

Septembre 2013

Note socio-économique

Projet d'oléoduc de sables bitumineux « Ligne 9B » : le Québec à l'heure des choix

La production de pétrole issu des sables bitumineux de l'Alberta est un secteur économique en pleine expansion qui génère des impacts sociaux et environnementaux significatifs. Alors que l'industrie cherche à faire doubler sa production au cours de la prochaine décennie et à la faire tripler d'ici 2050, deux projets d'oléoducs sont envisagés en territoire québécois afin de contrer l'effet de goulot créé par la saturation des voies actuelles de transport de ce pétrole. L'un de ces projets est celui de la société canadienne Enbridge, qui a annoncé l'an dernier son intention d'inverser le flux de son oléoduc « Ligne 9B » entre North Westover, en Ontario, et Montréal-Est. Ce projet aurait pour conséquence d'acheminer vers le Québec 300 000 barils par jour de pétrole issu des sables bitumineux. Dans cette note socio-économique, l'IRIS évalue les impacts sociaux et environnementaux prévisibles de ce projet, de même que ses retombées économiques au Québec.

Le projet Ligne 9B d'Enbridge, maillon d'un vaste réseau nord-américain d'oléoducs

Du point de vue de l'industrie, les corporations engagées dans l'exploitation des sables bitumineux ont plusieurs défis à relever : marchés peu diversifiés, pénurie de main-d'œuvre qualifiée, coûts des projets en hausse, augmentation de la concurrence créée par le pétrole de schiste américain, etc. Cependant, en raison de l'opposition que rencontrent d'autres projets d'oléoducs,

EN BREF : LES IMPACTS DU PROJET D'OLÉODUC LIGNE 9B

300 000	Barils par jour de pétrole issu des sables bitumineux transiteront par le Québec
12 %	Augmentation de la production des sables bitumineux albertains
7,9	Mégatonnes de nouvelles émissions de gaz à effet de serre (GES) par année (l'équivalent de 2 centrales au charbon ou 1 650 000 voitures)
11 500	Hectares de forêt boréale coupés à blanc
100	Emplois à long terme (et 250 emplois à court terme) au Québec
6,3 M\$	Retombées fiscales des emplois créés au Québec

tels le Northern Gateway et le Keystone XL, l'enjeu prioritaire pour l'industrie pétrolière canadienne est aujourd'hui l'amélioration et la diversification de ses infrastructures de transport du pétrole¹. En effet, les projets annoncés d'expansion de la production des sables bitumineux, soit de faire doubler la production au cours de la prochaine décennie et de la faire tripler d'ici 2050, dépassent de loin les possibilités actuellement offertes par le réseau d'oléoducs et de transport ferroviaire². D'ailleurs, en ce qui concerne le transport par oléoduc, tous les observateurs y reconnaissent actuellement un effet de goulot d'étranglement (*bottleneck effect*). CIBC World Markets soutient que « même si vous réalisez chacun des oléoducs qui sont présentement sur la table, vous serez encore à court de capacité de transport ».

Afin de concrétiser ces projets, les grandes compagnies pétrolières comptent sur l'établissement d'un vaste réseau nord-américain d'oléoducs, dont la Ligne 9B est un des maillons. Cet oléoduc, qui est en fonction depuis déjà 37 ans³, transporte présentement du pétrole léger provenant de l'étranger et destiné principalement aux raffineries de l'Ontario. Selon le projet soumis par Enbridge, le flux de la Ligne 9B serait non seulement inversé vers l'Est, mais sa capacité passerait de 240 000 à 300 000 barils par jour grâce à l'ajout au pétrole d'un agent de réduction de frottement. Enbridge demande également à l'Office national de l'énergie l'autorisation de transporter du pétrole brut lourd dans l'oléoduc, présentement réservé au pétrole léger.

Si ce projet de renversement se réalise, environ 150 000 des 300 000 barils de pétrole que transporterait chaque jour la Ligne 9B seraient destinés aux raffineries québécoises Suncor (Montréal-Est) et Valero/Ultramar (Lévis). Le reste prendrait la route du port de Portland, au Maine, par un autre oléoduc que projette de construire la société Montreal Portland Pipe Line et serait finalement expédié par bateau, probablement jusqu'aux raffineries du sud des États-Unis⁴.

FIGURE 1 Projet d'oléoduc de sables bitumineux « Ligne 9B »



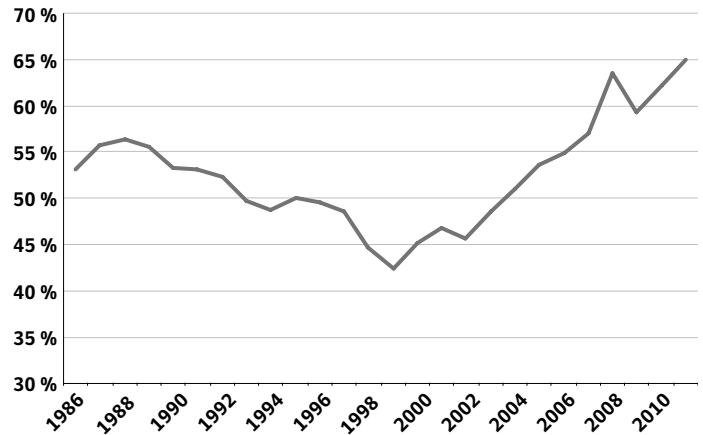
Sources : CAPP, *Crude Oil Forecast, Markets & Transportation*, 2013, p. 20 et Enbridge, *Projet d'inversion de la canalisation 9B (...)*, 2012, p. 1.

Un retour à la dépendance face aux exportations de matières premières

Historiquement, le Canada a joué un rôle de fournisseur de ressources naturelles (fourrure, poisson, bois, minerais, etc.) alors que d'autres pays développaient des empires industriels (France, Angleterre, États-Unis, etc.). Cette tendance s'est transformée dans les années 1960, alors que par une série de mesures, le gouvernement canadien a facilité l'implantation d'un secteur manufacturier diversifié, dont les industries automobiles et l'aéronautique. Ainsi, jusqu'à la fin des années 1990, le développement économique n'était plus en très grande majorité lié à l'exportation de ressources naturelles⁵. À cet égard, l'on remarquera au graphique 1 que les exportations de ressources primaires ne représentaient plus que 40 % du total des exportations en 1999 alors qu'en 2011, c'est près de 65 % des exportations qui proviennent des ressources naturelles, principalement du pétrole bitumineux albertain.

Plusieurs facteurs expliquent la hausse des exportations canadiennes de pétrole. Il s'agit en premier lieu de l'effet de rareté, lié entre autres à l'industrialisation de pays émergents (Chine, Inde, Brésil, etc.), qui a fait grimper le prix de vente du baril de pétrole au point de rentabiliser l'exploitation du pétrole des sables bitumineux, notamment au moyen de technologies jugées trop dispendieuses dans les années 1980. L'on estime que les efforts menés par l'industrie et le gouvernement canadien permettront de doubler la production d'ici 10 ans⁶.

GRAPHIQUE 1 Dépendance canadienne dans l'exportation de produits de base



Source : Calcul des auteurs selon les données de Statistique Canada, CANSIM, tableau 228-0043.

Le piège de l'extractivisme

Les effets des nombreuses vagues d'exportation de ressources primaires canadiennes vers d'autres pays ont été documentés et étudiés par le passé. Une des analyses les plus intéressantes est celle d'Harold Innis, économiste et professeur à l'Université de Toronto au début du XX^e siècle. En se basant sur les cycles de production et d'exploitation des matières premières, Innis a mis en lumière une tendance lourde dans les économies centrées sur ces ressources. Selon cette théorie appelée « théorie de l'économie primarisée⁸ » ou « théorie des principales ressources »,

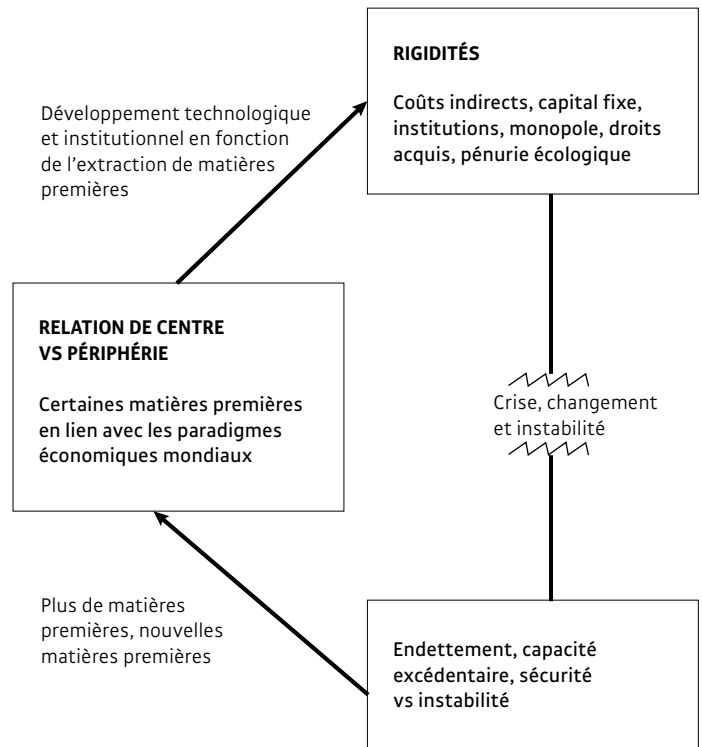
ces économies nationales tombent généralement dans un piège qui les empêche de diversifier leurs activités de sorte qu'elles restent dépendantes des actions des corporations étrangères et des corporations nationales œuvrant dans le secteur de l'extraction des ressources. L'exploitation des sables bitumineux est un excellent cas de figure de ce que l'on pourrait qualifier de « piège de l'extractivisme » ou « piège de la primarisation », dont le *modus operandi* est illustré à la figure 2⁹.

Dans le but d'augmenter son activité économique, le Canada tente d'intéresser des investisseurs extérieurs et intérieurs à l'exploitation de ses matières de base (encadré de gauche). Dans le cas qui nous occupe, il s'agit de la vente de pétrole des sables bitumineux, principalement aux États-Unis. Afin de parvenir à écouler ses ressources, le Canada permet aux pays importateurs de définir les conditions d'exploitation de son pétrole. Par exemple, les États-Unis, qui importent 68 % du pétrole canadien, imposent un rythme de production constant d'ici 2030¹⁰. Pour atteindre de tels objectifs, le Canada doit modifier ses méthodes habituelles, notamment par une transformation des milieux de vie dans les régions où se trouvent les ressources et par des investissements technologiques à coûts fixes importants. L'exploitation des sables bitumineux nous offre des exemples probants de cette mise en dépendance, en particulier si l'on considère les investissements publics requis par la construction de l'oléoduc Keystone XL ou encore la transformation de villes telle que Fort McMurray en véritables camps de travail urbanisés.

Pour maintenir les niveaux de production attendus à la fois par les marchés d'exportation et par les investisseurs en quête d'un seuil de rendement « acceptable », les grandes corporations sont « naturellement » appelées à gérer l'extraction de la ressource naturelle, en contrepartie de redevances pour l'État. Vu l'importance de leurs activités pour l'économie nationale, les corporations pétrolières peuvent défendre efficacement les intérêts de leur industrie auprès du gouvernement, renforçant ainsi la croyance selon laquelle le développement économique passe nécessairement par l'exploitation de ressources de base. À titre d'exemple, entre septembre 2011 et 2012, des lobbyistes ont effectué plus de 721 visites auprès de ministres et de représentants du gouvernement¹¹. Résultat ? Pour accommoder l'industrie, le gouvernement va instaurer des politiques qui contribuent à maintenir la rigidité de l'économie primarisée (encadré du haut de la figure 2) en imposant des mesures qui avantageront l'extraction. Le refus de fixer une limite absolue d'émissions de GES, la diminution des impôts des entreprises, le faible niveau de redevances ou encore le refus de reconnaître les droits des Premières Nations sur les territoires exploitables par le Canada ne sont que quelques exemples de ce mécanisme d'alignement de l'action gouvernementale sur les exigences de l'industrie.

Si, à court ou moyen terme, ces politiques de rigidité ont un effet sur la croissance économique, celle-ci frappe inévitablement un mur quand la nation importatrice connaît un changement de paradigme économique, comme une innovation

FIGURE 2 Le cercle vicieux de l'économie primarisée



Source : Clarke, Gibson, Haley et Stanford, *The Bitumen Cliff*, CCPA, Polaris, 2013, p. 23.

technologique majeure affectant le prix de la ressource. Par exemple, le développement récent de l'industrie du gaz de schiste aux États-Unis a permis un approvisionnement local à moindre coût, d'où un risque de chute de la demande de pétrole issu des sables bitumineux canadiens¹². La possibilité d'une pression à la baisse sur la demande amène le Canada à revoir ses politiques ainsi que ses ententes avec l'industrie (subventions, construction d'infrastructures spécifiques, etc.), notamment pour conserver des emplois et s'assurer d'une croissance économique.

Cela nous amène à l'encadré du bas de la figure 2 où la baisse de la demande crée de l'instabilité économique et un gaspillage d'infrastructures payées au prix fort¹³, en raison même de notre dépendance économique envers cette industrie. Notons que, selon le budget 2013 de l'Alberta, les revenus provenant du pétrole vont chuter de plus de 50 %, entraînant un manque à gagner de plus de 6 G\$¹⁴. Pour pallier ces problèmes, les pétrolières et les gouvernements tentent d'augmenter soit la production, soit le transport du pétrole afin d'alimenter la demande. Ce qui nous ramène à l'encadré de gauche.

Ainsi, plutôt que de tenter de diversifier l'économie canadienne grâce à diverses mesures structurantes tel le développement du secteur secondaire ou tertiaire¹⁵, le Canada défend le projet d'inversion de la Ligne 9B afin d'augmenter la demande intérieure en provenance du Québec ainsi que l'exportation

vers les marchés extérieurs à l'est. Au moment où la quasi-totalité des pays reconnaissent l'importance de diminuer l'empreinte carbone de la planète, l'exploitation d'une des énergies les plus polluantes ne saurait être viable à long terme. Il est évident qu'elle se butera à un changement de paradigme économique et écologique qui frappera l'économie canadienne à moyen ou à long terme. Plutôt que de rechercher à stimuler la demande en pétrole des sables bitumineux, le Canada a tout intérêt à approfondir une maturation de son économie en diversifiant ses activités économiques et ses exportations. Dans le cas contraire, les effets du piège de la primarisation du pétrole des sables bitumineux seront catastrophiques sur l'environnement et sur l'économie du Canada.

Les impacts en amont : la croissance de la production des sables bitumineux

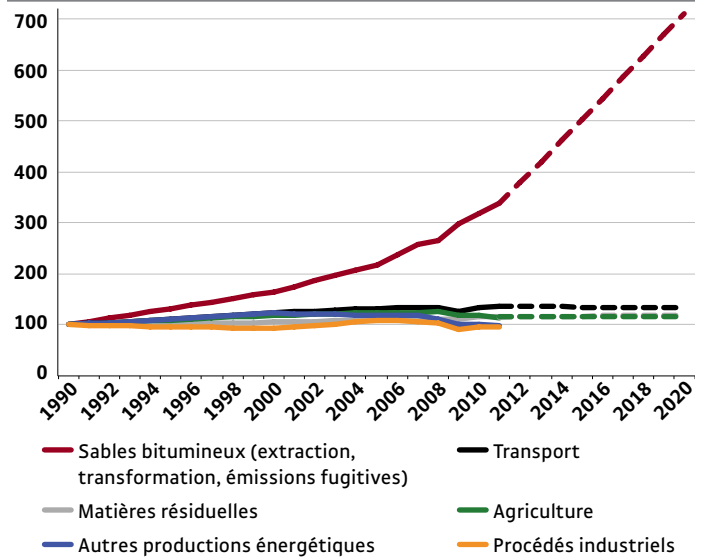
L'évaluation du projet de Ligne 9B doit dépasser les strictes considérations de l'intégrité de l'oléoduc lui-même et de la suffisance des protocoles d'intervention en cas de fuite. Ainsi, pour être en mesure de prendre une décision éclairée qui tienne compte de l'ensemble du contexte, il importe de soumettre autant les impacts en amont du projet (d'où provient le pétrole transporté) que ses conséquences en aval (à quoi servira le pétrole transporté) à un examen rigoureux sur les plans environnemental, social et économique.

Au niveau des impacts en amont, le projet de Ligne 9B, avec sa capacité de transport de 300 000 barils par jour, entraînerait une augmentation de la production des sables bitumineux de l'ordre de 12 % par rapport au niveau actuel¹⁶. Un tel accroissement aurait pour conséquence de faire bondir les émissions de gaz à effet de serre (GES) de 7,9 mégatonnes d'équivalents en dioxyde de carbone (Mt éq. CO₂) annuellement, soit l'équivalent de 2 centrales au charbon ou 1 650 000 voitures supplémentaires¹⁷. Rien donc pour renverser la préoccupante tendance à la hausse des émissions provenant des sables bitumineux, industrie qui présente – et de loin – la plus forte augmentation d'émissions au Canada.

Malgré certains gains d'efficacité au niveau des émissions de GES par baril produit, l'augmentation soutenue de la production a porté les émissions des sables bitumineux de 23,5 Mt éq. CO₂ par année en 1990 à 79,5 Mt éq. CO₂ en 2011, une progression de 338 %. En comparaison, les autres secteurs énergétiques du Canada ont plutôt connu une diminution de leurs émissions de 3 %.

Selon Environnement Canada, les émissions liées aux sables bitumineux pourraient encore s'aggraver de beaucoup entre 2011 et 2020 si les projets d'expansion se poursuivent. Cela porterait l'augmentation totale entre 1990 et 2020 à plus de 700 %, ce qui ne peut que compliquer fortement l'atteinte des objectifs de Kyoto (une réduction de 6 % par rapport au niveau d'émissions de 1990).

GRAPHIQUE 2 Tendence des émissions de GES par secteur, Canada, Mt éq. CO₂, 1990-2020 (1990 = 100)



Sources : Environnement Canada, *Rapport d'inventaire national*, 2012, Parties 1 et 3 et Environnement Canada, *Tendances en matière d'émissions au Canada*, 2012.

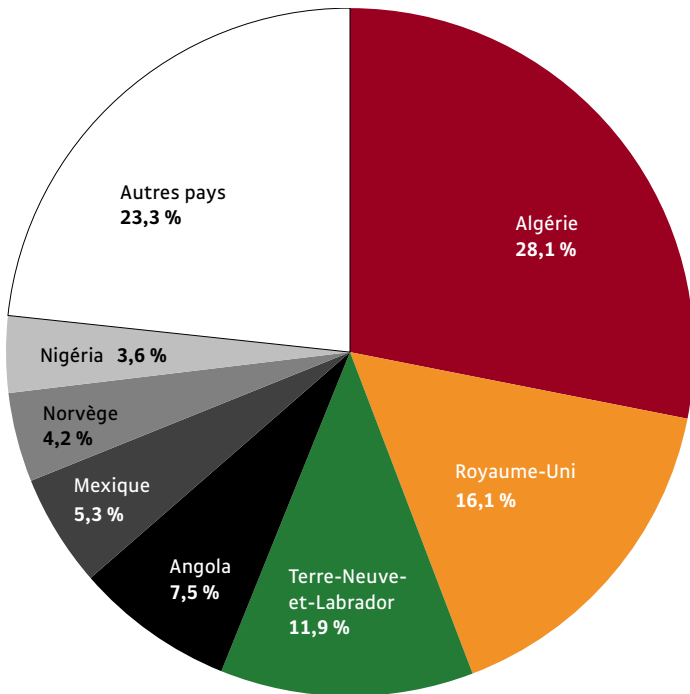
Consommer du pétrole « d'ici » n'est pas plus écologique

Il n'est pas rare d'entendre qu'utiliser du pétrole des sables bitumineux pour la consommation courante au Québec serait une option plus sensée au plan environnemental qu'importer du pétrole d'ailleurs. Selon ce raisonnement, le pétrole de l'Alberta devrait être préféré au pétrole présentement importé d'Afrique du Nord ou d'Europe.

D'abord, il est juste d'affirmer que la majorité du pétrole que consomment les Québécois-es provient d'outre-mer. Une grande partie vient effectivement d'Algérie (28,1 %), de même que du Royaume-Uni (16,1 %), de l'Angola (7,5 %) et, dans une moindre mesure, de la Norvège (4,2 %) et du Nigéria (3,6 %). Parmi les territoires du continent américain, Terre-Neuve-et-Labrador constitue une source non négligeable de pétrole (11,9 %), tout comme le Mexique (5,3 %).

Toutefois, une analyse de l'intensité d'émissions de GES des différents types de pétrole importé révèle un tableau plus contrasté. En procédant par analyse du cycle de vie, c'est-à-dire en considérant les émissions rejetées lors des phases de production, de transport et de raffinage (analyse *well-to-tank*), l'on constate que seul le pétrole importé du Nigéria, représentant moins de 4 % de la consommation québécoise, affiche un bilan d'émissions plus lourd que les sables bitumineux canadiens. Ainsi, le pétrole issu des six plus importantes sources d'importation de pétrole du Québec, qui totalisent de concert 73,1 % de la consommation québécoise, est plus propre à produire, à transporter et à raffiner que celui issu des sables bitumineux.

GRAPHIQUE 3 Provenance du pétrole consommé au Québec



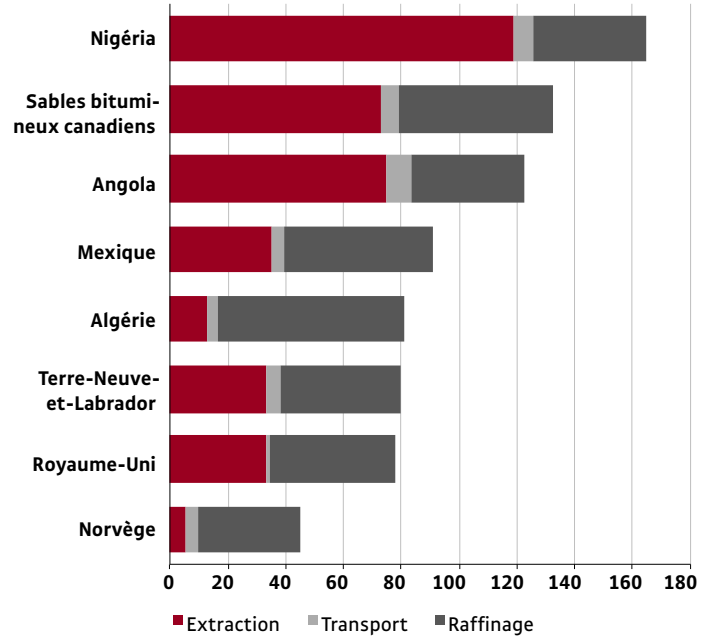
Source : Jean-Benoît Nadeau et Pierre Duhamel, « L'or noir en 22 questions : Les mythes et les faits sur les »gisements pétroliers« du Québec », *L'actualité*, avril 2013, p. 26.

En effet, le pétrole des sables bitumineux compte parmi les plus sales au monde à extraire, ce qui rend ce type d'exploitation « locale » plus polluante que l'importation. Alors que la production d'un baril de pétrole conventionnel algérien, première source d'approvisionnement du Québec, n'émet en moyenne que 79 kg éq. CO₂, la production d'un baril de pétrole issu des sables bitumineux engendre des émissions moyennes de 132 kg éq. CO₂, soit 67 % plus¹⁸. Par conséquent, si l'objectif est de rechercher la source d'approvisionnement la moins polluante, le pétrole des sables bitumineux n'est pas la solution.

L'Alberta et la lutte aux changements climatiques

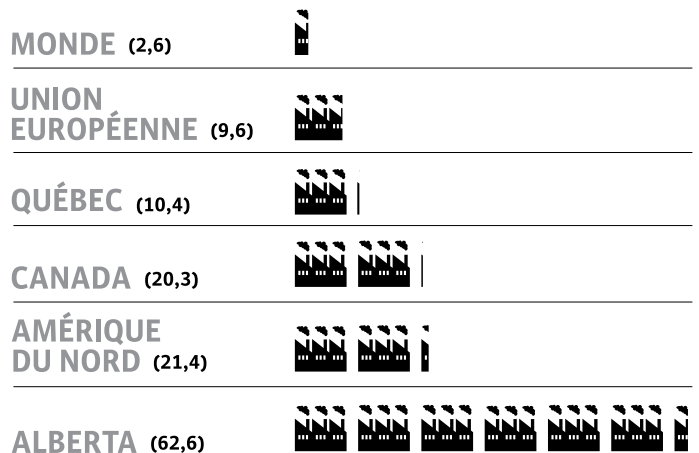
L'exploitation des sables bitumineux fait de l'Alberta l'une des juridictions ayant les pires bilans au monde en termes d'émissions de GES par habitant.e. En effet, ce n'est pas moins de 62,6 tonnes de GES (en éq. CO₂) qui sont émises pour chaque personne vivant en Alberta. C'est six fois plus qu'au Québec, et trois fois la moyenne canadienne. C'est également 24 fois la moyenne mondiale¹⁹. L'exacerbation de cette tendance par l'augmentation de la production des sables bitumineux ne peut que miner la participation du Canada à un éventuel traité qui consacrerait une entente de partage équitable des quotas d'émissions entre les pays du monde.

GRAPHIQUE 4 Intensité d'émissions de GES du pétrole importé au Québec par provenance (kg éq. CO₂/baril)



Sources : Calculs des auteurs d'après Agence internationale de l'énergie, *Redrawing the Energy-Climate Map*, 2013, Environnement Canada, *Rapport d'inventaire national 2012, Partie 3*, 2013, IHS CERA, *Oil Sands, Greenhouse Gases, and US Oil Supply, Special Report*, 2012, Lemphers, *Written Evidence of ForestEthics*, Office national de l'énergie, 2010, Organisation maritime internationale, *Second IMO GHG Study*, 2009 et U.S. Department of Energy/ National Energy Technology Laboratory, *NETL Petroleum-Based Fuels Life Cycle Greenhouse Gas Analysis 2005 Baseline Model*, 2009.

FIGURE 3 Émissions de GES par habitant.e 2010 (tonnes éq. CO₂)



Sources : Environnement Canada, *Rapport d'inventaire national*, 2012, Parties 3 et Statistique Canada, Tableau 051-0001.

Des projets d'expansion hors proportion

La volonté d'expansion massive de la production des sables bitumineux survient au moment où la communauté internationale cherche à limiter le réchauffement planétaire à 2 °C malgré la trajectoire actuelle qui laisse plutôt entrevoir une augmentation allant de 3,6 °C à 5,3 °C²⁰. Dans son rapport *Perspectives énergétiques mondiales* de 2010, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) analyse, à la lumière des impératifs de réduction de GES, différents scénarios de demande future d'énergie, incluant celle issue des sables bitumineux²¹. L'analyse de ces scénarios et des projets d'expansion prévus par l'industrie des sables bitumineux révèle des ambitions qui entrent directement en contradiction avec la lutte aux changements climatiques. En effet, alors qu'une « limite sécuritaire » nécessiterait une production maximale de 3,3 millions de barils par jour, les projets envisagés dépasseraient ce seuil dès 2015, pour s'élever jusqu'à 9,3 millions de barils par jour d'ici 2050. Une situation qui irait bien au-delà du scénario « limite sécuritaire » de 2°C, mais qui dépasserait également du double le scénario « catastrophique » conduisant à une augmentation de 6 °C de la température terrestre.

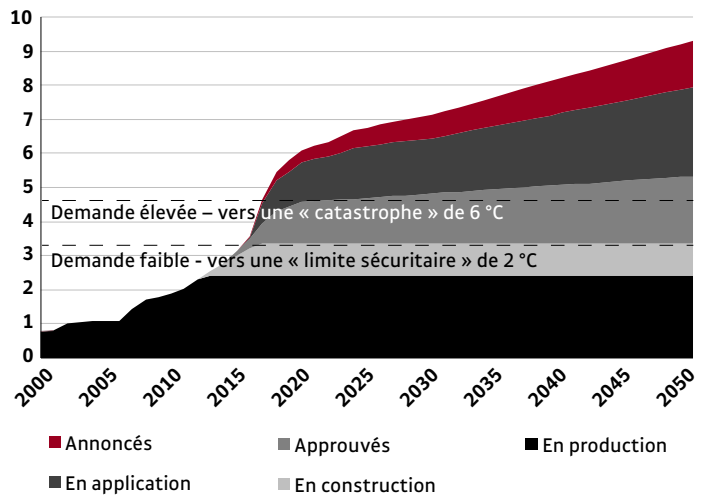
Il faut dire que ces projections d'expansion de la production pourraient ne pas se réaliser si la forte opposition publique aux nouveaux projets d'oléoducs continue de s'intensifier, comme en témoigne la récente mise en suspens des projets Northern Gateway (en Colombie-Britannique) et Keystone XL (aux États-Unis)²².

Les impacts environnementaux des sables bitumineux en Alberta

Outre le bilan désastreux de l'Alberta en termes d'émissions de GES, les sables bitumineux comportent leur lot d'impacts environnementaux locaux. Par exemple, en utilisant les mesures d'intensité d'empreinte sur la forêt produites par l'Institut Pembina, il est possible d'affirmer que le projet de Ligne 9B entraînera la coupe de plus de 11 500 hectares de forêt boréale albertaine, avec la réduction à néant des écosystèmes locaux²³. Cela revient à raser l'équivalent de 29 terrains de football de forêt boréale chaque mois, pendant 40 ans, pour permettre l'extraction d'une des matières les plus polluantes de la planète.

On prévoit également de graves contrecoups sur la qualité de l'air environnant et sur l'utilisation de l'eau. L'impact de ces perturbations sur la santé des communautés environnantes soulève de profondes inquiétudes : en 2008, le ministère de la Santé de l'Alberta relevait déjà une hausse de 30 % des occurrences de cancer dans la ville de Fort Chipewyan, 200 km en aval de Fort McMurray²⁴. Ce phénomène appelle encore à ce jour une enquête approfondie.

GRAPHIQUE 5 Projets d'expansion de la production de sables bitumineux, (M barils/jour)



Sources : Agence internationale de l'énergie, *World Energy Outlook*, 2010, Saxifrages, *More oil sands than the future will want*, 2012 et The Oil Sands Developers Group, *Oil Sands Project List*, 2013.

Sécurité et Ligne 9B : Enbridge, une culture de déviance

La Ligne 9B existe depuis plus de 37 ans et a été conçue pour le transport de pétrole léger. Or, on parle maintenant dans le projet à l'étude de transporter surtout du pétrole lourd vers le Québec. La Ligne 9B est-elle un instrument adéquat pour les opérations prévues par Enbridge? Nous savons qu'un autre oléoduc géré par Enbridge, la Ligne 6b, s'est fissuré en 2010 au Michigan, causant un déversement de plus de 25 000 barils de pétrole bitumineux dans la rivière Kalamazoo²⁵. La remise en état des lieux, compliquée par le fait que le pétrole lourd coule au fond de l'eau plutôt que d'y flotter, a coûté jusqu'à maintenant plus de 1 G\$, ce qui en a fait l'opération de nettoyage terrestre la plus coûteuse de l'histoire des États-Unis²⁶. La Ligne 6b, qui était en place depuis 40 ans, venait elle aussi d'être inversée.

En 2012, la Commission américaine de sécurité du transport rendait son rapport sur l'incident de la rivière Kalamazoo. Elle y concluait qu'« une culture de déviance semble s'être développée au centre de contrôle d'Enbridge » et qu'« aucun système ne peut fonctionner de manière sécuritaire lorsqu'une culture de déviance face au respect des procédures est devenue la norme, comme le suggèrent les faits survenus au centre de contrôle d'Enbridge [dans le cas du déversement de la rivière Kalamazoo] »²⁷.

Depuis ce déversement majeur et le dépôt du rapport dévastateur de la Commission américaine de sécurité du transport, Enbridge a tenté, lors d'activités de relations publiques visant à promouvoir son projet de Ligne 9B, de rassurer les citoyens en indiquant qu'elle avait procédé à d'importants investissements au chapitre de la prévention et qu'elle prenait dorénavant

ses responsabilités au sérieux²⁸. Pourtant, aussi récemment qu'en juillet 2013, Enbridge a omis de signaler au ministère de l'Environnement du Michigan la fuite d'une section de l'oléoduc qui devait remplacer la Ligne 6b, celle-là même à l'origine du déversement de la rivière Kalamazoo²⁹. À cette nouvelle occasion, on a reproché 11 infractions à Enbridge, dont celle d'avoir négligé d'assigner un opérateur qualifié à cet endroit.

Par ailleurs, les inquiétudes face à la feuille de route d'Enbridge s'étendent bien au-delà des milieux environnementaux. Dans une lettre du 4 juillet 2013 relative au projet d'inversion de la Ligne 9B, la Ville de Montréal émettait à son tour des réserves face au bilan d'Enbridge en matière de sécurité. Rappelant les 804 déversements imputés à cette entreprise entre 1999 et 2010, et le fait que la quasi-totalité de ses stations de pompage ont récemment été jugées non conformes par l'Office national de l'énergie, la Ville indiquait qu'« en raison notamment des conséquences et des délais d'intervention de l'entreprise, il devient légitime de soulever des questions sur l'état de [la préparation réelle d'Enbridge] en cas de fuite, de déversement ou autre incident reconnu comme sinistre³⁰ ».

Les impacts économiques : quelle création d'emplois au Québec ?

D'emblée, il est difficile d'évaluer le nombre d'emplois que créerait l'inversion du tronçon Ligne 9B de l'oléoduc. Les partisans du projet parlent seulement d'un « maintien »³¹ des emplois dans l'industrie. Il ne s'agit donc pas de création d'emplois directs ou indirects au Québec par la seule Ligne 9B, mais plutôt de la conservation d'emplois qui existent déjà et qui pourraient hypothétiquement disparaître sans l'inversion proposée.

Une analyse du projet indique clairement que le Québec ne bénéficierait pas de retombées économiques substantielles. Plusieurs études démontrent que les retombées économiques des projets d'exploitation du pétrole des sables bitumineux sont marginales dans les provinces autres que l'Alberta. Le Conference Board du Canada évalue, en se basant sur le multiplicateur d'entrées-sorties de Statistique Canada, que, pour l'ensemble des nouveaux projets liés aux sables bitumineux entre 2015 et 2035, chaque milliard de dollars investis permet la création de 745 emplois pour le Québec et l'Ontario, dont 156 emplois directs, indirects et induits au Québec³². Cette estimation est même optimiste considérant d'autres sources, dont le Canadian Energy Research Institute (CERI), qui estime pour sa part que les effets de l'ensemble des investissements liés aux nouveaux projets d'expansion des sables bitumineux seraient concentrés à 86 % en Alberta et ne soutiendraient que 591 emplois par année au Québec sur 25 ans³³.

À court terme, sachant que la compagnie Enbridge propose un investissement de 129 M\$ pour son projet de Ligne 9B³⁴, les

multiplicateurs d'entrées-sorties de Statistique Canada nous permettent de calculer les retombées de cet investissement sur les territoires ontarien et québécois. Nous savons que seuls 15,6 %³⁵ de la Ligne 9B d'Enbridge se trouve en territoire québécois. Cela représente donc, en termes d'emplois directs et indirects à court terme, un total de moins de 51 emplois³⁶. C'est moins de 0,1 % de l'ensemble des emplois créés au Québec en 2012-2013³⁷.

Les défenseurs du projet espèrent par ailleurs que l'inversion de la Ligne 9B attirera des investissements supplémentaires en sol québécois. Ainsi, le président de Valero (une corporation américaine qui est notamment propriétaire d'Ultramar) promet des investissements au Québec de 140 M\$ dans l'éventualité de l'inversion de la Ligne 9B³⁸. Inversement, cette même corporation prétend qu'elle diminuera ses investissements si le projet est rejeté³⁹, ce qui aurait pour effet à long terme de compromettre l'existence de la raffinerie de Lévis. Selon ce scénario, Valero abandonnerait sa seconde plus importante raffinerie, une décision d'affaires qui apparaît étonnante considérant les nombreux investissements récents de Valero à Lévis.

TABEAU 1 Création d'emplois au Québec par le projet d'inversion de la Ligne 9B d'Enbridge, dans un scénario optimiste

	Type d'emplois			Total/création annuelle d'emplois au Québec
	Court terme	Long terme	Total	
Enbridge	50	0	50	0,10 %
Valero	200	100	300	0,59 %
Total	250	100	350	0,69 %

Source : Bayus, *Quebec and the future of petroleum products*, CCMQ, 2013, p. 5 et Statistique Canada, *Multiplicateurs entrées-sorties provinciaux, niveau d'agrégation W, Industrie 486A00, équivalent temps plein*.

Par ailleurs, en admettant que Valero avance effectivement 140 M\$, cet investissement se ferait principalement pour la construction de matériel de stockage de pétrole lourd. Or, un tel projet ne créerait pas beaucoup d'emplois à long terme. Le directeur de Valero a d'ailleurs affirmé qu'au mieux, ses investissements créeraient 200 emplois à court terme et une centaine d'emplois récurrents liés au commerce maritime du pétrole⁴⁰. Par conséquent, en admettant que l'ensemble des emplois liés à l'inversion de la Ligne 9B soient créés dans la même année, ce qui est une hypothèse forte, le projet ne représenterait qu'un peu plus de 0,7 % des emplois créés au Québec entre 2012 et 2013⁴¹.

Dans le scénario le plus optimiste, ces emplois rapporteraient au trésor québécois environ 6,3 M\$ au cours de la première année, soit moins de 0,01 % du total des revenus du

gouvernement du Québec pour 2013-2014⁴². Il va sans dire qu'à moyen et long terme, la contribution de 100 emplois récurrents au trésor public est marginale. Par ailleurs, les transferts additionnels de péréquation envisageables au Québec ne sont pas susceptibles de représenter une part significative des revenus. Ainsi, du point de vue des contribuables québécois, l'apport économique du projet d'inversion de la Ligne 9B est au mieux très modeste et ne parvient pas à compenser les risques environnementaux encourus.

CONCLUSION

Le projet d'inversion de l'oléoduc Ligne 9B, s'il venait à se concrétiser, aurait des retombées économiques marginales, alors qu'il aurait de lourds effets néfastes sur l'environnement. S'il est vrai que nous ne pouvons envisager une sortie du pétrole à brève échéance, il est certainement temps de se questionner sur l'opportunité pour la société québécoise d'opérer une transition vers des énergies vertes et renouvelables plutôt que de rester captive d'un cercle de dépendance face aux combustibles fossiles. Alors que le gouvernement du Québec espère développer une nouvelle stratégie énergétique pour la période de 2015 à 2025, le moment est idéal pour mener une réflexion de fond sur notre approvisionnement énergétique, mais aussi, plus fondamentalement, sur un modèle de développement où l'impératif de croissance économique se heurte aujourd'hui aux limites physiques de la nature.

Renaud Gignac, chercheur associé

Bertrand Schepper, chercheur

Notes de fin de document

- 1 CANADIAN ENERGY RESEARCH INSTITUTE, *Canadian Oil Sands Supply Costs and Development Projects (2012-2046)*, étude n° 133, mai 2013, p. 1.
- 2 *Ibid.*, p. 59; OIL AND GAS INQUIRER, *Pipeline Export Constraints Will Continue Curbing Oil Industry Enthusiasm in 2013*, 1er janvier 2013.
- 3 ENBRIDGE, *La canalisation 9 d'Enbridge*, [date inconnue], p. 4.
- 4 Alexandre SHIELDS et Hélène BUZZETTI, « Le pétrole albertain s'approche de l'Est », *Le Devoir*, 3 avril 2013; Louis-Gilles FRANCŒUR, « Projet Trailbreaker – Des audiences du BAPE exigées à défaut d'une évaluation fédérale », *Le Devoir*, 7 mars 2012.
- 5 Ian M. DRUMMOND, « Histoire économique », *L'Encyclopédie canadienne*, 2012, www.thecanadianencyclopedia.com/articles/fr/histoire-economique.
- 6 www.radio-canada.ca/sujet/or_noir_a_vendre
- 7 Bonnie K. GOODMAN, « Harper and Obama discuss Keystone XL oilsands pipeline on G8 summit sidelines », *Examiner.com*, 25 juin 2013, www.examiner.com/article/harper-and-obama-discuss-keystone-xl-oilsands-pipeline-on-g8-summit-sidelines.
- 8 Harold INNIS, *Staples, Market and Cultural Changes*, McGill-Queen's University Press, Canada, 1995, 506 p.
- 9 À cet effet, voir : CLARKE, GIBSON, HALEY et STANDFORD, *The Bitumen Cliff: Lessons and Challenges of Bitumen Mega-Developments for Canada's Economy in an Age of Climate Change*, Centre canadien de politiques alternatives (CCPA), Institut Polaris, 101 p.
- 10 « L'augmentation continue de la production de pétrole renforce la position du Canada comme fournisseur de choix sur les marchés d'Amérique du Nord et du reste du monde », *Canadian Association of Petroleum Producers*, communiqué, 5 juin 2013, www.capp.ca/aboutUs/mediaCentre/NewsReleases/Pages/2013-crude-forecast-fr.aspx.
- 11 CLARKE, GIBSON, HALEY et STANDFORD, *op. cit.*, p. 34.
- 12 Leslie PRESTON, *Indépendance énergétique accrue des États-Unis : quelles implications pour le Canada ?*, Service économique TD, 3 mai 2012, p. 5.
- 13 L'exemple de Murdochville ou de Gagnon est particulièrement éclairant à ce sujet.
- 14 www.radio-canada.ca/regions/alberta/2013/03/07/007-budget-redford-alberta.shtml
- 15 Nous pouvons notamment penser au développement de l'efficacité énergétique ou des hautes technologies.
- 16 Nous considérons une augmentation de 300 000 barils par jour de la production par rapport au niveau de 2013 de 2 556 730 barils par jour. Voir : THE OIL SANDS DEVELOPERS GROUP, *Oil Sands Project List 2013*, juillet 2013.
- 17 Cela implique que l'oléoduc transporterait du bitume dilué à 80 % et du pétrole brut synthétique (PBS) à 20 %. Pour ce qui est du bitume dilué, estimons le ratio bitume/diluant à 72 :28. Nous considérons que le bitume proviendrait à 100 % d'extraction *in situ*, selon une intensité carbone de 83 kg éq. CO₂/baril. En ce qui a trait au PBS, nous supposons des proportions de 89 % d'extraction en surface et de 11 % d'extraction *in situ*, avec des intensités carbone respectives de 118 kg éq. CO₂/baril et de 167 kg éq. CO₂/baril. Nous suivons en cela la méthodologie utilisée dans Institut Pembina 2013. L'impact des variations du transport ferroviaire n'a pas été considéré, l'hypothèse d'un recours accru au transport ferroviaire en cas de rejet du projet de Ligne 9B nous semblant faible. En effet, en raison de l'effet de goulot d'étranglement présentement observé, nous considérons qu'à court et à moyen terme, le réseau ferroviaire, d'une capacité somme toute modeste par rapport à celle des projets d'oléoducs à l'étude, sera utilisé à pleine capacité peu importe l'issue du projet de Ligne 9B. Voir également : INSTITUT PEMBINA 2011; ZICKFELD 2011. Pour les équivalences en termes de centrales au charbon et de voitures supplémentaires, voir : U.S. ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY, *Greenhouse Gas Equivalencies Calculator*, avril 2013.
- 18 À noter que l'aspect combustion du pétrole est quasiment identique en termes d'émissions de GES pour tous les types de pétrole raffiné, d'où l'intérêt limité d'inclure cette composante dans une analyse comparative du cycle de vie.
- 19 BANQUE MONDIALE, *Émissions de CO₂ (tonnes métriques par habitant)*, Données de la Banque mondiale, <http://donnees.banquemondiale.org/indicateur/EN.ATM.CO2E.PC>; ENVIRONNEMENT CANADA, *Rapport d'inventaire national 1990-2011* : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada, Soumission du gouvernement canadien à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques, partie 3, p. 11 et suivantes.
- 20 AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE, *Redrawing the Energy-Climat Map*, 10 juin 2013, p. 9.
- 21 *Id.*, *World Energy Outlook 2010*.
- 22 CANADIAN ENERGY RESEARCH INSTITUTE, *op. cit.*, p. 2.
- 23 Cela suppose une intensité de 1,6 × 10-6 hectares de forêt par baril pour l'extraction *in situ*, et une intensité de 9,4 × 10-6 hectares de forêt par baril pour l'extraction en surface. Nous estimons la durée de vie du projet à 40 ans, pour un total de 3,4 milliards de barils exploités. Voir : INSTITUT PEMBINA, *Forecasting the Impacts of Oilsands Expansion*, juin 2013, p. 7.
- 24 ALBERTA CANCER BOARD, *Cancer Incidence in Fort Chipewyan, Alberta 1995-2006*, février 2009.
- 25 UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY, *EPA's Response to the Enbridge Oil Spill*, 16 août 2013, www.epa.gov/enbridgespill/.
- 26 Elizabeth MCGOWAN et Lisa SONG, « 'Keystone Kops' Bungling Led to Costliest U.S. Pipeline Spill », *Bloomberg*, 24 juillet 2012.
- 27 U.S. NATIONAL TRANSPORTATION SAFETY BOARD, *Enbridge Incorporated Hazardous Liquid Pipeline Rupture and Release, Marshall, Michigan, July 25, 2010*, Rapport d'accident d'oléoduc, 2012, p. 101.
- 28 ENBRIDGE, *Line 9B Reversal Line 9 Capacity Expansion Project*, 7 février 2013, www.youtube.com/watch?v=G6g2VbamzoU.
- 29 David HASEMYER, « Mich. Officials Step Up Scrutiny of Enbridge After Water Law Violations », *InsideClimate News*, 9 juillet 2013.
- 30 VILLE DE MONTRÉAL, *Lettre de commentaires de la Ville de Montréal présentée à l'Office national de l'énergie dans le cadre de l'audience OH-002-2013*, 4 juillet 2013, p. 7.
- 31 www.lesaffaires.com/secteurs-d-activite/energie/gens-d-affaires-et-syndicats-disent-oui-a-l-inversion-du-pipeline-d-enbridge/558094#.Ud2qvvk9-So
- 32 Alan ARCAND, Michael BURT et Todd A. CRAWFORD, *Fuel for Thought : Economic benefit of Oil Sands investment for Canada's Region*, Ottawa, Conference Board, p. 20.

- 33 Afshin HONARVAR et autres, *Economic Impacts of New Oil Sands Projects in Alberta (2010-2035)*, étude n° 124, mai 2011, Canadian Energy Research Institute, p. 9-10 (calculs des auteurs).
- 34 www.neb-one.gc.ca/ll-eng/livelink.exe/fetch/2000/90464/90552/92263/790736/890819/918445/890501/Br-2_-_Line_9B_Reversal_and_Line_9_Capacity_Expansion_Project_Application_-_A3D7I1.pdf?nodeid=890345&vernum=0, p. 23.
- 35 Selon le ratio de kilomètres de pipeline au Québec, calculé à partir du texte suivant : http://affaires.lapresse.ca/economie/energie-et-ressources/201307/11/01-4669738-pipeline-enbridge-on-a-change-les-regles-du-contrat.php?utm_categorieinterne=traficdrivers&utm_contenuinterne=lapresseaffaires_LA5_nouvelles_98718_accueil_POS9
- 36 STATISTIQUE CANADA, Multiplicateurs entrées-sorties provinciaux, niveau d'agrégation W, Industrie 486A00, équivalent temps plein.
- 37 <http://communiqués.gouv.qc.ca/gouvqc/communiqué/GPQF/Juin2013/07/c6213.html>
- 38 www.radio-canada.ca/regions/quebec/2013/05/23/014-enbridge-valero-pipeline.shtml
- 39 www.ledevoir.com/economie/actualites-economiques/379291-le-discours-inverse
- 40 www.ccmq.ca/~media/Files/News/2013/13_05_28_Ross_R_Bayus_fr.pdf, p. 5.
- 41 <http://communiqués.gouv.qc.ca/gouvqc/communiqués/GPQF/Juin2013/07/c6213.html>
- 42 Calculé selon le calculateur d'imposition d'Ernst et Young, le salaire moyen par industrie du salaire versé actualisé selon Service Canada et Emploi Québec. Voir : SERVICE CANADA, statistique 7442, ainsi que : EMPLOI-QUÉBEC, *Le marché du travail au Québec : Perspectives professionnelles 2010-2014*, statistiques 1236 et 9232. Voir aussi : *Plans budgétaires du Québec 2013-2014*.

IRIS

**Institut de recherche
et d'informations
socio-économiques**

L'Institut de recherche et d'informations socio-économiques (IRIS), un institut de recherche indépendant et progressiste, a été fondé à l'automne 2000. Son équipe de chercheur-e-s se positionne sur les grands enjeux socio-économiques de l'heure et offre ses services aux groupes communautaires et aux syndicats pour des projets de recherche spécifiques.

Institut de recherche et d'informations socio-économiques
1710, rue Beaudry, bureau 2.0, Montréal (Québec) H2L 3E7
514 789 2409 · www.iris-recherche.qc.ca

ISBN 978-2-923011-32-5