne sur les émissions acidifiantes après l'an 2000* »²⁵⁵ qui vise une réduction additionnelle régionale et nationale des émissions acidifiantes pour protéger adéquatement les écosystèmes lacustres et forestiers.

Les problèmes causés par les pluies acides sont toutefois encore présents aujourd'hui, bien que moins aigus que ceux qui étaient constatés dans les années 1980-1990. Il est alors essentiel que les efforts de réduction des émissions de SO₂ se poursuivent. Il est donc grandement souhaitable qu'une nouvelle entente soit convenue entre les membres de la Conférence des Gouverneurs de la Nouvelle-Angleterre et Premiers ministres de l'est du Canada, et/ou qu'une nouvelle Stratégie pancanadienne soit signée, en se donnant de nouvelles cibles de réduction et un nouvel échéancier. De plus, il s'avère important que tout nouveau projet industriel n'entraîne pas de hausse significative

En 2010, les émissions totales de SO₂ au Canada atteignaient 1,4 million de tonnes. Elles proviennent en majeure partie de sources industrielles (environ 65 %), notamment le secteur de la fonte et de l'affinage des métaux non ferreux (27 % des émissions totales de SO₂) et l'exploitation pétrolière en amont (20 % des émissions totales de SO₂). La production d'électricité représentait 24 % du total des émissions.

d'émissions de SO₂ ou que toute hausse soit contrebalancée (le plus près possible du nouveau point d'émission, étant donné l'impact régional des pluies acides) par une réduction au moins équivalente.

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 Kyoto²⁵⁶, 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 apprend dans le dernier bilan de la mise en œuvre du Plan d'action 2006-2012²⁵⁷ 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 rapport²⁵⁸ 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.

Engagements du Canada en matière de réduction des GES et réalité mondiale

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 fait 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 1990²⁵⁹.

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 Celsius²⁶⁰ et de 4 degrés²⁶¹ 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.



© Mario Jean / MADOC

CONCLUSION : énergie – le Québec à l'heure des choix

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.

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 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 Québec²⁶², 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 %²⁶³.

Considérant l'ensemble du dossier, l'AQLPA et Greenpeace estiment qu'avant d'obtempérer à la demande d'Enbridge ainsi qu'à toutes celles qui suivraient ou qui lui seraient associées, comme celle de TransCanada, il faut impérativement considérer très sérieusement tous les impacts de l'arrivée et du passage du pétrole lourd de l'Ouest canadien au Québec. Voici ce que nous jugeons être des enjeux préoccupants :

- Quelle est exactement la nature et la quantité des produits qui seraient transportés et raffinés sur le territoire québécois?;
- Quels en sont les impacts potentiels en termes de pollution atmosphérique, de qualité de l'air et d'émissions de gaz à effet de serre?;

- o Avec l'augmentation des émissions atmosphériques prévisibles liée projet d'Enbridge et autres projets qui suivront, le Québec et le Canada pourront-ils respecter leurs engagements nationaux et internationaux, leurs réglementations et leurs politiques en matière de pollution atmosphérique (contaminants atmosphériques et gaz à effet de serre)?
- En quoi cela avantage-t-il le Québec de devenir la plaque tournante du pétrole de l'Ouest canadien?;
- Le transport de ce pétrole lourd au Québec se traduira-t-il aussi par l'utilisation accrue d'autres moyens (train, bateau), faisant peser toujours plus de risques?;
- Le Québec est-il préparé à faire face aux problèmes de contamination de l'eau souterraine et de surface, des sols et de l'air lorsqu'il y aura des fuites de produits pétroliers?;
- D'un point de vue moral/éthique, la consommation d'un pétrole canadien lourd est-elle socialement et moralement plus acceptable qu'un pétrole importé léger et moins polluant sur l'ensemble de son cycle de vie?

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 désamorçées 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.



© Mario Jean / MADOC

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.

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 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.

Par conséquent, l'AQLPA et Greenpeace interpellent le gouvernement du Québec et invite à la mobilisation publique pour assurer la prise de décisions politiques éclairées et responsables.

Glossaire

Baril	Un baril équivaut approximativement à 0,159 mètre cube ou 158,99 litres ou encore 35 gallons impériaux.
Bitume fluidifié	Bitume composé avec des fractions pétrolières légères en vue d'abaisser sa viscosité et sa densité pour respecter les exigences techniques du transport par pipeline.
Bitume ou bitume naturel	Mélange très visqueux constitué principalement d'hydrocarbures plus lourds que les pentanes. À l'état naturel, le bitume n'est pas habituellement récupérable à une échelle commerciale à partir d'un puits parce que trop visqueux pour s'écouler.
Bitume valorisé	Procédé de transformation du bitume ou du pétrole brut lourd en un brut de meilleure qualité, par extraction de carbone (cokéfaction) ou par ajout d'hydrogène (hydrotraitement).
Charge d'alimentation	Gaz naturel ou autres hydrocarbures employés comme éléments essentiels d'un procédé utilisés à des fins de production.
Condensat	Mélange liquide, constitué surtout de pentanes et d'hydrocarbures lourds, récupéré dans des séparateurs, des laveurs ou d'autres installations de collecte ou encore à l'entrée d'une usine de traitement de gaz naturel avant le traitement du gaz.
Diluant	Hydrocarbure léger, habituellement du condensat, mélangé au pétrole brut lourd ou au bitume pour faciliter son transport par pipeline.
Distillats moyens	Catégorie générale de combustibles comprenant le mazout de chauffage, le diesel et le kérosène.
Gaz à effet de serre (GES)	Gaz (p. ex., le dioxyde de carbone, le méthane ou l'oxyde nitreux) qui contribuent à l'effet de serre de la planète, c'est-à-dire à l'échauffement des couches inférieures de l'atmosphère. Font également partie de ce groupe des gaz produits par procédés industriels comme les hydrofluorocarbones, les perfluorocarbones et les hexafluorures de soufre.
Liquides de gaz naturel (LGN)	Hydrocarbures extraits du gaz naturel sous forme liquide. Ceux-ci incluent notamment l'éthane, le propane, les butanes et les pentanes plus.
Mazout lourd	Mazout n° 6 (mazout résiduel)
Méthane de houille (MH)	Forme de gaz naturel extrait des gisements houillers. Le méthane de houille (MH) est différent du gaz des gisements classiques habituels, notamment de celui des formations de grès, puisque c'est par un processus dit d'adsorption que le charbon en renferme.
Pentanes plus (C5+)	Mélange composé essentiellement de pentanes et d'hydrocarbures plus lourds, issu du traitement du gaz naturel, des condensats ou du pétrole brut.
Pétrole brut	Mélange constitué principalement de pentanes et d'hydrocarbures plus lourds, qui se trouve sous forme liquide dans les gisements et qui conserve cette forme aux pressions atmosphériques et aux températures ambiantes. Le pétrole brut peut renfermer de faibles quantités de soufre et de produits autres que des hydrocarbures, mais en sont absents les liquides obtenus par traitement du gaz naturel.
Pétrole brut classique	Pétrole brut techniquement et économiquement récupérable dans un puits avec des moyens de production courants, sans qu'il soit nécessaire de modifier sa viscosité naturelle.
Pétrole brut léger	Terme désignant généralement le pétrole brut de masse volumique inférieure à 900 kg/m ³ . Également, un terme collectif pour le pétrole brut léger classique, le pétrole valorisé et les pentanes plus.
Pétrole brut lourd	Terme désignant généralement un pétrole brut de masse volumique supérieure à 900 kg/m ³ .
Pétrole brut synthétique	Mélange d'hydrocarbures semblable au pétrole brut léger non corrosif, obtenu par valorisation du bitume naturel ou du mazout lourd.
Sables bitumineux	Gisements de sable ou d'autres roches renfermant du bitume. Chaque particule de sable bitumineux est recouverte d'une couche d'eau et d'une fine pellicule de bitume.

Source : ONÉ, 2009²⁶⁴

Annexe 2 – Impacts sanitaires

Impacts sanitaires en cas de déversement – Produits chimiques échantillonnés à Mayflower

Tiré de : **Independent Air Test at Mayflower Oil Spill Reveal 30 Toxic Chemicals at High Levels**, 4/26/13, <http://www.gcmonitor.org/article.php?id=1672>

Chemical detected	Long term health effects	Short term health effects
Benzene	Cancer, possible reproductive and/or developmental effects	Breathing very high levels of benzene can result in death, while high levels can cause drowsiness, dizziness, rapid heart rate, headaches, tremors, confusion, and unconsciousness.
Ethylbenzene	Cancer and reproductive effects.	Exposure to high levels of ethylbenzene in air for short periods can cause eye and throat irritation. Exposure to higher levels can result in dizziness.
n-hexane	Damage to the nervous system, numbness in the extremities, muscular weakness, blurred vision, headache, and fatigue have been observed.	The only people known to have been affected by exposure to n-hexane use are at work. Breathing large amounts caused numbness in the feet and hands, followed by muscle weakness in the feet and lower legs. If removed from the exposure, the workers recovered in 6 months to a year.
Toluene	Breathing very high levels of toluene during pregnancy can result in children with birth defects and retard mental abilities, and growth. We do not know if toluene harms the unborn child if the mother is exposed to low levels of toluene during pregnancy.	Toluene may affect the nervous system. Low to moderate levels can cause tiredness, confusion, weakness, drunken-type actions, memory loss, nausea, loss of appetite, and hearing and color vision loss. These symptoms usually disappear when exposure is stopped. Inhaling High levels of toluene in a short time can make you feel light-headed, dizzy, or sleepy. It can also cause unconsciousness, and even death. High levels of toluene may affect your kidneys.
Xylenes	Studies of unborn animals indicate that high concentrations of xylene may cause increased numbers of deaths, and delayed growth and development. In many instances, these same concentrations also cause damage to the mothers. We do not know if xylene harms the unborn child if the mother is exposed to low levels of xylene during pregnancy.	High levels of exposure for short or long periods can cause headaches, lack of muscle coordination, dizziness, confusion, and changes in one's sense of balance. Exposure of people to high levels of xylene for short periods can also cause irritation of the skin, eyes, nose, and throat; difficulty in breathing; problems with the lungs; delayed reaction time; memory difficulties; stomach discomfort; and possibly changes in the liver and kidneys. It can cause unconsciousness and even death at very high levels.

Source: Agency for Toxic Substances & Disease Registry Tox Facts and the US EPA Technology Transfer Network, Air Toxics Website

Annexe 3 – Raffineries et pollution atmosphérique

Synthèse des principaux polluants émis par une raffinerie

Le tableau²⁶⁵ qui suit présente une brève synthèse des principaux polluants émis par une raffinerie, avec leurs principales sources.

Principaux polluants de l'air	Principales sources
Dioxyde de carbone	Fours, chaudières, turbines à gaz du procédé Régénérateurs de craquage catalytique à lit fluidisé Chaudières à CO Systèmes de torche Incinérateurs
Monoxyde de carbone	Fours et chaudières de procédés Régénérateurs de craquage catalytique à lit fluidisé Chaudières à CO Unités de récupération de soufre Systèmes de torche Incinérateurs
Oxydes d'azote (N₂O, NO, NO₂)	Fours, chaudières, turbines à gaz du procédé Régénérateurs de craquage catalytique à lit fluidisé Chaudières à CO Fours de calcination de coke Incinérateurs Systèmes de torche
Particules (métaux compris)	Fours, chaudières, turbines à gaz du procédé, particulièrement lors de la combustion du liquide Fuels de raffinerie Régénérateurs de craquage catalytique à lit fluidisé Chaudières à CO Installations de coke Incinérateurs
Oxydes de soufre	Fours, chaudières, turbines à gaz du procédé Régénérateurs de craquage catalytique à lit fluidisé Chaudières à CO Fours de calcination de coke Unités de récupération de soufre (URS) Système de torche Incinérateurs
Composés Organiques Volatiles (COV)	Infrastructures de stockage et de manipulation Unités de dégazage du brut Systèmes de séparation d'huile/eau Emissions fugaces (valves, raccords, etc.) Événements Systèmes de torche

Résumé des effets toxicologiques des classes des composants des gaz de pétrole et de raffinerie

Tiré du : Environnement et Santé Canada, Avril 2012

– <http://www.ec.gc.ca/ese-ees/default.asp?lang=Fr&n=D5D72B57-1#a9>

Alcanes

Chez les humains, on a constaté que les alcanes de faible masse moléculaire (p. ex. méthane) peuvent entraîner le déplacement de l'oxygène en cas d'exposition aiguë à des concentrations élevées, ce qui peut provoquer une asphyxie. Lorsque la masse moléculaire est plus élevée, les substances comme le propane peuvent agir en tant que déprimeurs légers dans le système nerveux central (API, 2001a). Chez les animaux de laboratoire, les valeurs de CL_{50} des alcanes varient de 658 mg/L (658 000 mg/m³) [butane] à plus de 800 000 ppm (1 440 000 mg/m³) [propane], en fonction de la substance, de la concentration et de la durée de l'exposition aiguë (Shugaev, 1969; Clark et Tinson, 1982). Des rats ont été exposés à des mélanges d'alcanes (50 % butane/50 % pentane; 50 % isobutane/50 % isopentane) par inhalation pendant 90 jours dans le cadre d'une étude visant à déterminer les effets sur les reins; une concentration sans effet observé (CSEO) de 4 489 ppm (11 943 mg/m³) [Z], (la concentration testée la plus élevée) a été relevée (Aranyi *et al.*, 1986). Des résultats négatifs ont été observés lors des essais de mutagénicité (test d'Ames) concernant divers alcanes (propane, *n*-butane, isobutane, *n*-pentane et isopentane), même si trois des gaz (*n*-pentane, isopentane et isobutane) se sont révélés toxiques à différentes concentrations (Kirwin et Thomas, 1980). La Commission européenne a classé le butane et l'isobutane d'après leur cancérogénicité, lorsque ces substances contiennent du 1,3-butadiène (comme sous-produit du raffinage) à une concentration supérieure ou égale à 0,1 % en poids (Commission européenne, 2001; ESIS, 2008).

Alcènes

Chez les animaux de laboratoire exposés par inhalation, des concentrations pouvant aller de 25 à 70 % pour le propène et de 15 à 40 % pour le butène ont induit un état anesthésique chez les rats, les chats et les souris (Brown, 1924; Riggs, 1925; Virtue, 1950), tandis qu'un état de narcose a été observé chez les souris exposées à une concentration jusqu'à 70 % d'isobutène par inhalation (Von Oettingen, 1940). Les valeurs de toxicité aiguë (CL_{50}) relevées varient de plus de 65 000 ppm (111 736 mg/m³) (propène; masse moléculaire = 42,03 g/mol) à 620 mg/L (620 000 mg/m³) [isobutène] (Shugaev, 1969; Conolly et Osimitz, 1981).

Les études de la toxicité à court terme montrent que l'exposition par voie orale à l'isobutène résulte en une dose sans effet nocif observé (DSENO) de 150 mg/kg du poids corporel par jour, en dépit d'importants changements

biochimiques observés, mais comparables aux valeurs témoins historiques (Hazleton Laboratories, 1986). L'exposition à court terme par inhalation a entraîné des changements hématologiques chez des rats exposés pendant quelques jours à des concentrations d'éthène de 60 % (environ 690 000 mg/m³) [Fink 1968] ainsi que des changements cliniques et biochimiques chez des rats exposés pendant une période de 70 jours à des concentrations d'éthène de 100 ppm (115 mg/m³; masse moléculaire de l'éthène = 28,02 g/mol) [Krasovitskaya et Malyarova, 1968]. L'exposition au propène a entraîné une plus faible valeur CSEO à 10 000 ppm (17 190 mg/m³) pendant 28 jours d'exposition à des concentrations multiples de propène (masse moléculaire = 42,03 g/mol) jusqu'à 17 190 mg/m³ (DuPont, 2002).

La concentration minimale avec effet observé (CMEO) identifiée pour la toxicité sous-chronique est de 500 ppm (1 146 mg/m³) dans le cadre d'une étude de 14 semaines, dans laquelle les rats mâles et femelles B6C3F1 et des rats F344/N ont été exposés par inhalation à l'isobutène (masse moléculaire = 56,10 g/mol) à des concentrations allant jusqu'à 8 000 ppm (18 336 mg/m³) entraînant des augmentations importantes du poids absolu et relatif du rein droit chez les souris femelles. Chez les souris mâles, le poids absolu du rein droit a augmenté aux concentrations de 1 000 et de 8 000 ppm (2292 et 18 336 mg/m³). Chez les rats femelles, on a observé une augmentation significative du poids relatif du foie à partir de 500 ppm (1 146 mg/m³) et du poids absolu du foie à partir de 1 000 ppm (2 292 mg/m³). Chez les rats mâles, on a observé une augmentation importante du poids relatif du rein droit à partir de 500 ppm (1 146 mg/m³) avec une augmentation du poids absolu du rein droit à 4 000 ppm (9 168 mg/m³) (NTP, 1998). De plus, une étude de 90 jours consécutifs sur l'inhalation chez les rats nouveaux nés a causé des retards de développement du pelage, de la dentition et de l'ouverture de l'œil, ainsi que de l'hypertension, l'inhibition de l'activité de la cholinestérase et des modifications du comportement, à une concentration d'éthène (masse moléculaire = 28,02 g/mol) de 2,62 ppm (3 mg/m³) [Krasovitskaya et Malyarova, 1968].

En ce qui concerne la toxicité pour le développement, les valeurs de CSEO sont de 5 000 ppm (5 750 mg/m³) pour l'éthène (masse moléculaire = 28,02 g/mol), de 10 000 ppm (17 190 mg/m³) pour le propène (masse moléculaire = 42,03 g/mol) et de 5 000 ppm (11 460 mg/m³) pour le 2-butène (masse moléculaire = 54,04 g/mol) ont été identifiées chez les rats exposés par inhalation (Waalkens-Berendsen et Arts, 1992; Aveyard, 1996;

BASF, 2002). Des effets sur les organes reproducteurs ont été observés chez les rats mâles exposés à l'isobutène par inhalation sur une période de 14 semaines; parmi ces effets, on cite notamment une augmentation importante du poids du tissu adipeux épидидymal gauche et une diminution de la motilité des spermatozoïdes de l'épididyme à 8 000 ppm (18 336 mg/m³). En outre, une augmentation de la durée de l'œstrus chez les rats femelles a été signalée en conséquence de la diminution de la durée du dioestrus. Toutefois, on n'a pas observé de changement dans la durée du cycle œstral (NTP, 1998).

Le propène et l'éthène ont été classés comme étant cancérigènes du groupe 3 (inclassables quant à leur cancérigénicité pour l'homme) par le CIRC (1994a,b). En ce qui concerne le propène, une étude de deux ans sur l'exposition par inhalation à des concentrations allant jusqu'à 10 000 ppm (17 190 mg/m³; masse moléculaire = 42,03 g/mol) a révélé l'occurrence des cas d'hémangiosarcome chez les souris mâles et femelles ainsi que des tumeurs aux poumons (tendance négative avec l'augmentation de la concentration) chez les souris mâles. Aucune tumeur n'a été constatée dans le cadre du même protocole chez les rats (Quest *et al.*, 1984; NTP, 1985). Une autre étude sur l'exposition par inhalation chez les souris (78 semaines) et les rats (104 semaines), réalisée avec des concentrations de propylène allant jusqu'à 5 000 ppm (à 8 600 mg/m³), n'a pas constaté d'écarts de l'incidence de tumeurs par rapport aux groupes témoins (Ciliberti *et al.*, 1988). Pour l'éthène, les résultats d'une étude de deux ans chez les rats n'a pas montré une augmentation de l'incidence de tumeurs à des concentrations allant jusqu'à 3 000 ppm (3 438 mg/m³; masse moléculaire de l'éthène = 28,02 g/mol) [Hamm *et al.*, 1984]. On a observé que l'exposition chronique des rats F344 et des souris B6C3F1, mâles et femelles, à des concentrations d'isobutène allant jusqu'à 8 000 ppm (18 336 mg/m³; masse moléculaire de l'isobutène = 54,04 g/mol) pendant 104 semaines entraînait une augmentation de l'incidence de carcinome dans les cellules folliculaires de thyroïde chez les rats mâles (NTP, 1998). En outre, on a observé l'incidence accrue d'une dégénérescence hyaline dans les muscles des rats et des souris (NTP, 1998).

On a observé que l'éthène, le propène et le 1-butène causent tous une augmentation de l'incidence des adduits à l'ADN *in vivo* (Segerback, 1983; Tornqvist *et al.*, 1989; Filser *et al.*, 1992; Eide *et al.*, 1995; Wu *et al.*, 1995; Zhao *et al.*, 1999; Rusyn *et al.*, 2005; Pottenger *et al.*, 2007). Cependant, les résultats se sont avérés négatifs quant à l'induction de micronoyaux lorsque les rats et les souris étaient exposés à ces trois substances (Exxon Biomedical Sciences Inc., 1990; Vergnes et Pritts, 1994; NTP, 1998; Pottenger *et al.*, 2007). Lorsque l'éthène, le 1-butène, le 2-butène ou l'isobutène ont été administrés dans les essais *in vitro*, les résultats se sont avérés également négatifs :

pour la mutagénicité chez les bactéries (Landry et Fuerst, 1968; Hamm *et al.*, 1984; Hughes *et al.*, 1984; Staab et Sarginson, 1984; Shimizu *et al.*, 1985; Victorin et Stahlberg, 1988; Thompson, 1992; Wagner *et al.*, 1992; Araki *et al.*, 1994; NTP, 1998; JETOC, 2000); pour les cellules de lymphomes de souris, avec et sans activation (Staab et Sarginson, 1984); pour l'induction de micronoyaux, sans activation (Jorritsma *et al.*, 1995), pour les aberrations chromosomiques, avec ou sans activation (Riley, 1996; Wright, 1992) et pour la transformation cellulaire, avec et sans activation (Staab et Sarginson, 1984).

D'autres composants

On a constaté que les gaz de raffinerie (dans le cadre du regroupement de l'American Petroleum Institute de regrouper des gaz de pétrole) contiennent des alcadiènes, des alcynes, des hydrocarbures aromatiques, des composés inorganiques et thiologiques en plus des alcanes et des alcènes, bien que ces derniers soient en plus petite quantité dans la composition de la charge pétrolière (API, 2001a). Bon nombre de ces composants sont présentés ci-dessous.

Alcadiènes

Comme il est indiqué à la section de l'évaluation préalable consacrée aux effets sur la santé, le 1,3-butadiène, du groupe des alcadiènes, a été classé cancérigène et mutagène par de nombreux organismes nationaux et internationaux (Canada, 2000b; EURAR, 2002; USEPA, 2002; CIRC, 2008; NTP, 2011a). Un examen complet des effets sur la santé humaine du 1,3-butadiène a été réalisé précédemment dans le cadre de la deuxième évaluation de la Liste des substances d'intérêt prioritaire (Canada, 2000b). Le 1,3-butadiène a par la suite été ajouté à la *Liste des substances toxiques* de l'annexe 1 de la LCPE (1999). Les études ont montré que, à des fortes concentrations, les alcadiènes avaient des propriétés narcotiques, mais une faible toxicité générale (Sandmeyer, 1981).

Une autre substance appartenant au groupe des alcadiènes (2-méthyl-1,3-butadiène ou isoprène) est également classée comme substance cancérigène (groupe 2B : possiblement cancérigène pour l'homme [CIRC, 1999]; catégorie 2 : cancérigène présumé pour l'homme, peut causer le cancer [Commission européenne, 2004] et « dont on peut raisonnablement présumer qu'elle soit cancérigène pour l'homme » [NTP, 2011b], et comme mutagène (Commission européenne, 2004; ESIS, 2008). Il a été observé que l'isoprène a des effets sur la reproduction des souris (atrophie testiculaire semblable à celle observée après l'exposition au 1,3-butadiène) ainsi que des effets sur le développement (diminution du poids corporel des fœtus et augmentation des côtes surnuméraires) [Mast *et al.*, 1989, 1990]. En outre, une étude sur les souris a signalé que l'isoprène aurait des répercussions sur

le taux de mortalité, le poids corporel, le poids des organes, l'hématologie et l'histopathologie (hyperplasie de l'estomac, dégénérescence de l'épithélium olfactif, atrophie du thymus, foyers modifiés au niveau du foie, hyperplasie alvéolaire, dégénérescence de la moelle épinière) après une exposition par inhalation à court et à long terme (Melnick *et al.*, 1990, 1994, 1996). En raison de la cancérogénicité, selon laquelle il pourrait exister une possibilité d'effets nocifs à tout niveau d'exposition, le gouvernement Canada a conclu que l'isoprène devrait être considéré comme une substance pouvant pénétrer dans l'environnement en une quantité, à une concentration ou dans des conditions qui constituent ou peuvent constituer un danger pour la vie et la santé de la population canadienne (Canada, 2008).

Alcynes

On a déclaré l'éthyne, ou acétylène, simple agent asphyxiant (HSDB, 2008) dont les effets observés chez les humains exposés par inhalation comprennent l'intoxication, l'agressivité et la perte de conscience à des concentrations élevées (USEPA, 2008c). L'acétylène est reconnu pour accroître la mortalité chez différentes espèces d'animaux de laboratoire, ainsi que causer l'intoxication ou l'anesthésie. Ses effets sur le foie (CMENO = 266,3 mg/L [266 300 mg/m³], les reins et la rate des rats exposés par inhalation de façon répétée. Aucun effet génotoxique n'a été observé *in vitro* (USEPA, 2008c).

Aromatiques

Le benzène a été classé cancérogène par le gouvernement du Canada (cancérogène pour l'homme; *Liste des substances toxiques* de l'annexe 1 de la LCPE de 1999) [Canada, 1993]; par le CIRC (1987) [Groupe 1 : cancérogène pour les humains]; par la Commission européenne (cancérogène de catégorie 1 : peut causer le cancer) [ESIS, 2008]; par le NTP des États-Unis (2011c) [cancérogène humain reconnu] et l'USEPA (2008d) [groupe A]. De plus, le benzène a été classé comme substance mutagène (catégorie 2 : peut causer des dommages génétiques héréditaires) [Commission européenne, 2004; ESIS, 2008].

Produits chimiques inorganiques

Le sulfure d'hydrogène a été évalué par le Programme international sur la sécurité des substances chimiques (PISSC) dans une monographie Critère d'hygiène de l'environnement (PISSC, 1981) et dans un Résumé succinct international sur l'évaluation des risques chimiques (PISSC, 2003). Par ailleurs, l'Agency for Toxic Substances and Disease Registry des États-Unis (ATSDR, 2006) a établi un profil toxicologique sur le sulfure d'hydrogène. À l'heure actuelle, le gouvernement du Canada évalue les effets potentiels du sulfure d'hydrogène sur la santé humaine à partir de différentes utilisations et sources. L'ammoniac a été évalué par le PISSC (1986), l'ATSDR (2004) et l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE) dans le cadre du programme du Screening information dataset (SIDS) [OCDE, 2007]. En outre, à la suite de l'évaluation réalisée par le gouvernement du Canada, l'ammoniac est une substance visée par le Programme d'évaluation des substances d'intérêt prioritaire pour sa présence dans le milieu aquatique. Dans ce rapport d'évaluation, « les conclusions basées sur un ensemble plus exhaustif de données sur les effets environnementaux assurent également la protection de la santé humaine » (Environnement Canada, 2001a).

L'azote et le dioxyde de carbone sont tous deux déclarés ingrédients inertes dans des pesticides par l'USEPA (2004b). La Commission européenne a classé le monoxyde de carbone agent toxique pour la reproduction de catégorie 1 (ESIS, 2008) et l'IPCS en a lui aussi fait l'analyse (1999).

Thiols

Deux substances thioliques considérées comme étant des composants des gaz de pétrole et de raffinerie ont été évaluées ou examinées par plusieurs organismes nationaux ou internationaux; toutefois, dans le cadre de la présente évaluation des risques, une évaluation de ces composants ne sera pas prise en compte.

Le méthane-thiol (ou méthylmercaptan) a été examiné par l'ATSDR (1992) et a été inclus dans un examen des sulfures aliphatiques et aromatiques et des thiols réalisé par le Comité mixte d'experts des additifs alimentaires (CMEAA) de l'Organisation des Nations Unies pour l'alimentation et l'agriculture (FAO) et de l'Organisation mondiale de la santé (OMS) [OMS, 2000]. De plus, aussi bien le méthane-thiol que l'éthane-thiol sont des substances qui devraient être évaluées dans le cadre du programme du Screening information dataset, mais un examen final n'était pas possible au moment de l'élaboration de la présente évaluation (OCDE, 2000).

Annexe 4 – Coefficients d'émissions

Coefficients d'émission des produits pétroliers raffinés

Source	Coefficient d'émission (g/L)		
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Mazout léger			
Centrales électriques - services publics	2 725	0,18	0,031
Industrie	2 725	0,006	0,031
Consommation du producteur	2 643	0,006	0,031
Résidentiel	2 725	0,026	0,006
Foresterie, construction, administration publique et commercial et institutionnel	2 725	0,026	0,031
Mazout lourd			
Centrales électriques - services publics	3 124	0,034	0,064
Industrie	3 124	0,12	0,064
Consommation du producteur	3 158	0,12	0,064
Résidentiel, foresterie, construction, administration publique et commercial et institutionnel	3 124	0,057	0,064
Foresterie, construction, administration publique et commercial et institutionnel	2 725	0,026	0,031
Kérosène			
Centrales électriques - services publics	2 534	0,006	0,031
Industrie	2 534	0,006	0,031
Consommation du producteur	2 534	0,006	0,031
Résidentiel	2 534	0,026	0,006
Foresterie, construction, administration publique et commercial et institutionnel	2 534	0,026	0,031
Diesel	2 663	0,133	0,4
Coke de pétrole	(voir le tableau A ci-dessous)	0,12	(voir le tableau A ci-dessous)

Source : Environnement Canada, 2011²⁶⁶

Tableau A - Coefficients d'émission de CO₂ pour le coke de pétrole

Source – Coke de pétrole	Coefficients d'émission de CO ₂	
	1990	2001-2009
Installations de valorisation	3 556	3 494
	1990-1993	2009

Tableau B - Coefficients d'émission de N₂O pour le coke de pétrole

Source – Coke de pétrole	Coefficients d'émission de N ₂ O	
	1990	2001-2009
Installations de valorisation	0,0201	0,0222
Raffineries et autres	0,0185	0,0199

Source : Environnement Canada, 2011²⁶⁷

Annexe 5 – Pollution atmosphérique : standards et objectifs

Polluants atmosphériques Canada et Québec : Standards, objectifs et données actuelles

Contaminant atmosphérique	Standard OMS	Standard au Canada	Objectif 2020	Sur une période de	Où nous en sommes		Écart par période	
					Canada	Québec	Canada	Québec
Ozone troposphérique (O₃)	100 µg/m ³	65 ppb	50 ppb	8 hr	38,2 ppb	35 ppb	+ 10 %	Stable 35 ppb (1990)
Matière particulaire 2,5 µ (PM_{2,5})	25 µg/m ³	30 µg/m ³	10 µg/m ³	24 hrs	8,7 µg/m ³ (2010)	8 µg/m ³ (2000-2010)	Stable (2000-2010)	Stable (- 30 % entre 1999 et 2007)
Matière particulaire 10 µ (PM₁₀)	20 µg/m ³	70 µg/m ³	60 µg/m ³	un an	± 15 µg/m ³	n.d.	- 54 % (1984-2008)	n.d.
Particules en suspension totale (PST) 100-150 µm et moins		120 µg/m ³	0 µg/m ³	24 hrs	± 38 µg/m ³ (1999)	n.d.	-53 % (1970-1999) et + 35 % (1990-2011)	n.d.
Oxydes d'azote (NO_x) et Dioxyde d'azote (NO₂)	NO ₂ - 40 µg/m ³	53 ppb	32 ppb	un an	NO ₂ : 10,8 ppb (2010)	NO ₂ : 10 ppb (2009)	- 21 % (1990-2011)	- 60 % NO ₂ (1976-2009)
	NO _x	n.d.	2514 kt	un an	2060 kt (2010)	n.d.		- 86 % NO _x (1976-2009)
Monoxyde de carbone (CO)		13 ppm	5 ppm	8 hrs	n.d.	0,25 ppm / an (2009)	- 45 %	- 93 % (1975-2009)
Dioxyde de soufre (SO₂)	20 µg/m ³ / sur 24h	23 ppb	11 ppb	un an	1,8 ppb (2010)	1,9 ppb (2010)	- 46 % (1990)	- 96 % (1970-2008) air ambiant
	500 µg/m ³ / sur 10 minutes	3200 kt		un an	1733 kt	n.d.	- 25 % (2000-2008)	
		1750 kt (zones prioritaires)		un an	± 600 kt	n.d.	- 60 % (zones prioritaires) (1990-2011)	
Composés organiques volatils (COV)		Par produit					- 51 % (1990-2007)	

Source : Préparé par l'AQLPA, mars 2013

Notes au sujet de cette recension :

- Ce tableau ne présente qu'une sélection limitée des normes puisque d'autres normes sont disponibles pour des périodes de temps diverses.
- Certaines données varient d'une source d'information à l'autre (entre le Canada et le Québec, puis entre les autorités de santé et de l'environnement).
- Pour en savoir plus sur les standards de l'OMS : <http://www.who.int/mediacentre/factsheets/fs313/fr/>

Annexe 6 – Évolution de l'utilisation du Petcoke

Précisions sur l'évolution de l'utilisation du coke de pétrole comme combustible entre 1995 et 2005

Ces informations sont tirées de :

Ressources Naturelles Canada (RNC), Mars 2008 - RAPPORT SOMMAIRE SUR LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE DANS LE SECTEUR MANUFACTURIER CANADIEN 1995 à 2005

<http://oe.nrcan.gc.ca/Publications/statistiques/cie05/pdf/cie2005.pdf>

Précision sur les procédés de transformation lors du raffinage du pétrole (p.29 du document de RNC)

Le **craquage catalytique** permet de séparer les hydrocarbures en composés plus petits (ou moins complexes); ce procédé requiert l'utilisation d'un catalyseur pour provoquer le « craquage » (la division) des éléments. En plus de générer des molécules d'hydrocarbures plus simples, ce procédé permet la production d'un sous-produit appelé « **coke de craquage catalytique** » qui est utilisé comme source d'énergie dans l'industrie des raffineries de pétrole.

Le **craquage thermique** permet lui aussi de diviser les hydrocarbures complexes. Ce procédé vise à raffiner les produits plus lourds issus de la distillation, mais cette fois en les exposant à des températures élevées. Le craquage thermique permet d'obtenir des hydrocarbures plus petits et un résidu, le **coke de pétrole**, celui-ci servant de source d'énergie dans plusieurs industries, notamment celle des raffineries de pétrole.

D'autres procédés de transformation sont utilisés, comme la combinaison d'hydrocarbures simples pour en obtenir de plus complexes ou la restructuration d'hydrocarbures pour produire d'autres composés.

Métallurgie : Le coke de pétrole entre comme source de carbone dans la fabrication de l'aluminium (coke calciné) et de l'acier (coke métallurgique) [et du titane (coke calciné)]. **L'industrie de l'aluminium utilise le coke de pétrole pour la fabrication d'électrodes** et consomme une grande partie du coke de pétrole calciné. La portion restante sert à diverses applications, notamment à fournir une source de carbone dans la production d'acier et dans certains procédés chimiques. L'industrie du dioxyde de titane utilise le coke de pétrole calciné comme pigment pour donner de la luminosité, de la blancheur et de l'opacité à des produits tels que la peinture et les enduits, les matières plastiques, le papier, les encres, les fibres, la nourriture et les cosmétiques.

L'information disponible ne permet pas d'identifier clairement quel secteur de l'industrie québécoise consomme le coke de pétrole. Cependant, en regard des années 2002 et 2003, il semble que la majorité du coke de pétrole soit consommé par les cimenteries. En 2002 (2003), 65 % (62 %) du coke de pétrole écoulé au Québec a été utilisé dans les cimenteries pour ses propriétés calorifiques. Le 35 % (38 %) restant a été transformé et utilisé comme intrant dans la production de produits chimiques, d'aluminium, de graphite, ou d'autres métaux.²⁶⁸

Les raffineries utilisent le coke de pétrole comme combustible

–Informations tirées de :

Ressources Naturelles Canada, Mars 2008 - RAPPORT SOMMAIRE SUR LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE DANS LE SECTEUR MANUFACTURIER CANADIEN 1995 à 2005

<http://oe.nrcan.gc.ca/Publications/statistiques/cie05/pdf/cie2005.pdf>

(p.30) Tout comme le gaz combustible de raffinerie, le coke de pétrole et le coke de craquage catalytique sont des sous-produits de l'industrie des raffineries de pétrole. Les quantités consommées en 2005 sont confidentielles, mais en 2004 ces produits représentaient ensemble 18 % de la consommation totale d'énergie dans l'industrie. Parmi les autres types d'énergie utilisés en 2005 par les raffineries, figurent le gaz naturel (12 %), le mazout lourd (11 %), l'électricité (5 %), ainsi que les distillats moyens, le propane et la vapeur.

La consommation relative du gaz combustible de raffinerie a augmenté de 1995 à 2005, passant de 45 à 54 %. Inversement, la part du gaz naturel a plutôt diminué pendant la même période, passant de 16 à 12 %. Quant à la part du mazout lourd, elle est passée de 14 % en 1995 à 11 % en 2005, tandis que celle du coke de pétrole et coke de craquage catalytique a varié entre 16 et 19 %.

Les alumineries sont les plus grandes émettrices de SO₂ du secteur industriel

Selon l'inventaire des émissions atmosphériques au Québec, le SO₂ de sources anthropiques est rejeté à 81,2 % par le secteur industriel. Il provient principalement de la réaction, lors de la combustion, du soufre contenu dans les combustibles ou la matière première avec l'oxygène de l'air. Les alumineries sont les plus grandes émettrices de SO₂ du secteur industriel (32,3 % du total des émissions québécoises). Les émissions de SO₂ sont produites au cours de l'électrolyse, lorsque l'anode se consume, et, dans le cas des anodes pré-cuites, au moment de la cuisson de celles-ci. Les émissions dépendent grandement du pourcentage de soufre du coke et du brai contenus dans les anodes. L'augmentation de la production d'aluminium accroît nécessairement les émissions de SO₂. [De plus, l'utilisation d'anodes fabriquées avec un coke de pétrole plus riche en SO₂ ira dans le même sens]. L'augmentation des émissions de SO₂ des alumineries (113 % de 1990 à 2008), laquelle reflète l'expansion de cette industrie au cours des deux dernières décennies au Québec.²⁶⁹

Annexe 7 – Petcoke : Impacts environnementaux et sanitaires autres

Coke de pétrole - Impacts environnementaux et sanitaires, autres

Les impacts de la combustion de petcoke sont différents s'il est utilisé dans une cimenterie, une centrale thermique ou autres industries. La différence provient du fait que dans une cimenterie, normalement, il y a un système de captation des poussières et que ces dernières sont réintroduites en bonne partie dans le processus cimentier. Les hautes températures dans les fours à ciment sont également à considérer dans la destruction de certains composés organiques. Cependant, la concentration de soufre et la concentration de vanadium en provenance du petcoke font l'objet d'une surveillance particulière de la part des cimenteries parce que ces composés peuvent nuire au processus de fabrication du ciment.²⁷⁰ Il demeure que des COV, du CO₂, NO et SO₂, et certains métaux, etc. sont émis dans l'environnement. En général, l'émission de ces produits par les industries est réglementée. Une étude de l'Université de Toronto conclue qu'une co-combustion charbon et petcoke selon les pourcentages de chacun peut entraîner une augmentation de la volatilité de certains produits, exemple : l'arsenic²⁷¹.

La présence de monticules de petcoke peut représenter un danger pour la santé en fonction de l'exposition aux matières particulaires fines (durée, concentration, produit composant le petcoke). Pour l'environnement, les caractéristiques physico-chimiques du milieu récepteur peuvent hypothétiquement moduler la biodisponibilité de certains produits toxiques que nous pouvons retrouver dans la composition du petcoke. En ce qui concerne le transport du petcoke, le principal danger est l'émission de poussières fines dans l'environnement lors des manipulations pour le chargement et de déchargement, ainsi que l'utilisation de wagons ou conteneurs ouverts lors de l'entreposage ou du transport. Lors du chargement et du déchargement, le personnel est particulièrement exposé. Au point de vue environnemental, l'impact est fonction des caractéristiques physico-chimiques du milieu récepteur. En milieu acide, les métaux sont plus facilement dissous et peuvent devenir biodisponibles. Leur toxicité variera selon les concentrations dans le milieu et des effets synergiques pourraient se manifester.²⁷²

Pour ce qui est de la dangerosité des poussières en cas d'exposition directe, cela dépend s'il s'agit de coke de pétrole calciné, ou non. Alors que des sources suggèrent qu'il n'y a pas de danger particulier avec le coke de pétrole, d'autres avancent qu'il faut traiter ce produit avec attention. À ce sujet, voici ce qu'on peut lire dans la fiche technique de Valero²⁷³ sur le Petcoke:

Physicalstate : Solid. (Granularsolid. Powder.)

Emergency overview : Warning!

CAUSES RESPIRATORY TRACT IRRITATION. CAUSES DAMAGE TO THE FOLLOWING ORGANS: LUNGS, SKIN, EYES. Avoid breathing dust. Use only with adequate ventilation.

Routes of entry : Eye contact. Inhalation. Ingestion.

Environmental precautions :

Avoid dispersal of spilled material and runoff and contact with soil, waterways, drains and sewers. If facility or operation has an "oil or hazardous substance contingency plan", activate its procedures.

Stay upwind and away from spill. Wear appropriate protective equipment including respiratory protection as conditions warrant. Do not enter or stay in area unless monitoring indicates that it is safe to do so. Isolate hazard area and restrict entry to emergency crew. Extremely flammable. Review Fire and Explosion Hazard Data before proceeding with clean up. Keep all sources of ignition (flames, smoking, flares, etc.) and hot surfaces away from release. Contain spill in smallest possible area.

Pour ce qui est du **coke de pétrole calciné**, voici une fiche technique toxicologique ²⁷⁴:

INFORMATION TOXICOLOGIQUE :

VOIES D'EXPOSITION :

INHALATION : *L'inhalation de fortes concentrations de ces particules nuisibles, inertes, peut causer une légère irritation des voies respiratoires.*

CONTACT CUTANÉ : *Peut causer de l'irritation par abrasion.*

CONTACT OCULAIRE : *Peut causer de l'irritation par abrasion.*

EFFETS CHRONIQUES : *Une surexposition prolongée et répétée aux poussières peut entraîner une pneumoconiose bénigne.*

Si chauffé jusqu'à décomposition, libère du monoxyde et bioxyde de carbone, du bioxyde de soufre et des oxydes d'azote.

Annexe 8

Capacité de raffinage au Canada

Le texte qui suit est tiré de « L'ÉTAT ACTUEL ET FUTUR DES OLÉODUCS ET DES GAZODUCS ET LA CAPACITÉ DE RAFFINAGE AU CANADA, 2012 » :

*On compte [en 2012], **19 raffineries au Canada** dont la capacité de production combinée est d'environ deux millions de barils par jour²⁷⁵. Sur ces 19 raffineries, **15 fabriquent la gamme complète de produits pétroliers**. Les raffineries de l'Ouest canadien transforment exclusivement du pétrole brut canadien qui leur est acheminé par oléoduc, tandis que les raffineries de l'Est et du Canada atlantique transforment 15 % de pétrole canadien provenant de sites de production extracôtiers et 85 % de pétrole importé par pétroliers à Halifax, Saint John ou Come By Chance²⁷⁶.*

Au Québec, le pétrole brut est importé au moyen de petits [bateaux] pétroliers à Lévis, ou de plus grands pétroliers à Portland (Maine), et ensuite acheminé à Montréal par oléoduc. Enfin, en Ontario les raffineries transforment essentiellement du pétrole brut canadien, ainsi que de petites quantités de pétrole importé, qui sont acheminés par l'oléoduc Portland-Montréal et l'oléoduc 9 du réseau d'Enbridge.

*En plus des 19 raffineries au Canada, l'Alberta compte **sept usines de valorisation qui produisent une charge d'alimentation constituée à 100 % de bitume dilué**, contrairement aux raffineries de produits pétroliers, qui sont construites et configurées pour le traitement du pétrole brut. Certaines usines de valorisation fabriquent des quantités limitées de produits finis, généralement du diesel. L'objectif de l'Alberta est de valoriser les deux tiers de sa production de pétrole brut d'ici 2020, ce qui nécessiterait quatre usines de valorisation additionnelles, coûtant chacune environ trois milliards de dollars. En 2010, le Canada a produit 1,5 million de barils de bitume par jour, dont 0,8 bpj, ou 53 %, ont été revalorisés²⁷⁵. (...) 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.*

RÉFÉRENCES

- 1 Lac-Mégantic - Le pire déversement terrestre en Amérique du Nord. Le Devoir, 24 juillet 2013. <http://www.ledevoir.com/environnement/actualites-sur-l-environnement/383597/le-pire-deversement-terrestre-en-amerique-du-nord>
- 2 LAC-MÉGANTIC : QUANTITÉS DE PÉTROLE DÉVERSÉES ET RÉCUPÉRÉES. Communiqué de presse du Ministère du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs. 22 juillet 2013. <http://www.mddep.gouv.qc.ca/Infuseur/communiqués.asp?no=2537> et tableau synthèse <http://www.mddefp.gouv.qc.ca/lac-megantic/20130819-tableau-synthese-petrole.pdf>
- 3 Communiqué - L'augmentation continue de la production de pétrole (..) - Association canadienne des producteurs pétroliers, 5 juin 2013. <http://www.capp.ca/aboutUs/mediaCentre/NewsReleases/Pages/2013-crude-forecast-fr.aspx>
- 4 Communiqué TransCanada, 1^{er} Août 2013 - <http://www.oleoducenergieest.com/wp-content/uploads/2013/07/Energy-East-NR-Aug-1-2013-FINAL-FRENCH.pdf>
- 5 Carte tirée du site de TransCanada - http://www.transcanada.com/images/content/Pipeline_Projects/EE_Route_Map_Canada-Fre.jpg
- 6 Kamouraska: un oléoduc au cœur d'une zone sismique. La Presse, juillet 2013 <http://www.lapresse.ca/le-soleil/actualites/environnement/201307/18/01-4672171-kamouraska-un-oleoduc-au-coeur-dune-zone-sismique.php>
- 7 TransCanada implantera un terminal maritime de 300 millions \$ à Québec. La Presse, août 2013 - <http://bit.ly/19SKzAq>
- 8 Oléoduc: Lévis exige des audiences publiques <http://www.journaldequebec.com/2013/09/16/oleoduc-levis-exige-des-audiences-publiques>
- 9 TransCanada to Proceed with 1.1 Million Barrel/Day Energy East Pipeline Project to Saint John. Communiqué de TransCanada, 1^{er} août 2013 - <http://www.energyeastpipeline.com/wp-content/uploads/2013/07/Energy-East-NR-Aug-1-2013-FINAL.pdf>
- 10 Le pétrole en 22 questions. L'actualité, mars 2013 - <http://www.lactualite.com/societe/environnement/le-petrole-en-22-questions/>
- 11 Pipe-Lines Montréal fait une croix sur Dunham. Le Devoir, juillet 2013 - <http://www.ledevoir.com/environnement/actualites-sur-l-environnement/382774/pipe-lines-montreal-fait-une-croix-sur-dunham>
- 12 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
- 13 Institut Pembina, juin 2012 - Forecasting the impacts of oilsands expansion <http://www.pembina.org/pub/2455> | Canadian Oil Sands: Life-Cycle Assessments of Greenhouse Gas Emissions. US CONGRESSIONAL RESEARCH SERVICE, mars 2013 <http://www.fas.org/sgp/crs/misc/R42537.pdf> | US CONGRESSIONAL RESEARCH SERVICE, dans « Climate science: A line in the sands », Nature, Août 2013 <http://www.nature.com/news/climate-science-a-line-in-the-sands-1.13515>
- 14 André Bélisle, Président de l'AQLPA, lettre d'opinion publiée en juillet 2013 « La course à l'or noir et la tragédie de Lac-Mégantic » <http://www.aqlpa.com/actualites/communiqués/608-la-course-a-lor-noir-et-la-tragedie-de-lac-megantic.html>
- 15 Institut Pembina, juin 2012 - Forecasting the impacts of oilsands expansion <http://www.pembina.org/pub/2455>
- 16 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>
- 17 Rapport sur le développement dans le monde 2010: Développement et changement climatique. Banque Mondiale, 2009 - <http://web.worldbank.org/WBSITE/DELETEDSITESBACKUP/EXTDECRESINFRE/EXTRDMINFRE/EXTRDM2010INFRE/0,,contentMDK:22293265~pagePK:64168445~piPK:64168309~theSitePK:5358346,00.html>
- 18 Idem
- 19 Are Pipelines Safer Than Railroads for Carrying Oil?, Scientific American, juillet 2013 - <http://blogs.scientificamerican.com/observations/2013/07/10/are-pipelines-safer-than-railroads-for-carrying-oil/>
- 20 L'ONÉ doit rendre une ordonnance ou rejeter la demande d'ici le 19 mars 2014 - Document de l'Office national de l'énergie <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rthnb/pplctnsbfrthnb/nbrdgl9brvrs/nbrdgl9brvrsfq-fra.html> consulté 2013-05-27

- 21 L'ONÉ rend l'Ordonnance d'audience pour l'inversion de la canalisation 9B d'Enbridge, 19 février 2013.
<http://www.one-neb.gc.ca/clf-nsi/rthnb/nws/nwsrls/2013/nwsrls07-fra.html>
- 22 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
- 23 « La production de brut dans la région de Bakken continue de connaître une croissance considérable. Enbridge prévoit qu'une proportion importante du brut léger transporté dans la canalisation 9 proviendra de la formation de Bakken [fracturation hydraulique], et la quantité restante sera constituée dans une moindre mesure de brut léger produit dans l'Ouest canadien. Pour ce qui est du brut lourd transporté dans la canalisation 9, nous envisageons que la majorité de ce brut, si ce n'est la totalité, proviendrait de l'Ouest canadien. p.8 Réponse d'Enbridge à la DR no 1 de l'ONÉ OH-002-2013 – Dossier OF-Fac-Oil-E101-2012-10 02 | Projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9
- 24 L'ONÉ rend l'Ordonnance d'audience pour l'inversion de la canalisation 9B d'Enbridge, 19 février 2013.
<http://www.one-neb.gc.ca/clf-nsi/rthnb/nws/nwsrls/2013/nwsrls07-fra.html>
- 25 Combustion Emissions from Refining Lower Quality Oil: What Is the Global Warming Potential?
<http://pubs.acs.org/doi/full/10.1021/es1019965#>
- 26 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
- 27 Tendances des matières premières - Desjardins Études Économique, mars 2013 - http://www.desjardins.com/fr/a_propos/etudes_economiques/previsions/tendances-matieres/tmp1303.pdf
- 28 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. Gerald Fillion, mars 2013 - <http://blogues.radio-canada.ca/geraldfillion/tag/alberta/>
- 29 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>
- 30 Idem - http://www.enbridge.com/ECRAI_FR/Line9BReversalProject_FR.aspx
- 31 Ethical Enbridge? The real story of Line 9 and the tar sands giga-project, janvier 2013.
<http://rabble.ca/news/2013/01/mcethicaltm-enbridge-line-9-and-tar-sands-gigaproject#.UQAKGGzPeJE>
- 32 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
- 33 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>
- 34 Formulaire de demande de participation remis à l'ONÉ par la Ville de Montréal, 19 avril 2013. (p.10)
https://www.neb-one.gc.ca/l-fre/livellink.exe/fetch/2000/72399/72487/74088/660700/750773/782585/785825/A3H0Y0_-_application_to_participate_form_frVDM__1_.pdf?nodeid=785826&vernum=0
- 35 La MRC d'Argenteuil veut une évaluation environnementale du projet d'Enbridge, Radio-Canada, juin 2013 - <http://www.radio-canada.ca/nouvelles/societe/2013/06/12/011-enbridge-argenteuil-evaluation.shtml>
- 36 Pipeline d'Enbridge : les inquiétudes persistent. Radio-Canada, 29 août 2013 - <http://www.radio-canada.ca/nouvelles/Economie/2013/08/29/013-enbridge-pipeline-inquietudes-maires-direction-sante-publique.shtml>
- 37 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>
- 38 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/>
- 39 <http://www.epa.gov/enbridgespill/>
- 40 Canoe, février 2013- <http://argent.canoe.ca/nouvelles/affaires/ petroliere-enbridge-distribue-les-cadeaux-quebec-13022013>
- 41 Inside Climate News - <http://insideclimatenews.org/news/20130128/dilbit-6B-pipeline-kalamazoo-river-enbridge-oil-spill-michigan-keystone-xl-epa>
- 42 <http://www.freep.com/article/20130304/NEWS05/303040038/Enbridge-declines-to-pay-for-new-studies-on-oil-spill-damage>

- 43 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>
- 44 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-america-sanction-civile-amende.shtml>
- 45 Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration, July 2012 - <http://www.phmsa.dot.gov/staticfiles/PHMSA/DownloadableFiles/Files/Press%20Release%20Files/phmsa1512.pdf>
- 46 Watershed Sentinel, Enbridge Spills in Mar-Apr-2012-Vol22-No2 - <http://www.watershedsentinel.ca/content/enbridge-spills>
- 47 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.
- 48 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>
- 49 “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>
- 50 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>
- 51 Une fuite de pétrole menace l'eau potable de 90 000 Albertains. Le Presse, 12 juin 2013. <http://www.lapresse.ca/environnement/201206/12/01-4534255-une-fuite-de-petrole-menace-leau-potable-de-90-000-albertains.php>
- 52 Idem
- 53 Les déversements sous les projecteurs. La Presse, 14 juin 2013. http://plus.lapresse.ca/screens/47b7-90a0-51b9e3ef-9985-19c4ac1c6068|_0.html et Open Data: Alberta oil spills 1975-2013. Global NEWS, 7 juin 2013 - <http://globalnews.ca/news/622513/open-data-alberta-oil-spills-1975-2013/>
- 54 Idem
- 55 Sommaire statistique des événements de pipeline 2011- Bureau de la Sécurité des Transports du Canada, 2011. <http://www.tsb.gc.ca/FRA/stats/pipeline/2011/ss11.asp#sec02>
- 56 Sommaire statistique des événements de pipeline 2011- Bureau de la Sécurité des Transports du Canada, 2011. <http://www.tsb.gc.ca/FRA/stats/pipeline/2011/ss11.asp#sec02>
- 57 SRC - Blogue de Gérald Fillion, 19 août 2013 - <http://blogues.radio-canada.ca/geraldfillion>
- 58 Pipelines Spill Three Times as Much Oil as Trains, IEA Says. Blommborg, may 2013 - <http://www.bloomberg.com/news/2013-05-14/pipelines-spill-three-times-as-much-oil-as-trains-iea-says.html>
- 59 L'explosion d'un oléoduc au Mexique a fait 28 morts, L'Express. Fr - 20/12/2010 - http://www.lexpress.fr/actualite/monde/amerique/l-explosion-d-un-oleoduc-au-mexique-a-fait-28-morts_946646.html#pO73OKKMFx1oqypE.99
- 60 L'explosion d'un oléoduc au Mexique fait 7 blessés, La Presse, Juillet 2013 - <http://www.lapresse.ca/international/amerique-latine/201307/21/01-4672837-lexplosion-dun-oleoduc-au-mexique-fait-7-blesses.php>
- 61 Bureau de la sécurité des transports du Canada, Sommaire statistiques des événements 2011 - http://www.tsb.gc.ca/FRA/stats/pipeline/2011/ss11.asp#annexe_a
- 62 Le secteur des sables bitumineux gagnera-t-il du terrain en 2013 ? Dix obstacles à l'exploitation des sables bitumineux se transforment en occasions. Rapport Deloitte 11-06-12. http://www.deloitte.com/assets/Dcom-Canada/Local%20Assets/Documents/EandR/OilandGas/ca_fr_energy_oil_sands_2013_110612.pdf
- 63 Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP), juin 2013 – Crude Oil Forecast, Markets & transportation - <http://www.capp.ca/getdoc.aspx?DocId=227308>
- 64 Le pétrole transporté par train a augmenté de 28 000% depuis cinq ans. Les Affaires, 8 juillet 2013 - <http://www.lesaffaires.com/bourse/nouvelles-economiques/le-petrole-transporte-par-train-a-augmente-de-28-000-depuis-cinq-ans/559442#.UjIjO7yz0ds>
- 65 Trains ou pipelines ? Les deux, malheureusement. Nature Québec, dans L'Express 9 juillet 2013. <http://www.journalexpress.ca/Opinion/2013-07-09/article-3308418/Trains-ou-pipelines-%3F-Les-deux,-malheureusement.../1>

- 66 Nouvelles normes pour atténuer la corrosion des pipelines. Ressources naturelles Canada, octobre 2012. <http://www.rncan.gc.ca/science/article/6609>
- 67 Gros plan sur la sécurité et l'environnement - Analyse comparative du rendement des pipelines - 2000-2009, Office national de l'énergie (2011) http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rsftyndthnvrnmnt/sfty/sftyprfrmncndctr/fcsnsfty/2011/fcsnsfty2000_2009-fra.html#f3_3
- 68 1 mile – 1.6 km
- 69 Le dillbit est un mélange de condensat et de bitume récupéré *in situ* principalement utilisé dans les raffineries de brut lourd – ONE 2013, <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/archives/rpblctn/spchsndprsnntn/2005/cndnl/cndnl-fra.html>
- 70 Cornell University Global Labor Institute, The Impact of Tar Sands Pipeline Spills on Employment and the Economy, March 2012, http://www.ilr.cornell.edu/globalaborinstitute/research/upload/GLI_Impact-of-Tar-Sands-Pipeline-Spills.pdf |
- 71 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>
- 72 Idem
- 73 À contre courant, NDRC juin 2012 - http://www.equiterre.org/sites/fichiers/a_contre_courant-rapport_trailbreaker.pdf
- 74 À contre courant, NDRC juin 2012 - http://www.equiterre.org/sites/fichiers/a_contre_courant-rapport_trailbreaker.pdf
- 75 À contre-courant : l'Est du Canada et la Nouvelle-Angleterre dans la mire de l'industrie des sables bitumineux – Juin 2012 http://www.greenpeace.org/canada/Global/canada/report/2012/11/a_contre_courant-rapport_trailbreaker.pdf
- 76 [Richard B. Kuprewicz] Report on Pipeline Safety for Enbridge's Line 9B Application to NEB, August 5, 2013 - https://www.neb-one.gc.ca/ll-fre/livlink.exe/fetch/2000/72399/72487/74088/660700/750773/794638/794847/813450/A3J7T4_-_Attachment_B-_ACCUFACTS_PIPELINE_SAFETY_REPORT.2013.08.05?nodeid=813457&vernum=0&redirect=3
- 77 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
- 78 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
- 79 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
- 80 CCME, 2008 - STANDARDS PANCANADIENS RELATIFS AUX HYDROCARBURES PÉTROLIERS - http://www.ccme.ca/assets/pdf/phc_standard_1.0_f.pdf
- 81 Transport Canada 2012 - Index des numéros d'identification <http://wwwapps.tc.gc.ca/saf-sec-sur/3/erg-gmu/gmu/indexid.aspx/page5>
- 82 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>
- 83 Acute Health Effects of the Enbridge Oil Spill, Division of Environmental Health Michigan Department of Community Health, November 2010 http://www.michigan.gov/documents/mdch/enbridge_oil_spill_epi_report_with_cover_11_22_10_339101_7.pdf
- 84 Idem
- 85 Arkansas Oil Spill Health Complaints Emerge In Mayflower, Huffingtonpost, avril 2013 http://www.huffingtonpost.com/2013/04/10/arkansas-oil-spill-health-_n_3045610.html
- 86 Latest Data from Mayflower Oil Spill, Arkansas Department of Environmental Quality http://www.adeq.state.ar.us/hazwaste/mayflower_oil_spill_2013/ - consulté le 3/06/13
- 87 Independent Air Test at Mayflower Oil Spill Reveal 30 Toxic Chemicals at High Levels, 4/26/13 - <http://www.gcmonitor.org/article.php?id=1672>
- 88 Idem
- 89 Hydrocarbures de roche-mère: État des lieux, Rapport IFPEN 62 729 - 22 janvier 2013 - <http://bit.ly/17JGjQo>

- 90 Pêches et Océans Canada - <http://www.dfo-mpo.gc.ca/science/publications/article/2012/01-25-12-fra.html> consulté 15/03/13
- 91 Hydrocarbures de roche-mère: État des lieux, Rapport IFPEN 62 729 - 22 janvier 2013 - <http://bit.ly/17JGjQo>
- 92 Glossaire – Connaissance des énergies, consulté janvier 2013. <http://www.connaissancedesenergies.org/quelle-est-la-difference-entre-petrole-conventionnel-et-petrole-non-conventionnel>
- 93 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.
- 94 Formation du pétrole – Connaissance Énergie <http://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/formation-du-petrole> consulté 2013-05-06
- 95 Centre Info-Énergie - <http://www.centreinfo-energie.com/generator2.asp?xml=/silos/ong/oilsands/oilsandsAndHeavyOilOverview01XML.asp&template=1,1,1> consulté 15/03/13
- 96 Ressources Naturelles Canada - Économie du raffinage. <http://www.rncan.gc.ca/energie/sources/marche-produits-petroliers/1317>
- 97 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/parl/XC49-1-411-02-fra.pdf
- 98 U.S. Energy Information Administration, 2012. <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=7110>
- 99 U.S. Energy Information Administration, 2012. <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=8130#>
- 100 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-metaux/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>
- 101 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>
- 102 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>
- 103 Conditions de corrosion dans le parcours du bitume, du puits à la route, Ressources naturelles Canada. Octobre 2012 <http://www.rncan.gc.ca/mineraux-metaux/technologie-materiaux/4543>
- 104 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>
- 105 Offshore-technology, Hibernia Canada, <http://www.offshore-technology.com/projects/hibernia/> consulté 03/06/13
- 106 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
- 107 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
- 108 Conditions de corrosion dans le parcours du bitume, du puits à la route, Ressources naturelles Canada. Octobre 2012 <http://www.rncan.gc.ca/mineraux-metaux/technologie-materiaux/4543>
- 109 Les sables bitumineux du Canada : Défis et perspectives jusqu'en 2015. ONÉ 2004 - <https://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfntn/nrgyrprt/lsnd/pprntnsndchllngs20152004/pprntnsndchllngs20152004-fra.pdf>
- 110 ONE - Le pétrole canadien <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/archives/rpblctn/spchsndprsnntn/2005/cndnl/cndnl-fra.html> consulté 03/06/2013
- 111 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>

- 112 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
- 113 Bitume – Encyclopédie Canadienne, consulté janvier 2013. <http://www.thecanadianencyclopedia.com/articles/fr/bitume>
- 114 Note : La teneur en carbone réfère à la composition chimique (nombre d'atome de carbone), alors que l'intensité carbonique réfère au calcul des émissions carboniques sur l'ensemble du cycle de vie.
- 115 UNFCCC - manuel du secteur de l'énergie - COMBUSTION DE L'ENERGIE <http://bit.ly/13hGr62> Consulté 03/06/13
- 116 Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux, 2001 http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/french/gpgaum_fr.html
- 117 Low Carbon Fuel Standard Program - California Environmental Protection Agency, août 2013 - <http://www.arb.ca.gov/fuels/lcfs/lcfs.htm>
- 118 Document de consultation – Politique québécoise de mobilité durable. Gouvernement du Québec, 2013. https://www.mtq.gouv.qc.ca/portal/page/portal/Librairie/Publications/fr/transport_collectif/PQMD/Document%20de%20consultation%20-%20PQMD.pdf
- 119 The Fuel Quality Directive is a piece of EU legislation to reduce emissions from the transport sector. It aims to put an emissions intensity label on all sources of fuel, including tar sands. <http://www.pembina.org/pub/2315>
- 120 U.S. Energy Information Administration, 2012 - <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=7110>
- 121 Statistiques Canada, 2013 - <http://www.statcan.gc.ca/pub/62-001-x/2012010/aftertoc-aprestdm1-fra.htm>
- 122 Rapport de Gestion, Suncor – Février 2013 | http://www.suncor.com/pdf/Suncor_MDA_2012_fr.pdf
- 123 U.S. Energy Information Administration, 2012. <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=8130#>
- 124 Suncor Énergie – Mars 2013 http://www.bitumequebec.ca/assets/application/events/files/61807a2821e26fd_file.pdf/
- 125 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>
- 126 Voir – Tableau synthèse des caractéristiques des bruts
- 127 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>
- 128 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>
- 129 Environnement et pétrochimie, Ville de Montréal – 2013. http://ville.montreal.qc.ca/portal/page?_pageid=7237,74837769&_dad=portal&_schema=PORTAL
- 130 Environnement Canada, 2013 <http://www.ec.gc.ca/energie-energy/default.asp?lang=Fr&n=1467336C-1>
- 131 Raffineries de pétrole et de gaz - Document de référence sur les meilleures techniques disponibles. Commission Européenne, Février 2003 - http://www.ineris.fr/ipcc/sites/default/files/files/ref_bref_0203_VF_1.pdf
- 132 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
- 133 Étude comparative de la performance des raffineries en matière d'émissions, CCME 2003 http://www.ccme.ca/assets/pdf/levelton_bnchmrk_rept_sum_fr.pdf
- 134 Environnement Canada, 2013 – Oxydes d'azote <http://www.ec.gc.ca/air/default.asp?lang=Fr&n=489FEE7D-1>, et Service de l'environnement de la Ville de Montréal http://ville.montreal.qc.ca/portal/page?_pageid=7237,74840795&_dad=portal&_schema=PORTAL
- 135 Étude comparative de la performance des raffineries en matière d'émissions, CCME 2003 http://www.ccme.ca/assets/pdf/levelton_bnchmrk_rept_sum_fr.pdf
- 136 Environnement Canada, 2013 <http://www.ec.gc.ca/air/default.asp?lang=Fr&n=139689AB-1>, et Service de l'environnement de la Ville de Montréal http://ville.montreal.qc.ca/portal/page?_pageid=7237,74839591&_dad=portal&_schema=PORTAL

- 137 Étude comparative de la performance des raffineries en matière d'émissions, CCME 2003 http://www.ccme.ca/assets/pdf/levelton_bnchmrk_rept_sum_fr.pdf
- 138 Environnement Canada, 2013 <http://www.ec.gc.ca/air/default.asp?lang=Fr&n=139689AB-1>, Santé et services sociaux, gouvernement du Québec, 2013 http://www.msss.gouv.qc.ca/sujets/santepub/environnement/index.php?monoxyde_de_carbone et Service de l'environnement de la Ville de Montréal http://ville.montreal.qc.ca/portal/page?_pageid=7237,74839591&_dad=portal&_schema=PORTAL
- 139 Étude comparative de la performance des raffineries en matière d'émissions, CCME 2003 http://www.ccme.ca/assets/pdf/levelton_bnchmrk_rept_sum_fr.pdf
- 140 Décret d'inscription de substances toxiques à l'annexe 1 de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement (1999) <http://www.gazette.gc.ca/archives/p2/2003/2003-07-02/html/sor-dors229-fra.html>
- 141 Carbon Intensity of Crude Oil in Europe - 2010, International Council on Clean transportation and Energy-redefined LLC. <http://www.theicct.org/carbon-intensity-crude-oil-europe>
- 142 Combustion Emissions from Refining Lower Quality Oil: What Is the Global Warming Potential? <http://pubs.acs.org/doi/full/10.1021/es1019965#>
- 143 National Energy Technology Laboratory, Development of Baseline Data and Analysis of Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Petroleum- Based Fuels, DOE/NETL-2009/1346 (novembre 2008), 12, table 2-4.
- 144 Lee, Peter et Ryan Cheng, Bitumen and Biocarbon: Land Use Conversions and Loss of Biological Carbon Due to Bitumen Operations in the Boreal Forests of Alberta, Canada, Alberta, Canada, Global Forest Watch Canada, 2009.
- 145 Environnement Canada - Tendances en matière d'émissions au Canada, 2012 <http://www.ec.gc.ca/Publications/default.asp?lang=Fr&n=3CD345DC-1#Toc330995784>
- 146 Énergie Canadienne Responsable - Rapport d'étape sommaire 2012. ACPP. <http://rce.capp.ca/rce/wp-content/uploads/2012/11/Énergie-canadienne-responsable-Rapport-D-Étape-Sommaire-2012.pdf> et Émissions Atmosphériques des sables bitumineux, ACPP <http://www.capp.ca/GetDoc.aspx?DocId=217790&DT=NTV>
- 147 Canadian Oil Sands: Life-Cycle Assessments of Greenhouse Gas Emissions. US CONGRESSIONAL RESEARCH SERVICE, mars 2013 <http://www.fas.org/sgp/crs/misc/R42537.pdf> | Carbon Intensity of Crude Oil in Europe - 2010, International Council on Clean transportation and Energy-redefined LLC. <http://www.theicct.org/carbon-intensity-crude-oil-europe> | Combustion Emissions from Refining Lower Quality Oil: What Is the Global Warming Potential? <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, DOE/NETL-2009/1346 (novembre 2008), 12, table 2-4.
- 148 Canadian Oil Sands: Life-Cycle Assessments of Greenhouse Gas Emissions. US CONGRESSIONAL RESEARCH SERVICE, mars 2013 <http://www.fas.org/sgp/crs/misc/R42537.pdf>
- 149 US CONGRESSIONAL RESEARCH SERVICE, dans « Climate science: A line in the sands », Nature, Août 2013 <http://www.nature.com/news/climate-science-a-line-in-the-sands-1.13515>
- 150 Association canadienne des producteurs pétroliers, 2012 - <http://rce.capp.ca/rce/wp-content/uploads/2012/11/Énergie-canadienne-responsable-Rapport-D-Étape-Sommaire-2012.pdf>
- 151 Canadian Oil Sands: Life-Cycle Assessments of Greenhouse Gas Emissions. US CONGRESSIONAL RESEARCH SERVICE, mars 2013 <http://www.fas.org/sgp/crs/misc/R42537.pdf>
- 152 Canadian Oil Sands: Life-Cycle Assessments of Greenhouse Gas Emissions. US CONGRESSIONAL RESEARCH SERVICE, mars 2013 <http://www.fas.org/sgp/crs/misc/R42537.pdf>
- 153 Climate science: A line in the sands», Nature, Août 2013 - <http://www.nature.com/news/climate-science-a-line-in-the-sands-1.13515>
- 154 Canadian Oil Sands: Life-Cycle Assessments of Greenhouse Gas Emissions. US CONGRESSIONAL RESEARCH SERVICE, mars 2013 <http://www.fas.org/sgp/crs/misc/R42537.pdf>
- 155 Greg Karras, "Refinery GHG emissions from dirty crude," Communities for a Better Environment, April 20, 2009, p. 9.
- 156 Analyse d'investissement du DD, « Combustible traditionnel propre — Pétrole et gaz naturel », Novembre 2006. <http://www.sdtc.ca/uploads/documents/fr/CleanConventionalFuel-OilandGas.pdf>
- 157 Dan Woynillowicz et al. Oil Sands Fever – The Environmental Implications of Canada's Oil Sands Rush. Pembina Institute. Novembre 2005.
- 158 Association canadienne de pipelines d'énergie - <http://www.cepa.com/fr/5-autres-faits-a-connaître-sur-le-bitume-dilue>
- 159 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>

- 160 Idem
- 161 Communiqué de l'Association canadienne des producteurs pétroliers, décembre 2012. <http://www.capp.ca/aboutUs/mediaCentre/NewsReleases/Pages/2012RCEProgressReportFR.aspx>
- 162 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>
- 163 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
- 164 Idem
- 165 Base de données sur les GES des installations canadiennes. Environnement Canada. Inventaire 2010. <http://bit.ly/ZxndMj>
- 166 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/rnrgynfntn/nrgyrprt/nrgyfr/2011/fctsh1134crdl-fra.html>
- 167 Institut Pembina, juin 2012 - Forecasting the impacts of oilsands expansion <http://www.pembina.org/pub/2455>
- 168 <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfntn/nrgyrprt/nrgyfr/2011/fctsh1134crdl-fra.html>
- 169 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>
- 170 Tendances en matière d'émissions au Canada. Environnement Canada, 2012. <http://www.ec.gc.ca/Publications/default.asp?lang=Fr&n=3CD345DC-1#Toc330995784>
- 171 Maine pipeline eyes plan to ship Canada oil sands crude, May 2013 - <http://www.reuters.com/article/2013/05/22/oilsands-maine-idUSL2N0E317720130522>
- 172 Une allocution de John Quinn -directeur général, Intégration et planification, raffinage et marketing, Suncor- au Comité permanent des ressources naturelles du Canada, février 2012 <http://www.parl.gc.ca/HousePublications/Publication.aspx?DocId=5355101&Mode=1&Parl=41&Ses=1&Language=F>
- 173 Suncor, 2013 - <http://www.suncor.com/fr/about/232.aspx>
- 174 Suncor - Nouvelles des activités de la raffinerie de Montréal, juin 2012. http://www.suncor.com/pdf/IYC_MTL_June_2012.pdf
- 175 Le raffinage du pétrole des sables bitumineux au Québec? Les Affaires, Oct. 2012 - <http://argent.canoe.ca/nouvelles/affaires/raffinage-petrole-sable-bitumineux-22102012>
- 176 SUNCOR ÉNERGIE INC. NOTICE ANNUELLE 2012 - http://www.suncor.com/pdf/Suncor_AIF_2012_fr.pdf
- 177 Suncor - Rapport annuel de 2012 http://www.suncor.com/pdf/Suncor_MDA_2012_fr.pdf (p.62)
- 178 Site d'Ultramar - <http://www.ultramar.ca/fr/notre-entreprise/raffinerie/> consulté le 2013-05-05
- 179 Site d'Ultramar - <http://www.ultramar.ca/fr/notre-entreprise/raffinerie/> - Consulté 2009-05-06
- 180 Projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9 – Réponse d'Enbridge à la DR no 1 de l'ONÉ OH-002-2013 – Dossier OF-Fac-Oil-E101-2012-10-02. P.11
- 181 Ultramar veut du pétrole brut canadien, novembre 2012. http://m.icilevis.com/1079/Affaires_-_Economie.journaldelevis?idarticle=7228
- 182 Tempest in a pipeline project, The Gazette 02/2013. <http://www.montrealgazette.com/news/Tempest+pipeline+project/7992810/story.html#ixzz2LfC7MF56>
- 183 Ultramar : inauguration du pipeline reliant Lévis à Montréal. SRC, novembre 2012. <http://www.radio-canada.ca/regions/Quebec/2012/11/22/010-ultramar-pipeline-investissement.shtml>
- 184 Le raffinage du pétrole des sables bitumineux au Québec? Les Affaires, Oct. 2012 - <http://argent.canoe.ca/nouvelles/affaires/raffinage-petrole-sable-bitumineux-22102012>
- 185 Ultramar - LA RAFFINERIE JEAN-GAULIN DE LÉVIS - <http://www.ultramar.ca/fr/notre-entreprise/raffinerie/>
- 186 Ultramar - LA RAFFINERIE JEAN-GAULIN DE LÉVIS - <http://www.ultramar.ca/fr/notre-entreprise/raffinerie/>
- 187 Le pipeline Saint-Laurent d'Ultramar est une conduite souterraine de 40 cm de diamètre qui va de la raffinerie Jean-Gaulin, jusqu'au terminal pétrolier de Montréal-Est. D'une longueur de 240 km, il traverse 32 municipalités.
- 188 Qualité de l'air : Montréal au deuxième rang des villes canadiennes les plus polluées, SRC, sept. 2011 <http://www.radio-canada.ca/regions/Montreal/2011/09/27/002-qualite-air-montreal.shtml>

- 189 AQLPA, Communiqué 10 février 2011 (<http://www.aqlpa.com/gaz-de-schiste-et-pollution-atmosphérique-des-mesures-simposent-des-maintenant.html>) et Fiche Technique : Gaz de schiste et pollution atmosphérique, février 2011. http://www.aqlpa.com/catalogue-de-documents/doc_download/58-fiche-technique-gaz-de-schiste-et-pollution-atmosphérique.html
- 190 Réseau de surveillance de la qualité de l'air (2011), Bilan environnemental – Qualité de l'air à Montréal – 2010, p.8 http://ville.montreal.qc.ca/pls/portal/docs/PAGE/ENVIRO_FR/MEDIA/DOCUMENTS/BILAN_RSQA_%202010_FR.PDF
- 191 Système complet de gestion de l'air - Proposition d'un cadre pour l'amélioration de la gestion de la qualité de l'air, 2010. CCME - http://www.ccme.ca/assets/pdf/cams_proposed_framework_f.pdf
- 192 Le gouvernement Harper concrétise des engagements en matière de qualité de l'air pour le bien de la population canadienne. Environnement Canada, mai 2013 - <http://www.newswire.ca/fr/story/1171719/le-gouvernement-harper-concretise-des-engagements-en-matiere-de-qualite-de-l-air-pour-le-bien-de-la-population-canadienne>
- 193 Association médicale canadienne, No Breathing Room. National Illness Costs of Air Pollution. Août 2008.
- 194 Association médicale 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
- 195 Renseignements de 2010 sur l'installation et les substances pour Raffinerie de Montréal - Suncor Energy Inc. Environnement Canada. http://www.ec.gc.ca/pdb/websol/querysite/facility_substance_summary_f.cfm?opt_npri_id=0000003897&opt_report_year=2010
- 196 Renseignements de 2010 sur l'installation et les substances pour Raffinerie Jean-Gaulin - Ultramar limitée. Environnement Canada. http://www.ec.gc.ca/pdb/websol/querysite/facility_substance_summary_f.cfm?opt_npri_id=0000003928&opt_report_year=2010
- 197 Renseignements de 2010 sur l'installation et les substances pour terminal de Saint-Romuald - Ultramar Ltée http://www.ec.gc.ca/pdb/websol/querysite/facility_substance_summary_f.cfm?opt_npri_id=0000006162&opt_report_year=2010
- 198 Idem
- 199 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/websol/querysite/facility_substance_summary_f.cfm?opt_npri_id=0000003897&opt_report_year=2011
- 200 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/websol/querysite/facility_substance_summary_f.cfm?opt_npri_id=0000003928&opt_report_year=2011
- 201 Renseignements de 2011 sur l'installation et les substances pour terminal de Saint-Romuald - Ultramar Ltée http://www.ec.gc.ca/pdb/websol/querysite/facility_substance_summary_f.cfm?opt_npri_id=0000006162&opt_report_year=2011
- 202 Renseignements de 2011 sur l'installation et les substances pour terminal de Saint-Romuald - Ultramar Ltée http://www.ec.gc.ca/pdb/websol/querysite/facility_substance_summary_f.cfm?opt_npri_id=0000006162&opt_report_year=2011
- 203 Base de données sur les GES des installations canadiennes. Environnement Canada. Inventaire 2010. <http://bit.ly/ZxndMj>
- 204 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
- 205 Idem
- 206 Idem
- 207 Ville de Montréal – Portail Environnement http://ville.montreal.qc.ca/portal/page?_pageid=7237,74840752&_dad=portal&_schema=PORTAL
- 208 Ville de Montréal – Portail Environnement / Pétrochimie http://ville.montreal.qc.ca/portal/page?_pageid=7237,74837769&_dad=portal&_schema=PORTAL
- 209 Base de données sur les GES des installations canadiennes. Environnement Canada. Inventaire 2010. <http://bit.ly/ZxndMj>
- 210 Valeurs PRG du second rapport d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) de 1995. Le protoxyde d'azote est le troisième plus important gaz à effet de serre réglementé par le Protocole de Kyoto à contribuer au réchauffement de la planète après le dioxyde de carbone (CO₂) et le méthane (CH₄).

- 211 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>
- 212 Idem
- 213 Canadian Oil Sands: Life-Cycle Assessments of Greenhouse Gas Emissions. US CONGRESSIONAL RESEARCH SERVICE, mars 2013 <http://www.fas.org/sgp/crs/misc/R42537.pdf>
- 214 Le soufre retiré du pétrole pour produire un carburant automobile plus propre parce que « à plus faible teneur en soufre », sera alors réémis par l'utilisateur de coke de pétrole (centrales au charbon, alumineries, cimenteries) si ce dernier ne possède pas les installations pour « capter » le soufre.
- 215 Petroleum Coke: The Coal Hiding in the Tar Sands, Oil change international, janvier 2013 <http://priceofoil.org/2013/01/17/petroleum-coke-the-coal-hiding-in-the-tar-sands/>
- 216 GENIVAR, 2009. Rapport final - Projection des coûts évités et des prix de détail des principaux carburants et combustibles au Québec. Rapport de GENIVAR à l'Agence de l'efficacité énergétique du Québec. 89 p. et annexes | http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3671-08/Suivi_D-2009-018_D_2009-046_AEE_3671-08/B-126_AEE_Rapport_3671_11mai09.pdf
- 217 Suncor 2012 - <http://fsp.suncor.com/2012/05/du-bitume-oui-mais-bien-plus-encore.html>
- 218 GENIVAR, 2009. Projection des coûts évités et des prix de détail des principaux carburants et combustibles au Québec. Agence de l'efficacité énergétique du Québec. 89 p. et annexes | http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3671-08/Suivi_D-2009-018_D_2009-046_AEE_3671-08/B-126_AEE_Rapport_3671_11mai09.pdf
- 219 Ressources Naturelles Canada, 2009 - Analyse comparative de la consommation d'énergie dans l'industrie canadienne du ciment - <http://oe.e.rncan.gc.ca/publications/industriel/12297>
- 220 Petroleum coke : The Coal Hiding In The Tars Sands. Oil Change International Washington DC, USA. January 2013 <http://priceofoil.org/wp-content/uploads/2013/01/OCI.Petcoke.FINALSCREEN.pdf>
- 221 KISH P & I LOSS PREVENTION CIRCULAR KPI-LP-59-2012 - Pollution Prevention matters & Petroleum Coke Cargoes
- 222 Tendances en matière d'émissions au Canada - Environnement Canada 2011 <http://www.ec.gc.ca/doc/publications/cc/COM1374/ec-com1374-fr-annx1.htm#note-de-fin20>
- 223 Statistiques Canada, 2013 - http://publications.gc.ca/collections/collection_2013/statcan/45-004-x/45-004-x2012010-fra.pdf
- 224 Inventaire québécois des GES en 2010 et leur évolution depuis 1990.
- 225 Statistique Canada 2012 - Alberta 2008, 2009 http://publications.gc.ca/collections/collection_2013/statcan/45-004-x/45-004-x2012010-fra.pdf et 2010 <http://www.statcan.gc.ca/pub/45-004-x/2011002/t118-fra.htm> | Ontario 2008, 2009 <http://www.statcan.gc.ca/pub/45-004-x/2009012/t115-fra.htm> et 2010 <http://www.statcan.gc.ca/pub/45-004-x/2009012/t115-fra.htm> | Québec 2008, 2009 <http://www.statcan.gc.ca/pub/45-004-x/2009012/t114-fra.htm>
- 226 Statistiques Canada, 2013 - http://publications.gc.ca/collections/collection_2013/statcan/45-004-x/45-004-x2012010-fra.pdf
- 227 Le commerce international du Canada: Point sur le commerce et l'investissement - 2011, Gouvernement du Canada - http://www.international.gc.ca/economist-economiste/performance/state-point/state_2011_point/2011_5.aspx?lang=fra#foot5
- 228 Port-Daniel-Gascons - Un projet de cimenterie d'un milliard échappe au BAPE <http://www.ledevoir.com/environnement/actualites-sur-l-environnement/386525/un-projet-de-cimenterie-d-un-milliard-echappe-au-bape>
- 229 Étude sur l'utilisation du coke de pétrole dans les secteurs canadiens du ciment et de l'électricité : http://www.merx.com/French/SUPPLIER_Menu.Asp?WCE=Show&TAB=1&PORTAL=MERX&State=7&id=257896&src=osr&FED_ONLY=0&ACTION=&rowcount=&lastpage=&MoreResults=&PUBSORT=2&CLOSESORT=0&IS_SME=Y&hcode=JUSVro4H8DeP7rE8xjLMYw%3D%3D
- 230 Projet de 1,5 milliard à Montréal-Est - L'usine de cokéfaction ne se fera pas sans l'inversion du pipeline Montréal-Sarnia, Le Devoir, février 2011. <http://www.ledevoir.com/economie/actualites-economiques/315966/projet-de-1-5-milliard-a-montreal-est-l-usine-de-cokefaction-ne-se-fera-pas-sans-l-inversion-du-pipeline-montreal-sarnia>
- 231 U.S. environmental group joins Windsorites in petcoke fight. The Windsor Star, mars 2012. <http://blogs.windsorstar.com/2013/03/12/u-s-environmental-group-joins-windsorites-in-fight-against-petroleum-coke-piles/>
- 232 Image tirée d'un clip filmé par un citoyen - <http://www.youtube.com/watch?v=35cIPgOLt3g>
- 233 Santé Canada, 1998, Objectifs nationaux de la qualité de l'air ambiant quant aux matières particulaires: rapport d'évaluation scientifique, 28 p. http://www.hc-sc.gc.ca/ewh-semt/pubs/air/naaqo-onqaa/particulate_matter_materes_particulaires/summary-sommaire/index-fra.php

- 234 U.S. Environmental Protection Agency, 1998, Human Health Risk Assessment Protocol for Hazardous Waste combustion Facilities, PeerReview Draft. EA530-D-98-001, Solid Waste and Emergency Response. | Dans le port de Los Angeles où il y avait d'importants monticules non protégés, des études ont démontré, entre autres, un lien entre les poussières provenant de ces monticules et le taux d'incidence des problèmes respiratoires et cardiaques de la population avoisinante - Bailey, D., Plenys, T., Solomon, G.M., Campbell, T.R., Ruderman Feuer, G., Masters, J., Tonkonogy, B., 2004, HARBORING POLLUTION, The Dirty Truth about U.S. Ports, Natural Resources Defense Council, 72 p.
- 235 Lewtas, J., 2007, Air pollution combustion emissions: Characterization of causative agents and mechanisms associated with cancer, reproductive, and cardiovascular effects, Mutation Research, 63, 6 95–133.
- 236 Fiche Signalétique – Valero http://www.chekka.info/pollutioninchekkanews_files/PetroleumCokesideeffect.pdf
- 237 Fiche Signalétique – Valero http://www.chekka.info/pollutioninchekkanews_files/PetroleumCokesideeffect.pdf
- 238 Environnement Canada 2012 - <http://www.ec.gc.ca/inre-nwri/default.asp?lang=Fr&n=D974A85E-1>
- 239 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>
- 240 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
- 241 La fièvre des sables bitumineux – Institut Pembina, novembre 2008. <http://www.pembina.org/pub/1730>
- 242 Plan de surveillance intégré pour les sables bitumineux - Composante liée à la qualité de l'air. Environnement Canada 2011. (p.11) http://www.ec.gc.ca/pollution/EACB8951-1ED0-4CBB-A6C9-84EE3467B211/Air%20Monitoring%20Plan_low_FR.pdf
- 243 WWF-Canada, Tailings: A Lasting Oil Sands Legacy, 2010. http://awsassets.wwf.ca/downloads/wwf_tailings_report_october_2010_final.pdf | Dans : Résolution sur les investissements de Total dans les sables bitumineux – Briefing aux actionnaires http://www.phitrustactiveinvestors.com/data//file/petit_d_jeuner_gouvernance/investsors_briefing_FR_11_01_2011.pdf
- 244 Environmental Defence Canada. 11 Million Litres a Day: The Oil Sands Leaking Legacy, décembre 2008. <http://environmentaldefence.ca/reports/11-million-litres-day-tar-sands-leaking-legacy>
- 245 Oil sands development contributes toxic concentrations of elements to the Athabasca River and its tributaries», Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America, juillet 2010. <http://www.pnas.org/content/early/2010/08/24/1008754107>
- 246 The Scientific Evidence, 2009. <http://www.scribd.com/doc/21568333/Does-the-Alberta-Tar-Sands-Industry-Pollute-The-Scientific-Evidence>
- 247 Les sables bitumineux du Canada: Perspectives et défis jusqu'en 2015. ONÉ. <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rnrngynfntn/nrgyrprt/lsnd/pprntnsndchllngs20152004/qapptrntnsndchllngs20152004-fra.html>
- 248 Moins d'eau, de NO_x et de SO₂ et stagnation des GES en 2011 malgré une augmentation de la production. CAPP, décembre 2012. <http://www.capp.ca/aboutUs/mediaCentre/NewsReleases/Pages/2012RCEProgressReportFR.aspx>
- 249 Accord Canada – États-Unis sur la qualité de l'air, rapport d'étape 2012 <http://www.ec.gc.ca/Publications/default.asp?lang=Fr&xml=D9D6380B-4834-41C4-9D36-B6E3348F1A39>
- 250 Pour tous les détails, consultez l'Annexe 1, Environnement Canada <http://www.ijc.org/rel/agree/fair.html#ann1>
- 251 La plus grande partie des réductions canadiennes de SO₂ (1990-2010) peut être attribuée aux réductions réalisées par les quatre provinces de l'Est (Nouveau-Brunswick, Nouvelle-Écosse, Québec et Ontario), ainsi qu'à la fermeture d'installations. Pendant la période 1990-2010, on a notamment constaté une réduction de 74% pour le secteur de la fonte et de l'affinage des métaux non ferreux, et une réduction de 52% reliée aux combustibles fossiles utilisés par les centrales de production d'électricité.
- 252 Accord sur la qualité de l'air - Rapport d'étape 2012 – Canada/États-Unis (P. 2, 64 et 65) <http://www.ec.gc.ca/Publications/D9D6380B-4834-41C4-9D36-B6E3348F1A39%5CAccordCanadaEtatsUnisSurLaQualiteDeLairRapportDetape2012.pdf>
- 253 Voir annexe 5 du présent document et Accord sur la qualité de l'air - Rapport d'étape 2012 – Canada/États-Unis (P. 2, 64 et 65) <http://www.ec.gc.ca/Publications/D9D6380B-4834-41C4-9D36-B6E3348F1A39%5CAccordCanadaEtatsUnisSurLaQualiteDeLairRapportDetape2012.pdf>
- 254 Plan stratégique à long terme pour la mise en œuvre de la *Stratégie* du Groupe de travail sur les pluies acides – CCME 1999 - http://www.ccme.ca/assets/pdf/artg_long_term_stratplan_f.pdf

- 255 Voir le site web du Conseil canadien des ministres de l'environnement - http://www.ccme.ca/ourwork/air.fr.html?category_id=31
- 256 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'était engagé 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.
- 257 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
- 258 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
- 259 http://www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg3/en/ch13-ens13-3-3-3.html#box-13-7
- 260 <http://www.iea.org/newsroomandevents/pressreleases/2013/june/name,38773,en.html>
- 261 <http://www.worldbank.org/en/news/press-release/2012/11/18/new-report-examines-risks-of-degree-hotter-world-by-end-of-century>
- 262 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>
- 263 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>
- 264 Avenir énergétique du Canada - Évolution de l'infrastructure et enjeux à l'horizon 2020 (2009) <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfmitn/nrgyprtr/nrgyfr/2009/nfrstrctrchnghllng2010/nfrstrctrchnghllng2010-fra.html>
- 265 Raffineries de pétrole et de gaz - Document de référence sur les meilleures techniques disponibles. Commission Européenne, Février 2003 - http://www.ineris.fr/ippc/sites/default/files/files/ref_bref_0203_VF_1.pdf
- 266 Coefficients d'émission le plus couramment utilisés pour la combustion de combustibles, d'après le rapport d'inventaire national du Canada (1990 - 2009). Environnement Canada, 2011 - <http://www.ec.gc.ca/ges-ghg/default.asp?lang=Fr&n=AC2B7641-1>
- 267 Coefficients d'émission le plus couramment utilisés pour la combustion de combustibles, d'après le rapport d'inventaire national du Canada (1990 - 2009). Environnement Canada, 2011 - <http://www.ec.gc.ca/ges-ghg/default.asp?lang=Fr&n=AC2B7641-1> | Et Environnement Canada, 2011 - <http://www.ec.gc.ca/doc/publications/cc/COM1374/ec-com1374-fr-annx1.htm>
- 268 Genivar 2009 - http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3671-08/Suivi_D-2009-018_D_2009-046_AEE_3671-08/B-126_AEE_Rapport_3671_11mai09.pdf
- 269 Inventaire des émissions atmosphériques de dioxyde de soufre au Québec en 2008 - <http://www.mddep.gouv.qc.ca/air/inventaire/rapport2008.pdf>
- 270 Kolozsvary, M., McPherson, B., 2005, Environmental Considerations Related to Firing Petroleum Coke in Lime Kilns, DTE Energy Services TAPPI Engineering, Pulping, & Environmental Conference.
- 271 Fan, X., 2010. The Fates of Vanadium and Sulfur Introduced with Petcoke to Lime Kilns, Master of Applied Science Graduate Department of Chemical Engineering and Applied Chemistry, University of Toronto.
- 272 Sauvé, S., Hendershot, W. et Allen. H.E., 2000, Solid-solution partitioning of metals in contaminated soils : dependence on pH, total metal burden and organic matter. Environ. Sci. Technol., 34, p.291-296
- 273 Fiche complète - Valero http://www.chekka.info/pollutioninchekkanews_files/PetroleumCokesideeffect.pdf
- 274 Fiche complète - Rio Tinto Alcan [http://www.msds.riotintoalcan.com/MSDS/fiches.nsf/FicheWebF/C76F257944A151A48525684900534721/\\$file/FS000172FRA0003020111023.pdf](http://www.msds.riotintoalcan.com/MSDS/fiches.nsf/FicheWebF/C76F257944A151A48525684900534721/$file/FS000172FRA0003020111023.pdf)
- 275 Institut canadien des produits pétroliers, document présenté au Comité, 31 janvier 2012.
- 276 Ressources naturelles Canada, document présenté au Comité, 31 janvier 2012.
- 277 Ressources naturelles Canada, document présenté au Comité, 24 février 2012.



**Association québécoise de lutte contre
la pollution atmosphérique**

484 Route 277,
Saint-Léon-de-Standon (Québec), G0R 4L0
418-642-1322
www.aqlpa.com



Greenpeace Canada

454 av. Laurier Est,
Montréal (Québec), H2J 1E7
514-933-0021
www.greenpeace.ca/fr