

# UN CORRIDOR ÉNERGÉTIQUE INTÉGRÉ ET UN IMPORTANT CARREFOUR PIPELINIER POUR L'OUEST CANADIEN

Mike Priaro, ing., le 9 septembre 2016

Un corridor énergétique intégré pourrait être créé le long du tracé de l'oléoduc proposé, des gisements de sables bitumineux de l'Alberta le long des développements hydroélectriques dans la région de la rivière de la Paix en Colombie-Britannique, puis vers les terminaux maritimes proposés de gaz naturel liquéfié (GNL), de pétrole et de liquides du gaz naturel (LGN) sur la côte Ouest du Canada.

Un corridor énergétique menant des gisements de sables bitumineux près de Fort McMurray (Alb.) jusqu'au port de Prince Rupert (C.-B.), en passant par le Nord de la Colombie-Britannique, pourrait contenir les deux millions de barils par jour de l'oléoduc Eagle Spirit d'Eagle Spirit Energy Holding Ltd., le gazoduc proposé Prince Rupert de TransCanada Corp. et un éventuel pipeline de LGN. On aurait ainsi un corridor énergétique hautement efficace qui réduirait considérablement les coûts et l'empreinte environnementale du développement énergétique dans le Nord-Ouest du Canada et qui offrirait un accès grandement amélioré aux marchés sur le littoral du Pacifique.

Un corridor énergétique intégré comporte de nombreux incitatifs et avantages commerciaux, économiques et environnementaux, ainsi que des avantages pour les Premières Nations touchées. La Cour suprême du Canada a confirmé, dans diverses décisions récentes, plusieurs droits juridiques des Premières Nations sur les développements industriels et autres développements sur leurs terres traditionnelles, tout particulièrement en Colombie-Britannique, où les terres autochtones traditionnelles ne font généralement pas l'objet de traités.

La région de Prince Rupert est protégée et libre de glace toute l'année durant et offre des ports profonds et naturels. Elle est généralement réputée être l'emplacement le plus sécuritaire pour des terminaux maritimes sur la côte Ouest. On n'y trouve pas de dangers importants comme des chenaux de navigation étroits, d'où un passage non obstrué en haute mer et vers la route de navigation orthodromique du Pacifique Nord, qui est la route de commerce la plus courte entre l'Amérique du Nord et les marchés de la région de l'Asie-Pacifique.

Avec le port de Vancouver (C.-B.), Prince Rupert fait partie de l'Initiative de la Porte et du Corridor de l'Asie-Pacifique (IPCAP) du gouvernement canadien qui vise à relier les ports, les routes et les voies ferrées de l'Ouest canadien au cœur économique de l'Amérique du Nord. Le port de Prince Rupert offre le port naturel le plus profond en Amérique du Nord, un soutien inébranlable de la main-d'œuvre et de la collectivité, une liaison ferroviaire efficace et dégagée du terminal au Midwest nord-américain et une capacité de croissance considérable.



Figure 1. Carte des investissements de l'Initiative de la Porte et du Corridor de l'Asie-Pacifique. Source : Gouvernement du Canada.

## Énergie hydroélectrique propre pour les sables bitumineux

Un corridor énergétique intégré comprendrait des lignes électriques pour l'alimentation hydroélectrique à faible teneur en carbone de la région de la rivière de la Paix en Colombie-Britannique et des projets hydroélectriques de l'Alberta, tout en facilitant une plus grande pénétration et une plus grande utilisation des sources d'énergie renouvelable, comme suit :

1. vers l'ouest pour fournir de l'énergie hydroélectrique à faible teneur en carbone pour alimenter les usines de liquéfaction de GNL près de Prince Rupert (C.-B.);
2. au niveau régional pour les opérations sur le terrain et les installations qui exploitent et produisent d'immenses ressources en gaz de schiste, en liquides extraits du gaz naturel et en pétrole dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique et le Nord-Ouest de l'Alberta;
3. au niveau régional pour fournir de l'énergie hydroélectrique en réponse à la demande résidentielle, commerciale et industrielle croissante;
4. vers l'est jusqu'aux sables bitumineux pour fournir une énergie hydroélectrique à faible teneur en carbone pour réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) en remplaçant une partie de la grande quantité de gaz naturel employé dans les sables bitumineux.

Un corridor énergétique intégré pourrait aussi créer des points d'accès pour le stockage d'énergie renouvelable, mais intermittente, des projets hydroélectriques.

Il serait aussi possible d'accroître la valeur des ressources en bitume de l'Alberta au moyen d'une énergie hydroélectrique à faible teneur en carbone, comme suit :

- en valorisant partiellement le bitume de manière à éliminer le besoin d'utiliser un diluant, pour accroître la valeur et réduire les coûts de manutention et de transport de bitume dilué;
- en valorisant entièrement plus de bitume en pétrole brut synthétique;
- en raffinant le bitume et les produits de mélange dans les oléoducs vers les marchés.

Le Canada pourrait saisir ces occasions avec des émissions de GES considérablement réduites par rapport aux autres pays en faisant une plus utilisation d'énergie hydroélectrique à faible teneur en carbone.

De plus, les gros réservoirs d'eau derrière les barrages hydroélectriques pourraient fournir les quantités d'eau nécessaires pour l'exploitation du gaz de schiste avec des répercussions minimales sur le débit des rivières pendant les variations saisonnières naturelles.

Le projet Peace Region Electricity Supply (PRES) proposé par BC Hydro et le projet North Montney Power Supply (NMPS) proposé par ATCO Power, en Alberta, visent tous deux à fournir de l'électricité à faible teneur en carbone de la Colombie-Britannique aux réseaux de transport d'énergie de l'Alberta.

La construction d'un troisième barrage avec centrale hydroélectrique sur la rivière de la Paix en Colombie-Britannique, au site C, a débuté en 2015 et sera terminée en 2024. L'énergie hydroélectrique du site C aura une capacité de 1 100 MW, en plus des 3 424 MW actuellement fournis par les projets hydroélectriques existants dans la région de la rivière de la Paix en Colombie-Britannique.



Figure 2. Emplacement du barrage du site C en construction. Source : Amnistie Internationale.

En Alberta, ATCO Power indique que la rivière de la Paix pourrait générer 1 500 MW d'énergie hydroélectrique, alors qu'un projet au fil de l'eau peu invasif sur la rivière des Esclaves pourrait en fournir 1 800 et qu'une autre installation plus traditionnelle située sur la rivière Athabasca, près de Fort McMurray, pourrait en fournir 1 500. La capacité de production d'énergie électrique actuelle de l'Alberta, toutes sources confondues, est d'environ 15 000 MW.

Une énergie hydroélectrique propre pour les sables bitumineux aurait à rivaliser avec les 3,1 Bpi<sup>3</sup> par jour de gaz naturel à faible coût actuellement utilisé pour le soutirage de vapeur, la production de chaleur et la coproduction d'énergie électrique dans l'exploitation des sables bitumineux. Le gaz naturel qui est déplacé pourrait être envoyé à Prince Rupert et exporté sous forme de GNL plutôt que d'être brûlé, d'où une augmentation de la valeur du gaz naturel et une réduction des émissions de GES et de la pollution atmosphérique lorsqu'il est utilisé en remplacement du charbon pour produire de l'électricité.

Une énergie hydroélectrique propre pour les sables bitumineux aiderait aussi à réduire les 15 à 20 % d'émissions de GES excédentaires, sur la base « du puits à la roue », de bitume de sables bitumineux comparativement aux émissions de GES de l'ensemble moyen de charges d'alimentation en pétrole brut classique fournies aux raffineries américaines.

## Pipeline de liquides du gaz naturel potentiel

Plusieurs demandes d'exportation de gaz de pétrole liquéfié (GPL), comme du propane et des butanes, ont récemment été déposées auprès de l'Office national de l'énergie (ONE).

1. L'ONE a récemment approuvé la demande d'exportation de 86 000 barils par jour de GPL pendant 25 ans, depuis divers points d'exportation au Canada, présentée par Pembina NGL Corp et Pembina Resources Services Canada.
2. L'ONE a aussi approuvé une demande de licence d'exportation de 40 000 barils par jour de propane depuis un terminal d'exportation maritime situé près de Prince Rupert et des traversées situées en Alberta et en Colombie-Britannique déposée par AltaGas LPG. Cette licence a une durée de 25 ans, avec un volume total maximal de 419,75 millions de barils.
3. L'ONE a, le 16 mars 2016, approuvé une demande d'exportation de 107 000 barils par jour pendant 25 ans, depuis divers points d'exportation au Canada, déposée par Petrogas Energy Corp.

Ces approbations découlent du retrait récent du pipeline de GPL (propane et butanes) et de LGN (condensats ou pentanes+) Cochin de l'Alberta à Windsor (Ont.), lequel a importé une partie du diluent nécessaire à l'exportation de bitume de sables bitumineux sous forme de bitume dilué. Depuis, le propane a, à plusieurs occasions, obtenu une valeur négative aux points de vente des producteurs en Alberta en raison de la perte de l'accès au marché. Certains producteurs ont en fait dû payer pour faire extraire leur propane. En outre, la disponibilité de grandes quantités d'éthane à bas prix provenant des gisements de gaz de schiste humide Marcellus et Utica aux États-Unis ralentit les exportations d'éthane et de propane de l'Alberta, lesquelles sont actuellement regroupées dans le pipeline 5 d'Enbridge, au centre pétrochimique de Sarnia (Ont.).

Un volume de 233 000 barils par jours atteint aisément le seuil économique pour un pipeline de GPL, tout particulièrement si on y ajoute des LGN. Un tel pipeline installé dans la même emprise et en même temps qu'un nouveau gazoduc et qu'un nouvel oléoduc permettrait des économies de plusieurs milliards en immobilisations, en frais d'exploitation et en tarifs pipeliniers.

## Corridor énergétique et de transport intégré du Nord-Ouest canadien

Le concept de corridor énergétique intégré du Nord-Ouest canadien pourrait être élargi afin d'inclure :

1. Des câbles à fibre optique;
2. Des liens entre les lignes électriques et d'autres sources d'énergie hydroélectrique et d'énergie propre;
3. Une amélioration des routes, des autoroutes et des voies ferrées qui donnent un meilleur accès aux installations forestières, minières, récréatives et isolées ainsi qu'au port multimodal de Prince Rupert (C.-B.).

L'installation de lignes électriques et d'autres services le long de la même emprise que le pipeline PRGT, le pipeline Eagle Spirit et un pipeline de GPL et LGN nécessiterait l'élargissement de l'emprise, mais réduirait considérablement les coûts de construction et réduirait au minimum l'empreinte environnementale et la fragmentation de l'habitat faunique, comparativement à la construction de multiples emprises à travers les Rocheuses et les montagnes intérieures et côtières de la Colombie-Britannique.

On propose cinq pipelines à travers le Nord de la Colombie-Britannique : le projet de pipeline en boucle Pacific Northern et les pipelines Pacific Trails, Spectra Energy, Coastal GasLink et Prince Rupert Gas. Tous passent au Sud du lac Williston, un réservoir formé par le barrage W.A.C. Bennet sur la rivière de la Paix.

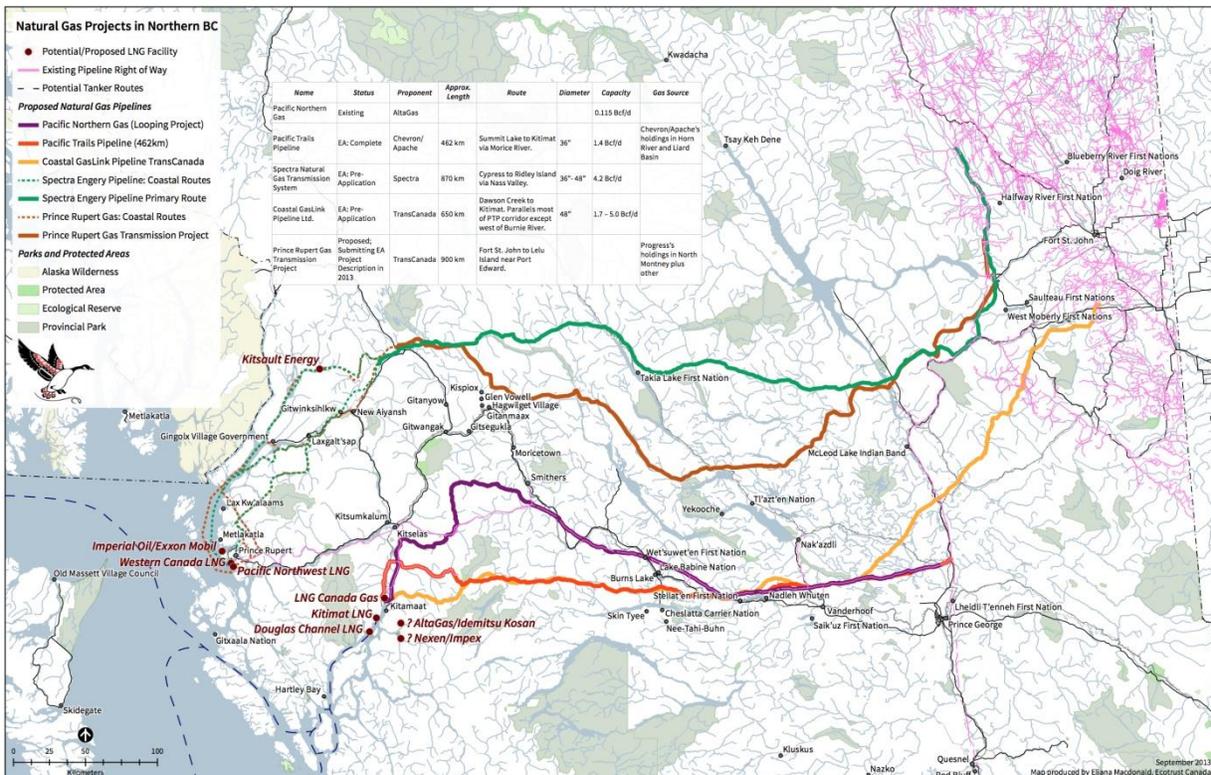


Figure 3. Carte détaillée de tous les gazoducs proposés dans le Nord de la Colombie-Britannique. Source : Ecotrust Canada.

Eagle Spirit Energy Holdings Ltd. a toutefois obtenu 95 % de toutes les approbations des Premières Nations pour un oléoduc au Nord du lac Williston, selon Calvin Helin, président d'Eagle Spirit Energy. M. Helin a

déclaré que l’approbation des Premières Nations pour un gazoduc, et par extension d’un pipeline de propane/GPL/LGN/condensat, dans la même emprise que l’oléoduc d’Eagle Spirit est possible.

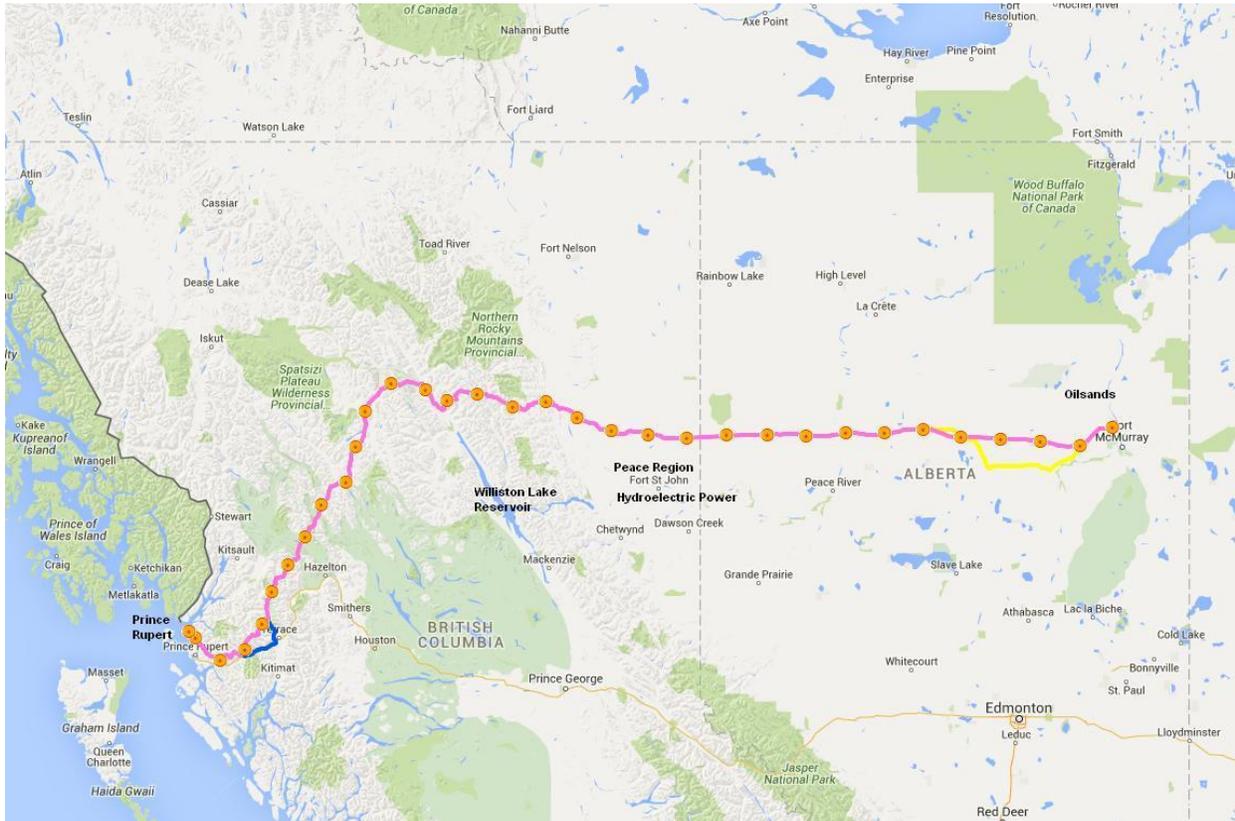


Figure 4. Carte montrant le tracé proposé de l’oléoduc d’Eagle Spirit Energy. Source : Eagle Spirit Energy.

Le tracé de l’oléoduc de deux millions de barils par jour d’Eagle Spirit de Fort McMurray à Prince Rupert permettrait d’importants gains d’efficacité et une réduction des coûts de main-d’œuvre, d’exploitation, de gestion, d’infrastructure et d’intervention en cas de déversement, ainsi qu’une réduction de l’empreinte environnementale, si les pipelines de pétrole, de gaz naturel et de LGN aboutissaient tous ensemble dans la région de Prince Rupert.

Le tableau suivant montre que l’oléoduc de 48 po de diamètre proposé par Eagle Spirit pourrait offrir la même capacité que les trois autres oléoducs proposés mis ensemble, avec seulement quelques ajustements mineurs aux paramètres d’exploitation.

OLÉODUC PROPOSÉ	CAPACITÉ barils/jour
Énergie Est	1 100 000
Northern Gateway	525 000
Prolongement de Trans Mountain	590 000
<b>TOTAL</b>	<b>2 215 000</b>
<b>Eagle Spirit</b>	<b>2 000 000</b>

Tableau 1. Capacité des oléoducs proposés.

En plus d'améliorer les données économiques de l'exploitation des sables bitumineux en obtenant de plus grandes rentrées nettes sur de nouveaux marchés et en réduisant les tarifs pipeliniers, Eagle Sprit pourrait puiser dans les 2 600 000 barils par jour du réseau principal d'Enbridge, lequel fournit de grandes quantités de pétrole brut à rabais à des raffineries se trouvant dans le Midwest américain, et dans le prolongement du pipeline Trans Mountain, si ce dernier n'obtient pas l'approbation du cabinet fédéral du premier ministre Justin Trudeau.

## Carrefour pipelinier du Nord-Ouest canadien

Le corridor énergétique proposé pour le Nord-Ouest canadien fournira de multiples points de raccordement à l'infrastructure du réseau collecteur de gaz NOVA Gas Transmission Ltd. (NGTL) de la société TransCanada dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique et le Nord-Ouest de l'Alberta.

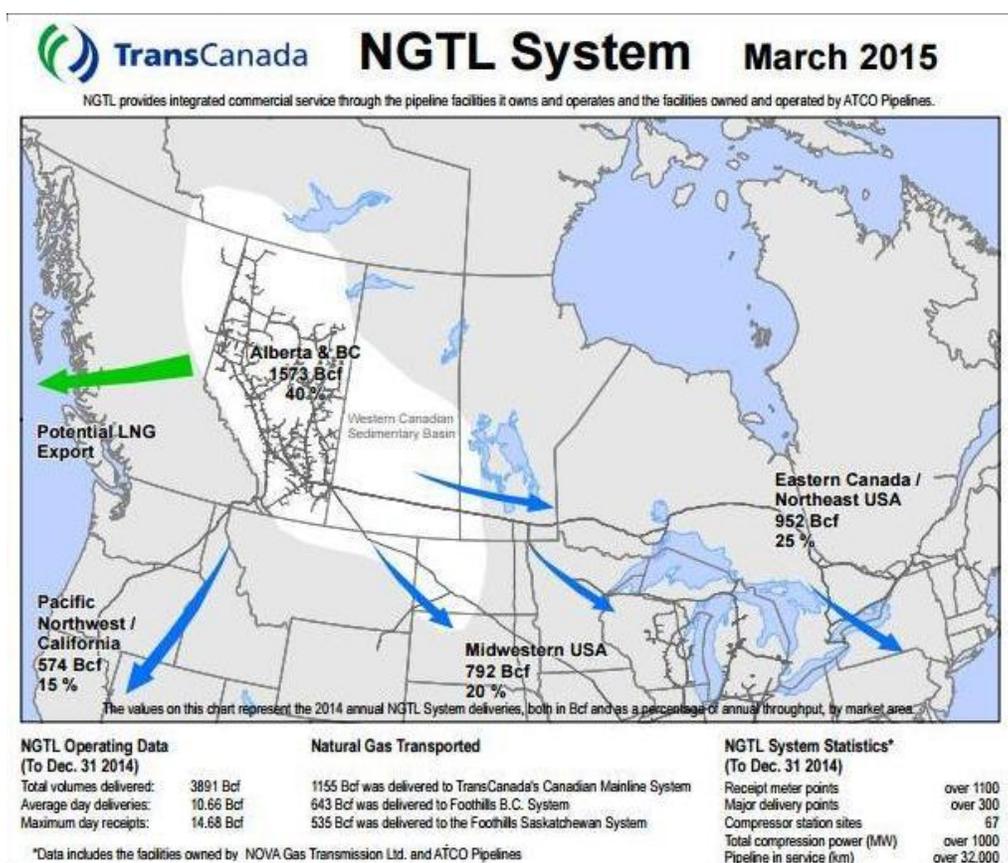


Figure 5. Carte montrant l'emplacement du réseau collecteur de gaz de la société TransCanada en Alberta et en Colombie-Britannique. Source : Société TransCanada.

Selon Russ Girling, président et directeur général, « notre réseau NGTL repose sur de larges approvisionnements de gaz naturel, ce qui lui permettrait de débloquer la ressource et de la relier de manière fiable et efficace aux marchés grandissants [...] En outre, le réseau fonctionne à ras bord, et il faut une plus grande capacité dans ces secteurs clés pour soutenir la croissance de la ressource gazière des plus prolifiques que l'on trouve dans le bassin sédimentaire de l'Ouest. » [TRADUCTION]

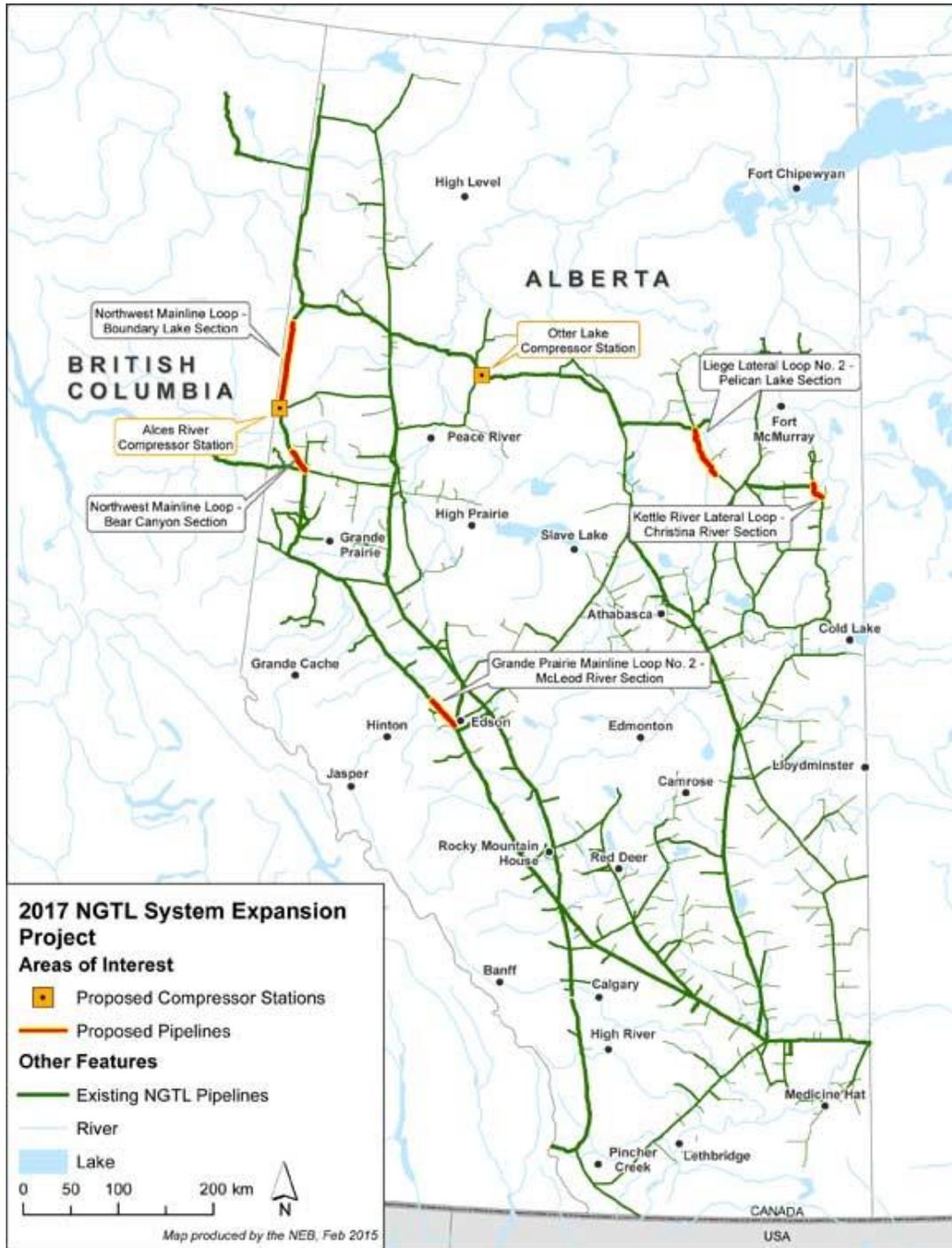


Figure 6. Carte détaillée du réseau NGTL de la société TransCanada montrant les projets d'expansion actuels.  
 Source : Société TransCanada.

NGTL, une filiale de la société TransCanada, a récemment conclu des contrats pour 2,7 Bp<sup>3</sup>/jour de nouveau service stable de transport de gaz naturel qui exigera une expansion du réseau au coût de 570 millions de dollars pour 2018.

Selon la société TransCanada, la croissance importante des approvisionnements en gaz naturel non classique dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique et le Nord-Ouest de l'Alberta est le principal facteur derrière ces nouveaux contrats, de pair avec la croissance continue de la demande du marché.

Le programme d'expansion de 2018 portera l'investissement total sur le réseau NGTL au-delà des 7,5 millions de dollars en projets déjà annoncés. Des projets totalisant environ 2,8 milliards de dollars ont obtenu l'approbation réglementaire, avec 800 millions de dollars en construction et 1,7 milliard de dollars de plus d'installations soumises à un examen réglementaire. Cette nouvelle expansion comprend de multiples projets qui totalisent 90 km de pipelines de 20 à 48 po de diamètre, un nouveau compresseur, environ 35 nouvelles stations de comptage et d'autres installations connexes. Sous réserve des approbations réglementaires, la construction devrait débuter en 2017 et toutes les installations devraient être mises en service en 2018.

Spectra Energy et son partenaire, BG Group, proposent de construire un corridor gazier d'environ 850 km de la région de Cypress dans le nord-est de la Colombie-Britannique jusqu'aux installations d'exportation de GNL proposées de GB Group sur l'île Ridley, près de Prince Rupert.

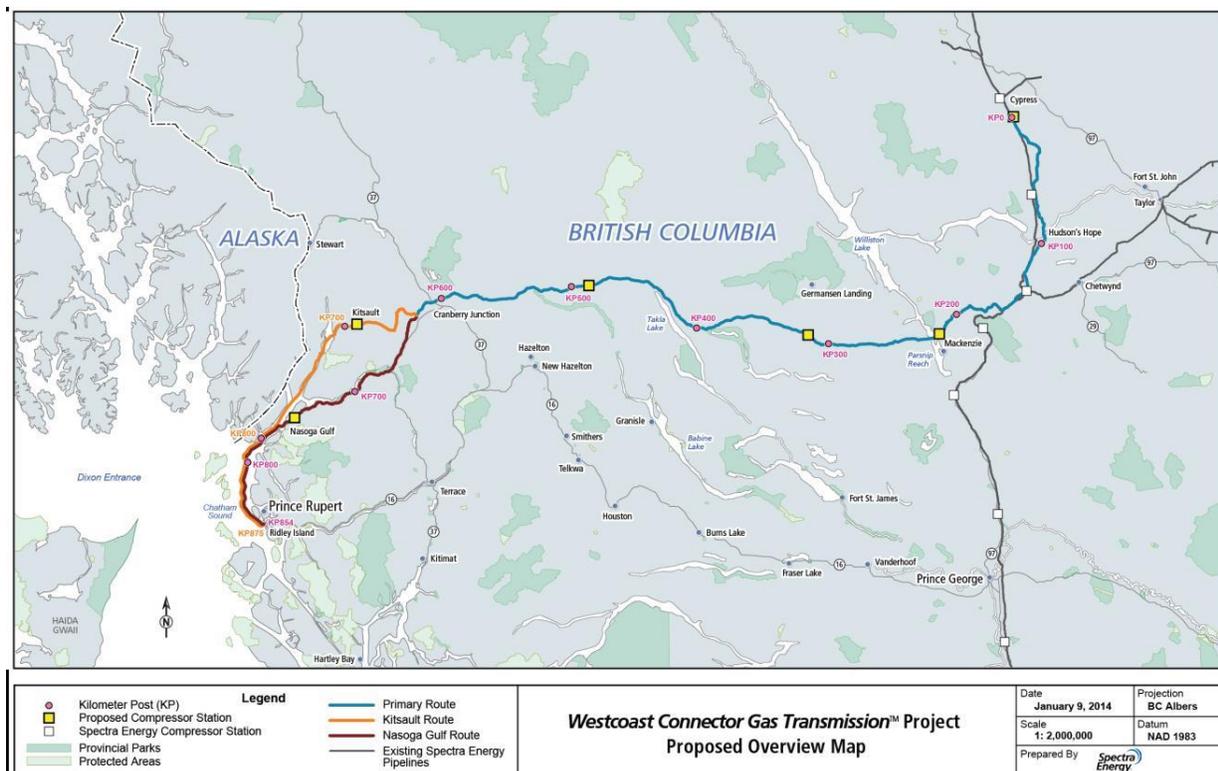


Figure 7. Carte détaillée du gazoduc Westcoast Connector Gas Transmission proposé par Spectra Energy. Source : Spectra Energy.

Un seul gazoduc pourrait être construit pour le projet Westcoast Connector Gas Transmission de Spectra Energy jusqu'à l'île Ridley, près de Prince Rupert, et pour le projet Prince Rupert Gas Transmission jusqu'à l'île Lelu à Port Edward, près de Prince Rupert, ce qui réduirait considérablement les coûts et améliorerait grandement la viabilité économique de chaque proposition.

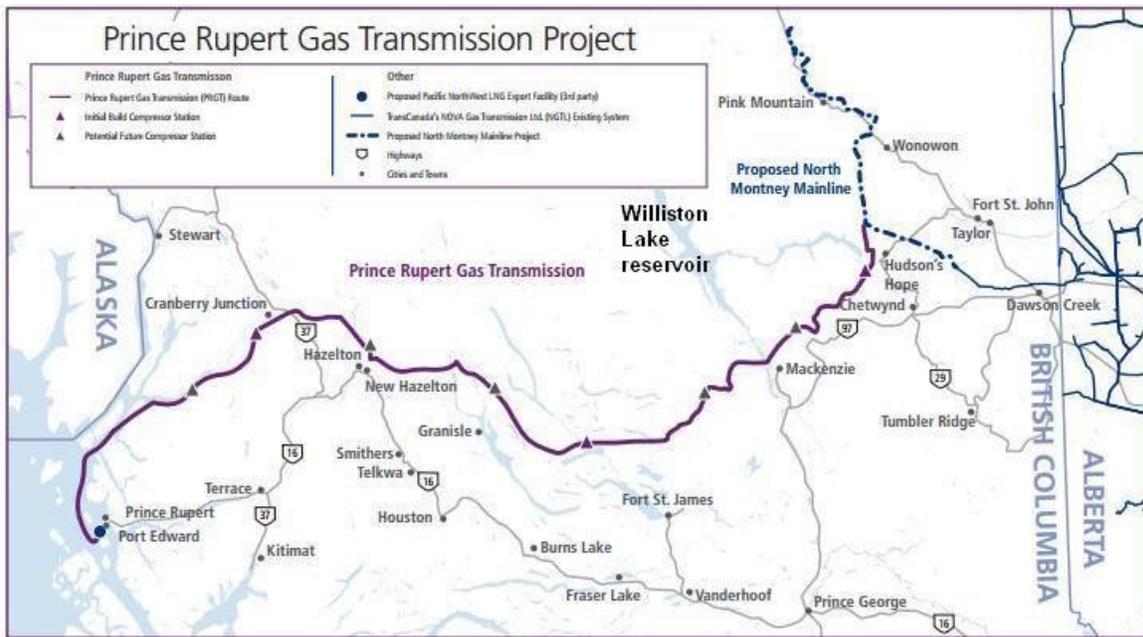


Figure 8. Carte détaillée du gazoduc Prince Rupert Gas Transmission proposé par la société TransCanada. Source : Spectra Energy.

Le concept de carrefour pipelinier majeur dans le nord-ouest du Canada apparaît sur la carte ci-après, laquelle montre le gazoduc existant de Spectra Energy jusqu'aux basses terres continentales de la Colombie-Britannique et jusqu'aux principales régions productrices de pétrole de schiste et de gaz du nord-est de la Colombie-Britannique et du nord-ouest de l'Alberta.

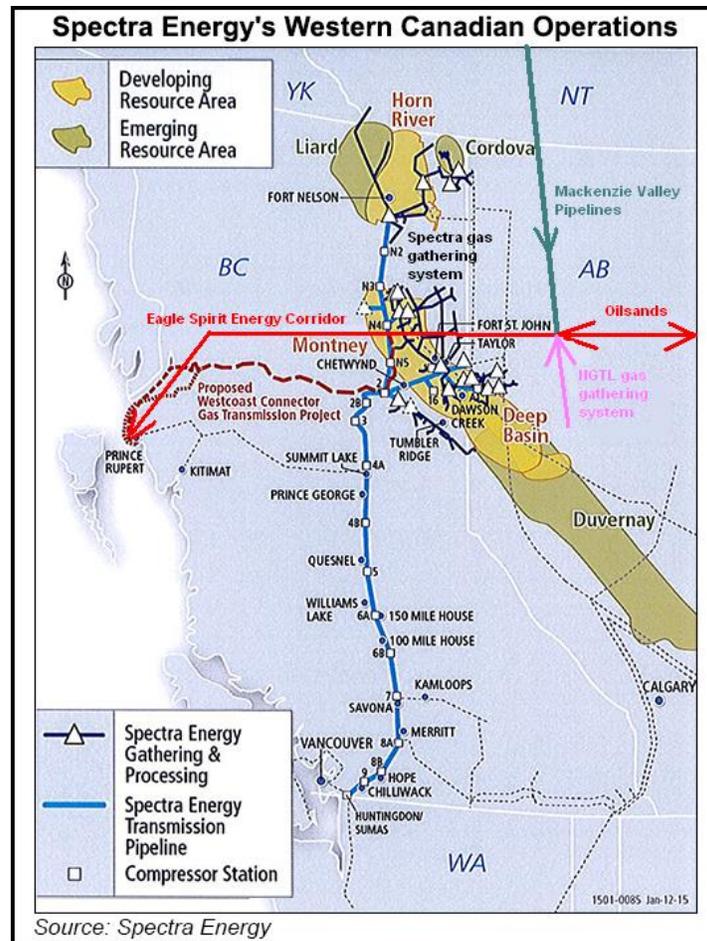


Figure 9. Concept de corridor pipelinier dans le Nord-Ouest canadien. Source : Mike Priaro et Spectra Energy.

Un corridor énergétique dans le Nord-Ouest canadien jusqu'à Prince Rupert (C.-B.) pourrait aussi se raccorder au gazoduc proposé de 1 200 km de la vallée du Mackenzie, qui transporterait des ressources pétrolières et gazières de l'Arctique, de la mer de Beaufort, du delta du Mackenzie et des Territoires du Nord-Ouest jusqu'aux marchés canadiens et américains au moyen d'un raccordement au réseau collecteur et de transport de gaz NOVA de TransCanada, en Alberta.



Figure 10. Carte du pipeline Mackenzie proposé (le pipeline Northcentral Crossing ne sera pas nécessaire avec un corridor énergétique jusqu'à la côte ouest). Source : Projet Mackenzie.

De pair avec l'oléoduc Keystone qui transporte du pétrole brut jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique et le réseau principal d'Enbridge qui se rend jusqu'au Midwest américain et jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique, ainsi que l'oléoduc proposé Énergie Est jusqu'à la côte est du Canada, nous aurions un réseau et un carrefour importants et interreliés de pipelines pétroliers, de gaz naturel et de LGN qui relieraient efficacement les vastes ressources en hydrocarbures du Nord et de l'Ouest canadien et qui donneraient accès aux meilleurs prix offerts sur les marchés mondiaux.

La Colombie-Britannique tirerait d'importantes retombées économiques des recettes provenant de la production d'énergie hydroélectrique à faible teneur en carbone dans la région de la rivière de la Paix, de l'approvisionnement adéquat en électricité résidentielle, commerciale et industrielle pour un développement accru dans le Nord de la province et de la réduction des émissions de GES découlant de l'exploitation des ressources.

## Ressources en hydrocarbures dans le Nord-Ouest canadien

Des pipelines de pétrole, de LGN et de gaz naturel vers les usines de GNL et les terminaux maritimes situés près de Prince Rupert encourageraient l'exploitation de grandes quantités de sables bitumineux et de ressources en gaz de schiste, en pétrole et en gaz naturel dans le nord-est de la Colombie-Britannique et dans le Nord de l'Alberta, ainsi que des ressources en hydrocarbures dans les Territoires du Nord-Ouest, le Yukon, le delta du Mackenzie, la mer de Beaufort et l'archipel arctique.

Le tableau suivant montre en détail les immenses ressources en hydrocarbures dans le Nord-Ouest canadien. Ce tableau montre généralement les chiffres pour les ressources en place. Les chiffres pour le potentiel ultime du gaz classique et du méthane de houille en Alberta et les chiffres pour les autres réserves prouvées de pétrole et de gaz classiques font exception à cette règle.

Il importe de comparer la valeur de 8 203 Tpi<sup>3</sup> pour les ressources en gaz naturel du Nord-Ouest canadien aux réserves prouvées de 6 906 Tpi<sup>3</sup> à l'échelle mondiale en 2014, selon l'Energy Information Administration des États-Unis. Les ressources prouvées de gaz naturel des États-Unis en 2014 étaient de 338 Tpi<sup>3</sup>.

Il est à noter qu'au moins six autres formations de schistes prospectives sont évaluées de manière moins exhaustive en Alberta, en Colombie-Britannique et dans les Territoires du Nord-Ouest. Bien sûr, l'exploration et l'exploitation des ressources dans les Territoires du Nord-Ouest, le Yukon, le delta du Mackenzie, la mer de Beaufort et l'archipel arctique n'en sont qu'à leurs balbutiements.

<b>RESSOURCES EN HYDROCARBURES DANS LE NORD-OUEST CANADIEN</b>					
<b>Région</b>	<b>Formation</b>	<b>Gaz naturel</b>	<b>LGN</b>	<b>Pétrole</b>	<b>Source</b>
		<i>billions de pieds cubes</i>	<i>milliards de barils</i>	<i>milliards de barils</i>	
Sables bitumineux – Alb.	Exploitation à ciel ouvert	n.d.	n.d.	130,9	AER (1)
	Sur place	n.d.	n.d.	1204,6	AER (1)
Carbonates de bitume – Alb.	Grosmont	n.d.	n.d.	405,9	AER (1)
	Nisku	n.d.	n.d.	102,1	AER (1)
Pétrole classique – Alb.	Diverses	232	1,6	1,8	AER (1)
Méthane de houille – Alb.	Diverses	500	n.d.	n.d.	AER (1)
Schistes – Alb.	Duvernay	443	11,3	61,7	ERCB/AGS (2)
	Muskwa	419	14,8	115,1	ERCB/AGS (2)
	Montney	2 309	28,9	136,3	ERCB/AGS (2)
	Nordegg	148	1,4	37,8	ERCB/AGS (2)
	Wilrich	246	2,1	47,9	ERCB/AGS (2)
	Banff/Exshaw	35	0,1	24,8	ERCB/AGS (2)
Sables de réservoirs étanches – Alb.	Cardium	n.d.	n.d.	9,1	ONE
Pétrole brut lourd – Sask.	Mannville	n.d.	n.d.	21,5	Gouv. Sask. (4)
Sables bitumineux – Sask.	Mannville	n.d.	n.d.	9,4	Oilsands Quest
Schistes – Sask.	Bakken	n.d.	n.d.	71,0	ONE (6)
Pétrole classique – Sask.	Diverses	1,8	n.d.	1,2	Gouv. Sask. (7)
Schistes – C.-B.	Montney	1965	96,3	2,8	ONE et coll. (8)
	Horn River	448	n.d.	n.d.	ONE et coll. (9)
	Liard	848	n.d.	n.d.	ONE et coll. (9)
Pétrole classique – C.-B.	Diverses	12,6	n.d.	0,1	Gouv. C.-B. (10)
Schistes – Yukon	Liard, Horn	68	n.d.	n.d.	ONE et coll. (11)
Schistes – T.N.-O.	Liard, Horn	505	n.d.	n.d.	ONE et coll. (11)
	Canol,	n.d.	n.d.	191,2	ONE (12)
Partie continentale – T.N.-O.	Diverses	10,0	0,05	1,5	ONE (13)
Archipel arctique – T.N.-O.	Diverses	3,8	n.d.	0,3	ONE (13)
Mer de Beaufort – T.N.-O.	Diverses	9,2	0,01	4,9	ONE (13)
<b>TOTAL DES RESSOURCES DANS LE NORD-OUEST CANADIEN</b>		<b>8 203</b>	<b>157</b>	<b>2 582</b>	

Tableau 2. Ressources en hydrocarbures dans le Nord-Ouest canadien. Source : Mike Priaro.

## Principales questions

Les questions suivantes doivent être réglées pour mettre en place un corridor énergétique intégré et un carrefour pipelinier dans le Nord-Ouest canadien :

1. Il faut obtenir les approbations requises des Premières Nations vivant à l'intérieur des terres le long du tracé proposé pour mettre en place un corridor énergétique intégré regroupant un oléoduc, un gazoduc, un pipeline de LGN, des lignes électriques, des câbles de fibre optique et des voies d'accès.
2. Il faut obtenir les approbations requises des Premières Nations vivant sur le littoral pour mettre en place des terminaux maritimes de pétrole, de GNL et de LGN dans la région de Prince Rupert.
3. Le gouvernement de la Colombie-Britannique doit confirmer qu'un corridor énergétique intégré dans le Nord-Ouest canadien répond aux cinq conditions d'approbation d'un pipeline de pétrole brut lourd à travers à la Colombie-Britannique.
4. Le moratoire fédéral sur les pétroliers au large de la Colombie-Britannique doit être levé pour mettre en place des terminaux dans la région de Prince Rupert.
5. Tous les autres intervenants doivent convenir qu'un corridor énergétique intégré dans le Nord-Ouest canadien est la meilleure solution aux enjeux économiques, environnementaux et écologiques liés à l'exploitation des ressources.

## Considérations relatives aux politiques du gouvernement canadien

Le corridor énergétique proposé pour le Nord-Ouest canadien tient compte des préoccupations, des besoins, des responsabilités juridiques à l'égard des Premières Nations, des intérêts des Premières Nations et des considérations environnementales bien mieux que toute autre proposition d'oléoduc sur la côte Ouest du Canada, notamment le projet d'oléoduc Northern Gateway d'Enbridge et le projet de prolongement de l'oléoduc Trans Mountain de Kinder Morgan. Il respecte très bien les priorités actuelles du gouvernement fédéral en ce qui concerne l'amélioration du bien-être économique et social des Premières Nations.

Les Premières Nations doivent tirer un avantage économique direct et à long terme des pipelines et des installations érigés sur leurs terres. Cela pourrait être fait au moyen de prêts fédéraux offrant une mesure de participation au capital des Premières Nations touchées. Les Premières Nations, ainsi que les promoteurs de projet, pourraient aussi tirer avantage d'une participation à la conception, à la construction, à l'exploitation et à gestion du corridor énergétique et des pipelines et installations connexes, grâce à une formation offerte par l'industrie.

Un leadership coordonné pour un corridor énergétique et de transport intégré dans le Nord-Ouest canadien est nécessaire pour obtenir l'appui des Canadiens. Il s'agit d'un méga projet complexe qui requiert le leadership et l'appui du gouvernement fédéral du Canada, soit le premier ministre Justin Trudeau et les ministres fédéraux des Transports, des Ressources naturelles, de l'Environnement, de l'Infrastructure et des Affaires autochtones et du Nord Canada, des gouvernements provinciaux des premiers ministres Clark et Notley de la Colombie-Britannique et de l'Alberta, des Premières Nations, des municipalités locales touchées, de BC Hydro, d'Alberta Power, des sociétés d'énergie et, bien sûr, des sociétés des industries pétrolière et gazière.

Mike Priaro, ing.  
Calgary (Alberta)  
403-281-2156

## Références

1. Alberta Energy Regulator. *ST98-2015: Alberta's Energy Reserves 2014 and Supply/Demand Outlook 2015–2024*, <http://www.aer.ca/documents/sts/ST98/ST98-2015.pdf>.
2. Energy Resources Conservation Board/Alberta Geological Survey. *Summary of Alberta's Shale- and Siltstone-Hosted Hydrocarbons*, [http://ags.aer.ca/document/OFR/OFR\\_2012\\_06.PDF](http://ags.aer.ca/document/OFR/OFR_2012_06.PDF).
3. Office national de l'énergie. *Projets de mise en valeur du pétrole de réservoirs étanches dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien*, <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/sttstc/crdlndprlmprdct/rprt/tghtdvlpmntwscsb2011/tghtdvlpmntwscsb2011-fra.pdf>.
4. Gouvernement de la Saskatchewan. *Evaluation of Saskatchewan's Heavy Oil Reserves*, [http://publications.gov.sk.ca/documents/310/38724-Eval\\_Sask\\_Heavy\\_Oil.pdf](http://publications.gov.sk.ca/documents/310/38724-Eval_Sask_Heavy_Oil.pdf).
5. Oilsands Quest Inc. <http://www.newswire.ca/news-releases/oilsands-quest-announces-reporting-of-the-independent-estimate-of-discovered-resources-at-axe-lake-provides-activity-update-534587161.html> ; [http://www.rigzone.com/news/oil\\_gas/a/43005/Oilsands\\_Quest\\_Issues\\_Ops\\_Update\\_Prelim\\_Bitumen\\_Reserves\\_Estimate](http://www.rigzone.com/news/oil_gas/a/43005/Oilsands_Quest_Issues_Ops_Update_Prelim_Bitumen_Reserves_Estimate).
6. Office national de l'énergie. *Potentiel ultime d'hydrocarbures non classiques de la formation de Bakken en Saskatchewan*, <http://www.neb-one.gc.ca/nrg/sttstc/crdlndprlmprdct/rprt/2015bkkn/2015bkkn-fra.pdf>.
7. Gouvernement de la Saskatchewan. <http://www.economy.gov.sk.ca/5yr-oil-summary> <http://www.economy.gov.sk.ca/5yr-gas-summary>.
8. Office national de l'énergie et coll. *The Ultimate potential for Unconventional Petroleum from the Montney Formation of British Columbia and Alberta*, [http://www2.gov.bc.ca/assets/gov/farming-natural-resources-and-industry/natural-gas-oil/petroleum-geoscience/oil-gas-reports/og\\_report\\_2013-1\\_montney\\_assessment.pdf](http://www2.gov.bc.ca/assets/gov/farming-natural-resources-and-industry/natural-gas-oil/petroleum-geoscience/oil-gas-reports/og_report_2013-1_montney_assessment.pdf).
9. Office national de l'énergie. *Ultimate Potential for Unconventional Natural Gas in Northeastern British Columbia's Horn River Basin*, <http://www.empr.gov.bc.ca/OG/Documents/HornRiverEMA.pdf>.
10. BC Oil and Gas Commission. *Hydrocarbon and By-Product Reserves in British Columbia*, 2013. <https://www.bcogc.ca/node/12346/download>.
11. Office national de l'énergie. *Les ressources gazières non classiques de la formation schisteuse du mississippien-dévonien dans le bassin de la Liard de la Colombie Britannique, des Territoires du Nord-Ouest et du Yukon*, mars 2016, <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/sttstc/ntrlgs/rprt/lmtptntlbcnwtkn2016/index-fra.html>.
12. Office national de l'énergie. *Évaluation des ressources en hydrocarbures non classiques des schistes des formations Bluefish et Canol dans les Territoires du Nord-Ouest*, <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/sttstc/crdlndprlmprdct/rprt/2015shlnt/index-fra.html>.
13. Office national de l'énergie. *Évaluation des ressources pétrolières classiques découvertes dans les Territoires du Nord-Ouest et la mer de Beaufort*, novembre 2014, <https://www.neb-one.gc.ca/nrth/pblctn/2014ptrlmrsrc/2014ptrlmrsrc-fra.pdf>.

## Biographie de l'auteur

Mike Priaro, B. Ing. (génie chimique), U.W.O. '76, ing., membre à vie de l'Association of Professional Engineers and Geoscientists of Alberta (APEGA), a, pendant 25 ans, travaillé en génie des installations, de la production, de l'exploitation et des réservoirs en tant qu'expert-conseil en génie, surintendant de secteur et directeur de l'ingénierie dans les champs de pétrole de l'Alberta pour des entreprises telles que Amoco et Petro-Canada.

Il a accru la production pétrolière du champ pétrolifère historique de Turner Valley et a instauré la technologie du forage sous-équilibré et de la complétion pour le forage, la complétion et la mise à l'essai de plusieurs des puits de gaz ayant connu la plus forte production sur la partie continentale du Canada, à Ladyfern. Il est coauteur de l'article *Advanced Fracturing Fluids Improve Well Economics* paru dans le *Oilfield Review* de Schlumberger et élaboré le matériel didactique pour le cours de génie avancé de la production au SAIT (Institut de technologie du Sud de l'Alberta).

M. Priaro a présenté certains de ses travaux devant le Comité permanent des ressources naturelles de la Chambre des communes à Ottawa et certains de ses ouvrages ont été publiés dans les numéros d'avril 2014 et février 2015 du magazine *Inside Policy* de l'Institut Macdonald-Laurier, sur des sites Web de l'industrie énergétique américaine tels que celui de RBN Energy, dans le numéro du 17 juillet 2014 du *Oil and Gas Journal*, dans le numéro du 3<sup>e</sup> trimestre 2014 du *Petroleum Technology Quarterly* et dans plusieurs chroniques du *Calgary Herald*, de l'*Edmonton Journal*, de la *Gazette de Montréal*, du *Halifax Chronicle Herald*, et plusieurs autres journaux.

M. Priaro n'a aucun lien officiel avec des sociétés pétrolières, des organisations environnementales, des groupes de réflexion, des organisations syndicales, des groupes de lobbying ou d'intérêt spécial, le monde universitaire ou le monde politique provincial et fédéral.

En 2015, M. Priaro a soumis l'évaluation *A Preliminary Engineering, Economic, and Environmental Evaluation of ASRL's Partial Upgrading Process* à la société Alberta Sulphur Research Ltd et l'a présentée à 80 représentants des sociétés membres d'ASRL. La valorisation partielle d'ASRL a par la suite obtenu un financement du gouvernement de l'Alberta et l'appui de l'industrie. Le 29 janvier 2016, le gouvernement de l'Alberta a fait de la valorisation partielle une priorité suivant les recommandations de son comité d'examen des redevances. Depuis septembre 2016, le projet pilote d'essai d'écoulement de la valorisation partielle d'ASRL est en cours aux installations de recherche de CANMET/RNCan à Devon, en Alberta.

En 2016, M. Priaro a été invité à faire partie des collaborateurs bénévoles du Centre Bowman au Bowman Centre for Sustainable Energy, une organisation sans but lucratif. Son objectif est de catalyser d'importants projets énergétiques à l'appui de la stratégie énergétique du Canada et de la création de richesses et d'emplois durables.

Les travaux de M. Priaro sont présentés sur ses pages LinkedIn : <https://www.linkedin.com/in/mike-priaro> et Behance : [https://www.behance.net/Mike\\_Priaro](https://www.behance.net/Mike_Priaro).

M. Priaro est tout à fait disposé à participer à des projets spéciaux et à des conférences.