

Bilan des connaissances de l'économie des hydrocarbures au Québec

Patrick González, Sarah Trabelsi et Sophie Jacques-Barma ¹

12 mars 2015

1. Centre de Recherche en économie de l'Environnement, de l'Agroalimentaire, des Transports et de l'Énergie (CREATE), Université Laval.

The logo for CREATE (Centre de Recherche en économie de l'Environnement, de l'Agroalimentaire, des Transports et de l'Énergie) features the word "CREATE" in a bold, sans-serif font. The letters are colored: 'C' is blue, 'R' is green, 'E' is red, 'A' is blue, and 'T' is blue. The 'E' is the only letter in red, and the 'A' and 'T' are blue.

Le présent rapport a été réalisé pour le compte du gouvernement du Québec dans le cadre des évaluations environnementales stratégiques annoncées le 30 mai 2014. Le contenu de ce document est celui des auteurs et n'engage pas le gouvernement du Québec.

Table des matières

| | | |
|----------|---|-----------|
| 1 | Introduction | 7 |
| 2 | La filière pétrolière et gazière au Québec | 7 |
| 2.1 | Exploration, extraction et stockage souterrain | 8 |
| 2.2 | Services aux compagnies d'exploration et d'exploitation | 11 |
| 2.3 | Transport et distribution d'hydrocarbures par pipeline | 13 |
| 2.4 | Transport et distribution d'hydrocarbures par camion, train et bateau | 15 |
| 2.5 | Industries du raffinage et de la pétrochimie | 20 |
| 2.6 | Autres acteurs de la filière des hydrocarbures | 22 |
| 3 | Programmes de formation de la main-d'œuvre | 24 |
| 4 | Impacts économiques de la filière | 28 |
| 4.1 | Alberta | 29 |
| 4.2 | Terre-Neuve-et-Labrador | 33 |
| 4.3 | Dakota du Nord | 37 |
| 4.4 | Contribution au développement économique | 42 |
| 5 | Besoins en pétrole et gaz naturel | 47 |
| 5.1 | Modèles de prévision de la demande d'hydrocarbures | 47 |
| 5.2 | Prévisions de la demande mondiale de pétrole et de gaz naturel | 50 |
| 6 | Redevances, fiscalité et participation de l'État | 53 |
| 6.1 | Régimes existants | 62 |
| 6.2 | Attribution et gestion des droits pétroliers | 62 |
| 6.3 | La fiscalité minière au Canada | 64 |
| 6.4 | La fiscalité minière et les redevances au Québec | 66 |
| 6.5 | Règlementation de l'industrie des hydrocarbures | 68 |
| 6.6 | Attractivité et compétitivité du Québec comme endroit où investir | 69 |
| 7 | Conclusion | 73 |

Table des figures

| | | |
|----|--|----|
| 1 | Capacité de production et de transport du pétrole de l'Ouest canadien. | 16 |
| 2 | Transport ferroviaire de mazout et pétrole brut au Canada. | 18 |
| 3 | Transport ferroviaire de pétrole brut aux États-Unis. | 19 |
| 4 | Taux de croissance de la population et de l'emploi | 30 |
| 5 | Redevances albertaines | 31 |
| 6 | Investissement | 33 |
| 7 | Variations du revenu médian des ménages aux États-Unis | 38 |
| 8 | Revenu personnel disponible (\$ de 2013). | 43 |
| 9 | Consommation des administrations publiques | 44 |
| 10 | Offre et demande de travail. | 46 |
| 11 | Évolution de la réputation du Québec selon l'enquête de l'Institut Fraser. | 70 |

Liste des tableaux

| | | |
|----|---|----|
| 1 | Compagnies d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures. | 10 |
| 2 | Compagnies de services susceptibles d'opérer au Québec. | 12 |
| 3 | Transport et distribution de pétrole et de gaz au Québec. | 14 |
| 4 | Entrées et sorties d'hydrocarbures au port de Montréal en 2013. | 19 |
| 5 | Fabricants de produits du pétrole et du charbon | 21 |
| 6 | Autres compagnies de la filière des hydrocarbures au Québec. | 22 |
| 7 | Entreprises actives en pétrochimie ou en raffinage au Québec. | 23 |
| 8 | Associations. | 24 |
| 9 | Formations disponibles au Québec. | 26 |
| 10 | Classes de modèles de prévision. | 47 |
| 11 | Prévision de la demande mondiale de pétrole en Mtep à l'horizon 2035 | 51 |
| 12 | Prévision de la demande mondiale de gaz naturel en Mtep à l'horizon 2035 | 51 |
| 13 | Prévisions en pétajoules de la demande québécoise de pétrole et de gaz en 2026. | 52 |
| 14 | Fiscalité et redevances. | 65 |
| 15 | Redevances sur l'exploitation des hydrocarbures au Québec. | 67 |

Acronymes

AEO : Annual Energy Outlook
AEPQ : Association des Entrepreneurs Pétroliers du Québec
AFSPG : Association québécoise des Fournisseurs de Services Pétroliers et Gaziers
AIE : Agence Internationale de l'Énergie
AIEM : Association Industrielle de l'Est de Montréal
APGQ : Association Pétrolière et Gazière du Québec
APSSCA : Alberta Petroleum Storage Systems Contractor's Association
BCPCA : British Columbia Petroleum Contractors Association
CAPP : Canadian Association of Petroleum Producers
CEPA : Canadian Energy Pipeline Association
CPCA : Canadian Petroleum Contractors Association
EDC : Exportation et Développement Canada
EES : Évaluation Environnementale Stratégique
EIA : U.S. Energy Information Administration
GES : Gaz à Effet de Serre
GNL : Gaz Naturel Liquéfié
ICI : Industries, Commerces et Institutions
MAED : Model for Analysis of Energy Demand
MEDEE : Modèle d'Évolution de la Demande d'Énergie
MEGC : Modèle d'Équilibre Général Calculable
MERN : Ministère de l'Énergie et des Ressources Naturelles
MPCA : Manitoba Petroleum Contractors Association
NEMS : National Energy Modelling System
ONE : Office National de l'Énergie
SRPCA : Saskatchewan Retail Petroleum Construction Association
TRR : Taxe sur Rente de Ressource
TQM : Trans Québec & Maritimes
WEM : World Energy Model
WEO : World Energy Outlook

Unités

Bcf : Milliard de pieds cubes
Btu : British thermal unit
Mcf : Millier de pieds cubes
Tcf : Billion (10^{12}) de pieds cubes
Toe : Tonne d'équivalent pétrole

Sommaire

Le Québec ne compte pas d'industrie d'extraction de pétrole ou de gaz mais tous les autres secteurs de la filière des hydrocarbures y sont bien représentés : exploration, transport, raffinage, pétrochimie et distribution. Si l'industrie d'extraction devait se développer, le Québec pourrait adapter ses programmes actuels de techniques minières pour former ici la main d'œuvre nécessaire.

On peut souhaiter développer l'industrie d'extraction des hydrocarbures afin d'enrichir la province mais son incidence sur l'économie en général est complexe et son influence sur le bien-être de la population non sans équivoque. Nous comparons les expériences de l'Alberta, de Terre-Neuve-et-Labrador et du Dakota du Nord afin de mieux comprendre la nature des enjeux pour le Québec.

L'avenir de l'industrie dépend des besoins en gaz et en pétrole. Nous rendons compte des prévisions actuelles et de la manière dont sont établies ces prévisions.

Le développement d'une industrie d'extraction commande une expertise particulière, requiert d'importants investissements et procure éventuellement des redevances lucratives. Les juridictions qui possèdent des ressources pétrolières et gazières sont en concurrence pour attirer chez elles les entreprises capables de développer les ressources. Les conditions offertes ici à ces entreprises sont comparables à celles que proposent les autres provinces productrices. Depuis 2011 toutefois, suite à la confusion réglementaire quant à l'avenir de l'industrie des gaz de shale, la réputation du Québec chez ces entreprises s'est considérablement dégradée.

1 Introduction

Le 30 mai 2014, le Gouvernement du Québec instaurait deux nouvelles évaluations environnementales stratégiques (EES) sur les hydrocarbures ainsi que sur l'exploration et l'exploitation de ces hydrocarbures dans l'île d'Anticosti. Le présent document a été commandé par le Ministère de l'Énergie et des Ressources Naturelles (MERN) afin de nourrir le plan d'acquisition des connaissances de la première EES. Nous avons tâché de respecter le plus possible le cahier de charges qui nous a été soumis dans les délais extrêmement serrés qui nous ont été impartis.

La structure du texte reprend pour l'essentiel celle du devis du ministère. En conclusion, nous proposons des pistes de recherche susceptibles de figurer dans le plan d'acquisition des connaissances.

2 La filière pétrolière et gazière au Québec

Aux fins de cette étude, la filière pétrolière et gazière au Québec englobe les industries d'exploration et d'extraction des hydrocarbures, inclut les industries ancillaires qui supportent direc-

tement ces activités, notamment l'industrie du transport des hydrocarbures, et s'étend jusqu'aux grands consommateurs industriels dont la présence est directement liée à la disponibilité industrielle des hydrocarbures. Nous excluons ainsi les activités de distribution aux petits consommateurs, par exemple la livraison du mazout aux clients résidentiels ou celle du gaz aux Industries, Commerces et Institutions (ICI), mais nous incluons les fabricants d'asphalte. Nous excluons les hydrocarbures d'origine biogénique, mais nous considérons les hydrocarbures non-conventionnels comme le gaz naturel obtenu par fracturation des shales.

2.1 Exploration, extraction et stockage souterrain

Actuellement, il n'y a pas d'activité d'extraction d'hydrocarbures significative au Québec. Les gisements de gaz naturel de Pointe-au-Lac près de Trois-Rivières et de Saint-Flavien au sud-ouest de Québec ont été exploités commercialement entre 1966 et 1976 pour le premier, et entre 1980 et 1994 pour le second¹. Taris, ils sont aujourd'hui employés par la société Intragaz inc. pour stocker du gaz naturel qui est libéré ensuite dans le réseau pendant la pointe hivernale (Saint-Flavien, 2014; Intragaz, 2014).

Les activités d'exploration ont une plus longue histoire, près de mille puits ayant été forés au Québec depuis 1860. Dans les années cinquante et soixante, Shell Canada mène des activités d'exploration dans les basses terres du Saint-Laurent et est la première à forer au site de Saint-Flavien en 1972. Hydro-Québec et SAREP (Texaco) réalisent le premier forage terrestre dans le golfe du Saint-Laurent en 1970 à l'île Brion, au nord des îles de la Madeleine (Hydro-Québec, 2002).

Fondée en 1969, la Société québécoise d'initiatives pétrolières (SOQUIP) rachète les permis de Shell et les permis d'Hydro-Québec pour le domaine marin et prend le relai des activités d'exploration. Elle découvre notamment le réservoir de Saint-Flavien. Cette phase d'exploration s'achève

1. Les gisements de Pointe-au-Lac et de Saint-Flavien ont respectivement produit 2,4 bcf et 5,7 bcf de gaz. Le Québec consomme annuellement environ 200 bcf de gaz.

avec le dépôt d'un rapport en 1984 où la société conclut au faible potentiel commercial de l'exploitation des hydrocarbures au Québec. Les activités d'exploration reprennent ensuite au tournant du siècle avec la fondation de Junex Inc., Gastem Inc. et Pétrolia Inc. et la création de la division Pétrole et gaz d'Hydro-Québec en 2002 (Spain et L'Italien, 2013). En 2006, Hydro-Québec cesse ses activités d'exploration et vend les permis qu'elle détenait en Gaspésie et sur l'île d'Anticosti. Ceux-ci sont aujourd'hui répartis parmi une vingtaine d'entreprises, parmi lesquelles Talisman Energy Inc. et Suncor Energy prospect Generation Inc. Ces deux dernières entreprises n'effectuent actuellement aucuns travaux au Québec.

La table 1, établie notamment à partir de la liste des permis d'exploration en vigueur, donne un aperçu de ce segment de la filière. Pour les sociétés ouvertes, nous indiquons dans les deux dernières colonnes le sigle boursier et la valeur de la capitalisation afin de donner une idée de la taille de l'entreprise².

La plupart de ces compagnies ont acquis leur permis suite à la découverte, vers la fin de 2007, de la présence de gaz naturel dans les schistes argileux de la formation géologique du Shale d'Utica (Gouvernement du Québec, 2010). Au printemps 2011, le Gouvernement du Québec a exigé l'obtention d'un certificat d'autorisation du Ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques avant de procéder à une fracturation hydraulique, nécessaire pour exploiter plusieurs des gisements convoités. Depuis, les activités d'exploration ont été menées surtout dans le Bas Saint-Laurent et en Gaspésie autour de projets de puits sans fracturation.

2. Ces valeurs fluctuent énormément, notamment avec le prix des ressources, mais demeurent utiles à des fins de comparaisons entre compagnies.

| Nom | Siège social | Activités | Propriété | Capitalisation |
|---|----------------------------------|---|---|-----------------|
| Altai Resources Inc.* | Toronto | AB (P) et QC (G)† | TSX ATI | 3,9 M \$ |
| Canadian Quantum Energy Corporation* | Calgary | AB (P) et QC (G). | TSX CQM | 4,7 M \$ |
| Canbriam Energy Inc. | Calgary | BC (G) | Warburg Pincus, ARC Financial, Teachers' Private Capital, Blackrock et GE Asset Management. | — |
| Corridor Resources Inc.* | Halifax | NB (G) et QC (P & G) | TSX CDH | 125 M \$ |
| Forest Oil | Denver, CO | Premiers forages horizontaux au Québec en 2008. | NYSE FST | 123 M \$ |
| Gastem Inc.* | Montréal | QC (P & G) ; NY ; VA | GTMIF | 9 K \$ |
| Greencastle Resources Ltd* | Toronto | Mines (BC, US), P & G | TSX VGN | 3,2 M \$ |
| Hydrocarbures Anticosti S.E.C.* | Québec | QC (P & G) | Ressources Québec inc.(35%), Pétrolia Inc.(21,67%), MPI(21,67%) et Corridor Resources Inc.(21,67%). | — |
| Intragaz Exploration SEC* | Trois-Rivières | QC | Gaz Métro, GDF Suez | — |
| Junex Inc.* | Québec | QC (P & G) | TSX JNX | 40 M \$ |
| Les Mines J.A.G. Ltée* (Olitra inc.) | Montréal | QC (P) | TSX JML | 2,5 M \$ |
| Marzcorp Oil & Gas Inc.* | Montréal | QC (G) | — | — |
| Molopo Energy Canada Limited* | Calgary | TX (P) | ASX MPO | 29 M \$ |
| MPI (Saint-Aubin Énergie) | Paris | QC | NYSE Euronext Paris MPI | 500 M \$ |
| Mundiregina Resources Canada Inc.* | St. Catharines | QC (G) | — | — |
| NJ & Exploration Inc.* | Montréal | Q (P & G) | Rashid Gabitov | — |
| Petrocorp Inc.* (Huile Mac (Canada) inc.) | White Plains, NY (Pointe-Claire) | | OTC PTCF, James Fitzsimons | ? |
| Pétrolia Inc.* | Québec | QC (P & G) | TSX PEA | 40 M \$ |
| Petrolympic Ltd.* (Pétrolympia Inc.) | Toronto (Montréal) | QC (G), US (P) | TSX PCQ | 28 M \$ |
| Ressource & Énergie Squatex Inc.* | Brossard | QC (G) | — | — |
| Suncor Energy prospect Generation Inc.* | Calgary | AB (P) | TSX SU | 55 G \$ |
| Questerre Energy Corporation* | Calgary | QC (G) SK (P) AB (P & G) BC (G) | TSX QEC | 225 M \$ |
| Talisman Energy Inc.* | Calgary | QC (G) | TSX TLM | 8,4 G \$ |
| Transamerican Energy inc.* | Vancouver | QC (P & G), US (P & G) | TSX TAE | 645 K \$ |
| X-Terra Resources Corporation* | Rouyn-Noranda | QC (G) | TSX XTT | 700 K \$ |
| 9161-7795 Québec Inc.* | Montréal | QC (P & G) | Clan Duncan Resources Ltd., KTB Investments Inc. | — |

TABLE 1 – Compagnies potentiellement concernées par l'exploration et l'exploitation pétrolière et gazière au Québec.

* Compagnie détenant des permis d'exploration au Québec.

† AB (P) signifie que la compagnie exploite du pétrole en Alberta et QC (G), qu'elle souhaite exploiter du gaz au Québec.

2.2 Services aux compagnies d'exploration et d'exploitation

L'industrie pétrolière et gazière est structurée en deux paliers : des entreprises de petite taille (comme Junex ou Pétrolia) qui mènent des travaux d'exploration dans l'espoir de découvrir et de mettre en valeur un gisement, et des entreprises de grande taille (comme Shell ou l'Impériale) qui sont capables d'intervenir à toutes les étapes menant à l'exploitation d'un site. Si ces dernières peuvent être verticalement intégrées, ce n'est pas le cas des premières lesquelles ne disposent que de capital physique et financier limités.

Cette structure fonctionne par la présence d'une imposante industrie de services capable de réaliser à contrat la plupart des opérations requises, tant dans les phases d'exploration que d'exploitation. Cette industrie inclut aussi les divers équipementiers qui procurent camions, bennes et autres équipements dont les entreprises ont besoin. Lors du dernier congrès de l'Association Pétrolière et Gazière du Québec (APGQ) en novembre 2014, où se retrouvaient les entreprises prospectrices juniors du Québec, Baker Hugues exposait ainsi les plus récents équipements et services qu'elle proposait à sa clientèle potentielle présente. La table 2 donne un aperçu de cette industrie de services. On y trouve des petites entreprises locales comme Maco, et des multinationales comme Schlumberger.

Comme nous le soutenons plus loin, ces entreprises jouent un rôle très important dans le développement de l'industrie des hydrocarbures. Comme l'industrie est très intensive en capital³, elles reçoivent en compensation une part léonine de la valeur de la ressource (nette de redevances).

3. Le *Centre for the Study of Lining Standards* définit l'intensité en capital comme la valeur des services du capital par heure travaillée (CSLS, 2012). En 2007 au Canada, l'intensité en capital était 28 fois plus importante dans l'industrie d'extraction de pétrole et de gaz (Bradley et Sharpe, 2009) que dans l'ensemble des secteurs. Morel (2006) a calculé que la part des revenus reçue par la main d'oeuvre au Canada avoisine 58 % mais qu'elle ne dépassait pas 20 % entre 2000 et 2005 dans les industries extractives.

| Nom | Siège social | Activités | Propriété | Capitalisation |
|---------------------------------------|---------------------------------------|---|--------------------------------|-----------------|
| Akita Drilling Ltd | Houston, TX | Quarantaine de foreuses actives dans l'Ouest et le Nord canadien. | TSX AKT.A | 200 M\$ |
| Baker Hughes | Houston, TX | Services d'exploration à la production en passant par la complétion et l'évaluation. Boues de forage. | NYSE BHI | 22,6 G\$ |
| Boart Longyear Ltd | South Jordan, UT | Services et équipement de forage (standard et directionnel), carottage, etc. | ASX BLY | 95 M\$ |
| Calmena Energy Services | Calgary | Forage (standard et directionnel), complétion, fluide de fracturation, service de diagraphie. | TSX CEZ | 4,5 M\$ |
| East Coast Drilling, Inc | Moorestown, NJ | Services environnementaux et géotechnique de forage, échantillonnage, installation de piézomètre, cimentation de puits abandonnés. | — | — |
| E-CAN Oilfield Services LP | Elk Point, AB | Services de transport. (<i>flushby units, pressure units, steamer units</i>) et de production (<i>lecoiled tubing</i>). | — | — |
| Foragaz | Québec | Forage. | Junex Inc. | — |
| Forage Downing Drilling | Hawkesbury, ON | Équipes et plates-formes de forage d'exploration. | — | — |
| Forage Major Kennebec Drilling LTD | Thetford Mines | Forage d'exploration et forage environnemental. | Major Drilling Group Int. Inc. | — |
| Forage Val-Brillant Inc. | Saint-Paule, QC | Forage à forfait de pétrole et de gaz naturel. (travaux d'exploration, analyse de sol et diagraphie sismique). | — | — |
| Fordia | Dollard-des-Ormeaux | Équipementier. | — | — |
| FLIR Systems, Inc. | Burlington, ON | Détecteurs thermographiques de gaz. | NASDAQ FLIR | 4,5 G\$ |
| Groupe Maco Inc. | Trois-Rivières | Construction et entretien de réseaux gaziers, systèmes de tuyauterie (pétrochimie). | — | — |
| Hewitt Équipement Limitée | Pointe-Claire QC | Équipementier. | — | — |
| Haliburton Company | Houston, TX | Services d'exploration à l'exploitation en passant par la complétion de puits. Boues de forage. | NYSE HAL | 46 G\$ |
| Industries D.E.A. | Sainte-Françoise | Fabrication et réparation de mécanique industrielle (produits d'acier, tuyauterie haute pression, recertification de foreuse). | — | — |
| Maxxam Analytique Inc. | Mississauga, ON | Analyse d'échantillons pétroliers. | — | — |
| Nabors Industries | Hamilton, Bermude | Services de forage (standard et directionnel), complétion de puits, production, cimentation et transport. | NYSE NBR | 5,2 G\$ |
| Praxair Canada inc. | Mississauga, ON | Services d'injection de gaz pour la stimulation de puits. | Praxair, Inc. NYSE PX | 37 G\$ |
| Precision Drilling Corporation | Calgary | Une des plus grandes compagnies canadiennes de services de forage (standard et directionnel). Possède une flotte de 190 foreuses au Canada. | TSX PD | 2,6 G\$ |
| Savanna Energy Services Corp | Calgary | 3 ^e au Canada pour le nombre de foreuses. | TOR SVY | 524 M\$ |
| Schlumberger Limited | Houston TX, Londres, Paris et La Haye | Plus grande compagnie de services pétroliers au monde. Services de forage, complétion, diagraphie, tests de production, etc. | NYSE SLB | 127 G\$ |
| Treeline Services Inc. | Calgary | 18 foreuses au Canada. | — | — |
| Treo drilling services LP | Calgary | 31 foreuses de 1 500 m, active surtout dans les sables bitumineux de l'Alberta. | — | — |
| VersaDrill Canada | Val d'Or | Fabricant de foreuses au diamant multi-usages. | — | — |
| Weatherford International plc | Dublin | Forage, complétion, production, etc. | NYSE WFT | 13 G\$ |
| Western Energy Services Corp. | Calgary | Sa filiale <i>Horizon Drilling</i> possède une flotte de 50 foreuses, capacité de 2 000 à 5 000 m. | TSX WRG | 526 M\$ |

TABLE 2 – Compagnies de services susceptibles d'opérer au Québec.

2.3 Transport et distribution d'hydrocarbures par pipeline

L'industrie du transport et de la distribution d'hydrocarbures par pipeline est importante au Québec. L'émergence d'une industrie pétrochimique d'envergure à Montréal⁴ a fait en sorte que la ville constitue aujourd'hui un carrefour pour plusieurs oléoducs, notamment l'oléoduc provenant de Portland sur la côte est par lequel transite une partie du pétrole étranger transporté par bateau via l'Atlantique et les pipelines d'Enbridge⁵ et de Trans-Nord provenant du sud de l'Ontario. Ces pipelines approvisionnent la raffinerie de Suncor Energy Inc. En outre, Montréal reçoit directement par bateau une variété de produits raffinés qui transitent ensuite par pipelines⁶. Un pipeline transporterait ainsi du kérosène depuis Montréal-Est jusqu'à l'aéroport de Dorval pour approvisionner les avions⁷. Ultramar⁸ a récemment construit le pipeline Saint-Laurent qui approvisionne aussi Montréal en produits raffinés depuis la raffinerie Jean-Gaulin à Lévis. Cette raffinerie est elle-même approvisionnée en pétrole brut par bateau depuis 1971.

Par sa position à l'extrémité du réseau principal de gaz naturel (la *mainline*), soit le faisceau de gazoducs de TransCanada qui transporte du gaz naturel depuis l'Alberta vers l'Est du Canada, le Québec occupe un rôle important dans le transport de cette ressource. Elle y transite vers le New Hampshire via le gazoduc de Trans Québec & Maritimes (TQM) détenu par Gaz Métro et TransCanada et opéré par TransCanada. Enfin, une partie importante du Québec est alimentée en gaz naturel par le réseau de distribution de Gaz Métro. Enbridge possède Gazifère qui distribue le gaz dans l'Outaouais. La table 3 recense les principales entreprises actives en transport et en distribution d'hydrocarbures au Québec.

4. En 1965, Montréal comptait six raffineries qui transformaient 30% de tout le pétrole raffiné au Canada (314 500 bjj). Cf. Cardinal (1965).

5. Il s'agit de la ligne 9B pour laquelle l'ONÉ a récemment autorisé Enbridge à rétablir le flux dans le sens ouest-est.

6. En 2013, 8,7 millions de tonnes de produits pétroliers ont transité par le port de Montréal, soit 31% du volume total des marchandises qui ont transité par ce port (Port de Montréal, 2013b).

7. Selon les statistiques du port de Montréal, 51 282 tonnes métriques de kérosène y ont été livrées en 2013. Pour plus de données concernant les marchandises liquides en vrac, consultez port-montreal.com/PMStats/html/frontend/statistics.jsp?lang=fr&context=about.

8. Énergie Valero Inc., qui possédait Ultramar, est demeurée propriétaire du pipeline St-Laurent après s'être départie de l'entreprise.

| Nom | Siège social | Activités | Propriété | Capitalisation |
|---|---------------------|--|--|------------------------|
| Canadien National | Montréal | Transport ferroviaire de pétrole. | TSX CNR | 66 G \$ |
| Canadien Pacifique | Calgary | Transport ferroviaire de pétrole. | TSX CP | 39 G \$ |
| Petro-Nav inc. | Québec | Transport maritime de produits pétroliers. | Groupe Desgagnés | — |
| Enbridge Inc. | Calgary | Pipeline (ligne 9B de Sarnia ON à Montréal), éolien (QC ~ 550 MW), distribution de gaz (Gazifère). | TSE ENB | 43 G \$ |
| Gazifère | Gatineau | Distribution de gaz en Outaouais. | Enbridge Inc. | — |
| Gaz Métro | Montréal | Distribution de gaz naturel. | Caisse de dépôt et de placement du Québec [Trencap s.e.c. → Noverco Inc.] (29%), Enbridge Inc. [Noverco Inc.] (28%), Valener Inc. (29%), Fonds de solidarité des travailleurs du Québec, Régie des rentes du mouvement Desjardins, etc (via Trencap s.e.c. → Noverco Inc.) | 5 G \$ d'actifs |
| Gaz Métro GNL | Montréal | Projet de transport de gaz naturel par camion au GNL. | Gaz Métro, Investissement Québec | — |
| Gaz Métro Solutions Transports | Montréal | Projet de transport de marchandises par camion au GNL. | Gaz Métro | — |
| Intragaz inc. | Trois-Rivières | QC (G) Stockage souterrain de gaz à Saint-Flavien et Pointe-du-Lac. | Gaz Métro et GDF Suez (via GDF Québec inc.) | — |
| Kildair Service Ltée | St-Paul-de-Joliette | Stockage et transport de produits pétroliers au port de Sorel-Tracy. | Sprague International Properties LLC (Portsmouth, NH), NYSE SRLP | 454 M \$ |
| Terminal Norcan Inc.* | Montréal-Est | Terminal pétrolier à Montréal. | La Coop fédérée, MacEwen Petroleum inc., Irving Oil | — |
| Pipe-lines Portland Montréal | South Portland, ME | Oléoduc. | Pipe-lines Montréal Itée (selon Équiterre, propriété de Imperial Oil Ltd, Suncor Energy Inc. et Shell Canada). | — |
| Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (TQM) | | Transport de gaz naturel. | Gaz Métro et TransCanada Corp. | — |
| GNL Québec Inc | | Projet de terminal d'exportation à Saguenay pour le transport maritime de gaz naturel du Canada vers les marchés mondiaux (projet <i>Énergie Saguenay</i>). | Freestone Capital Management LLC et Bayers Capital | — |
| Stolt LNGaz | Londres | Transport et la distribution de gaz de pétrole liquéfié et de GNL. Projet d'usine de liquéfaction de gaz à Bécancour pour approvisionner la Côte-Nord par méthanier. | Stolt-Nielsen Gas, OSL SNI | 1,2 G \$ |
| TransCanada Corp. | Calgary | Pipelines de gaz naturel (TQM) et de pétrole (projeté : Énergie est). | TSX TRP | 40 G \$ |
| Shell Canada | Calgary | Terminal pétrolier au port de Montréal. | Royal Dutch Shell LSE RDSA | 145 G \$ |
| Pipelines Trans-Nord Inc. | Richmond Hill, ON | Pipeline de produits raffinés depuis l'Ontario vers Montréal. | Imperial Oil Ltd, Suncor Energy Inc. et Shell Canada (à parts égales). | — |
| Ultramar | Montréal | Pipeline Saint-Laurent de produits raffinés entre Lévis et Montréal-Est. Terminal pétrolier à Montréal-Est. | Énergie Valero Inc. | — |
| Vopak | Rotterdam | Terminaux pétroliers à Montréal-Est. | VPK | 7,5 G \$ |

TABLE 3 – Transport et distribution de pétrole et de gaz au Québec.

· La liste inclut les entreprises opérant des terminaux gaziers et pétroliers.

* La pétrolière indépendante Sonic, propriété de La Coop fédérée, s'approvisionne au terminal de Norcan.

En Amérique du Nord, le pipeline demeure le mode de transport le plus courant des hydrocarbures. En 2009 aux États-Unis, par exemple, 70 % du pétrole brut et raffiné était transporté par pipeline, 23 % par bateau, 4 % par camion et 3 % par train (Furchtgott-Roth et Green, 2013). Au Canada, 97 % du gaz et du pétrole est transporté par pipeline (CEPA, 2011)⁹. Le Canada dispose d'une large capacité de transport des hydrocarbures par pipeline mais celle-ci ne suffira pas à ache-miner l'expansion du volume de production de pétrole dans l'Ouest canadien sans le déploiement d'infrastructures supplémentaires. La figure 1 illustre l'évolution prévue, par l'Association Cana-dienne des Producteurs Pétroliers (CAPP), de ces volumes et de cette capacité dans les années à venir. A priori, les infrastructures supplémentaires devraient suffire à accommoder la plus forte demande de transport mais certains des projets mentionnés, notamment Northern Gateway¹⁰ et Keystone XL, sont très controversés et n'ont pas encore obtenu l'aval des autorités compétentes.

2.4 Transport et distribution d'hydrocarbures par camion, train et bateau

Le transport de pétrole par train est courant au Canada mais le volume du transport a littérale-ment explosé depuis 2011. Comme l'illustre la figure 2, cette augmentation est surtout attribuable au chargement de pétrole de l'Ouest. La chute brutale des chargements dans l'Est à l'été 2013 est conséquente à la tragédie de Lac-Mégantic¹¹. On observe le même phénomène aux États-Unis (cf. la figure 3). L'apport du transport ferroviaire est inclus dans la figure 1 et il ne fait nul doute que cette capacité sera d'autant plus exploitée que la demande de transport demeurera forte et que les nouveaux oléoducs tarderont à se déployer.

Le Québec est affecté par le gonflement rapide de ce flux ferroviaire. Le pétrole canadien et

9. Nous verrons plus loin que la situation a évolué récemment, marquée notamment par une augmentation du trans-port ferroviaire.

10. Ce projet a reçu les atomisations réglementaires requises mais le gouvernement de la Colombie-Britannique n'a pas donné son appui.

11. Il s'agit ici de l'accident ferroviaire qui s'est produit le 6 juillet 2013 à Lac-Mégantic, une municipalité de la région de l'Estrie. Le déraillement d'un train de 72 wagons-citernes transportant du pétrole brut léger a provoqué un incendie qui a touché une quarantaine d'édifices et entraîné la mort de 47 personnes.

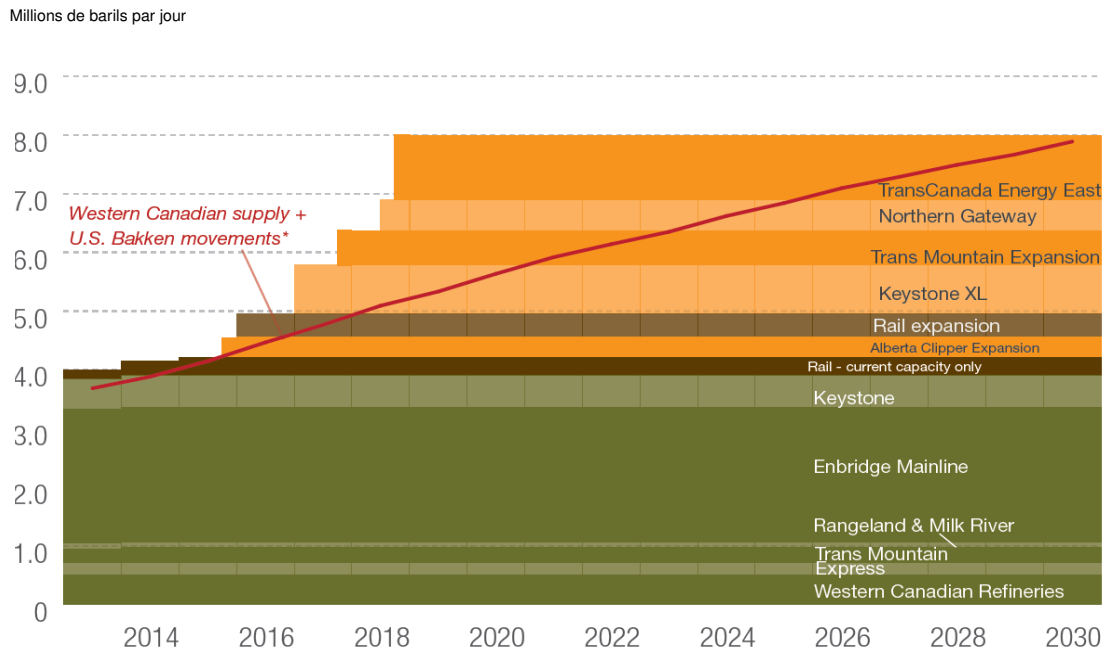


FIGURE 1 – Capacité de production et de transport du pétrole de l'Ouest canadien.

Source : Canadian Association of Petroleum Producers, dans Burt (2014). Trans Mountain Express (TMPL) : pétrole et produits raffinés depuis Edmonton vers Vancouver. Rangeland & Milk River : oléoducs Alberta-Montana. Enbridge Mainline : Hardisty, AB-Superior, WI ; 53 % des exportations canadiennes de pétrole brut aux États-Unis et 15 % des importations américaines. Keystone : Alberta-Manitoba-Cushing, OK. Alberta Clipper (Enbridge ligne 67) ; juxte l'Enbridge Mainline. Keystone XL : Alberta vers Cushing, OK, puis Houston TX. Trans Mountain Expansion : augmentation de la capacité du pipeline Edmonton-Vancouver. Northern Gateway : Edmonton-Kitimat BC. TransCanada Energy : Hardisty, AB-Saint-Jean, NB.

américain voyage depuis l'ouest en train pour alimenter les raffineries de l'est, notamment celle de Suncor à Montréal. En outre, le pétrole destiné à l'exportation via l'Atlantique cherche à rejoindre les ports de Montréal, de Sorel-Tracy, de Lévis et de Saint-Jean au Nouveau-Brunswick. La compagnie Kildair propose sur son site web¹² une claire description de cette industrie :

À partir du mois de juin 2014, Kildair accueillera une nouvelle gamme de produits sur son site. L'entreprise a conclu une entente avec la canadienne Suncor Energy Marketing (Suncor) pour effectuer l'entreposage et l'expédition de pétrole brut provenant de l'Ouest canadien ou de l'Ouest américain. Kildair est desservie par le Canadien National (CN) à son site de Sorel-Tracy. Le CN aura donc la responsabilité d'effectuer le transport des wagons pour Suncor, jusqu'au site de Kildair. Kildair a la possibilité de recevoir jusqu'à 60 wagons citernes par jour sur son site de déchargement de wagons de brut. Kildair déchargera les wagons, entreposera le pétrole et effectuera le transbordement des produits sur les navires pour l'expédition.

Ce type d'opérations est possible depuis juillet 2012, suite à l'autorisation donnée par la Garde côtière canadienne aux navires dits post-Panamax de circuler sur le tronçon Québec-Montréal de la voie navigable du Saint-Laurent (Garde côtière canadienne, 2012). Cette possibilité est un atout sur lequel compte le Port de Montréal pour son développement (Port de Montréal, 2013a). Selon le site de Kildair, en 2014, des modifications ont été apportées au quai de Sorel pour accueillir des navires ayant jusqu'à 260 m de longueur et un déplacement maximum à l'accostage de 85 000 TM. En septembre 2014, le superpétrolier¹³ (250 m) Minerva Gloria quittait le port de Sorel-Tracy chargé de pétrole des sables bitumineux de l'Alberta. Au Québec, Petro-Nav inc., une filiale du Groupe Desgagnés, est représentative du secteur du transport d'hydrocarbures par bateau sur le Saint-Laurent.

Les ports canadiens sont d'importants vecteurs par lesquels transitent les hydrocarbures. Le port de Montréal, à lui seul, compte six terminaux pétroliers qu'il loue à des entreprises comme Shell, Suncor ou Ultramar. On n'y reçoit pas de pétrole brut mais une variété de produits raffinés

12. kildair.com/fra/projet.html

13. À fins de comparaison, les pétroliers de Tankers International, un important transporteur de pétrole, font 330 m de long. Cf. tankersinternational.com.

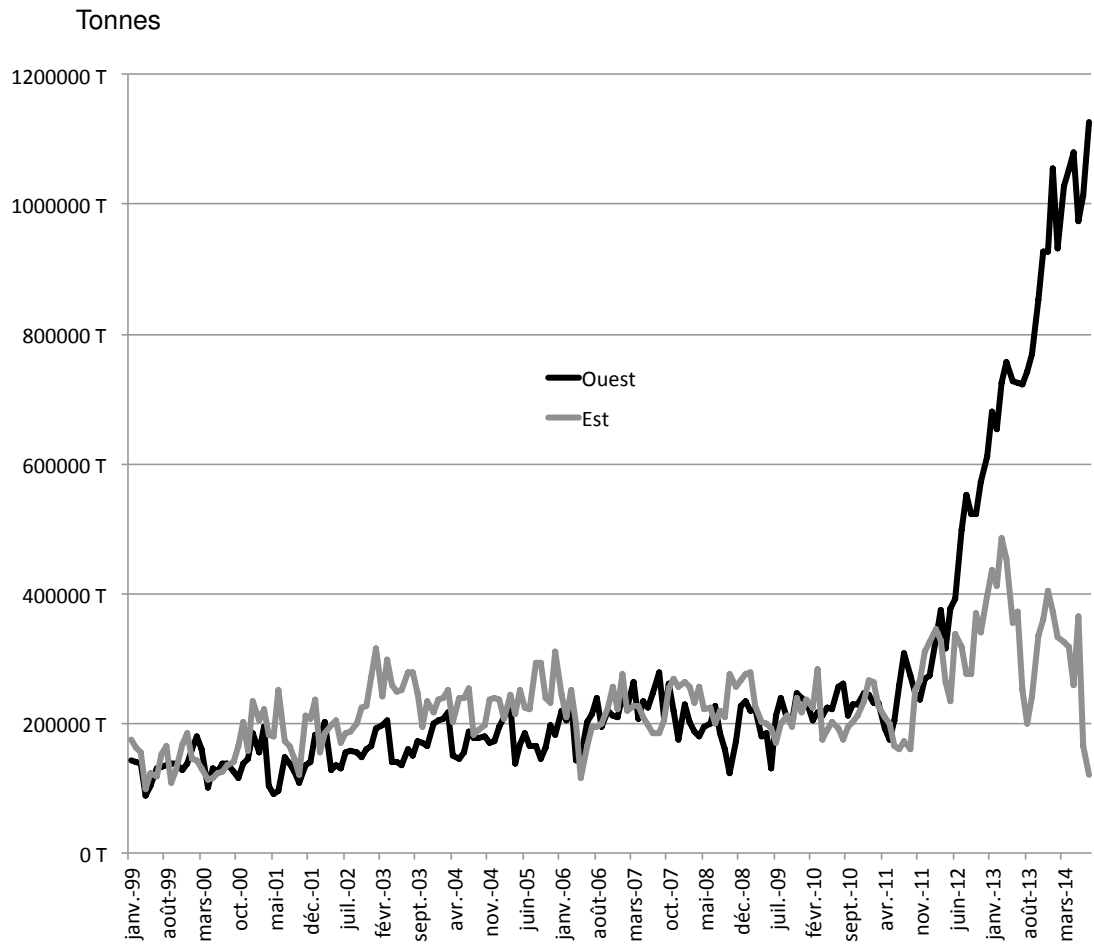


FIGURE 2 – Transport ferroviaire de mazout et pétrole brut au Canada.

Source : CANSIM 404-0002. Les divisions Est et Ouest, à des fins statistiques, sont séparées par une ligne imaginaire allant de Thunder Bay à Armstrong, en Ontario (Armstrong est près de la frontière du Québec). Les chargements effectués à Thunder Bay sont inclus dans la division Ouest, tandis que les chargements effectués à Armstrong le sont dans la division Est.

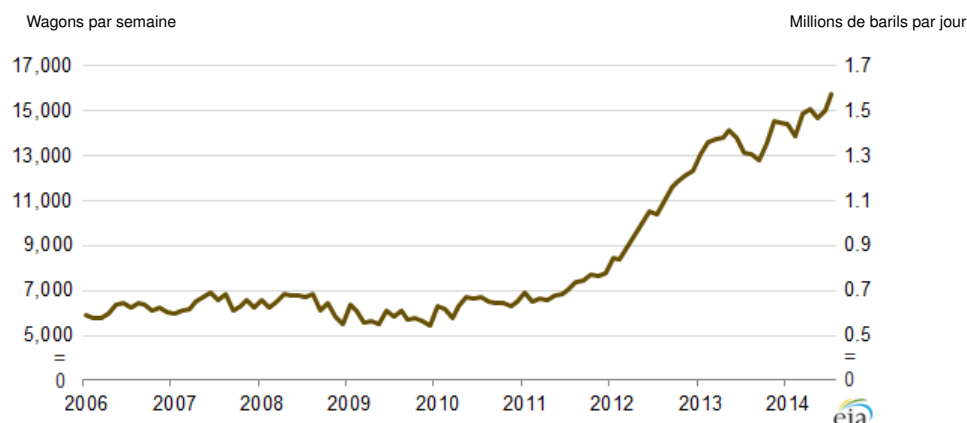


FIGURE 3 – Transport ferroviaire de pétrole brut aux États-Unis.

Source : U.S. Energy Information Administration (EIA), basé sur des chiffres de l'Association of American Railroads.

| Marchandises | Entrées (TM) | Sorties (TM) | Total (TM) |
|-----------------------|--------------|--------------|------------|
| Essence à moteur | 4 056 781 | 282 733 | 4 339 514 |
| Mazout | 1 363 539 | 1 275 130 | 2 638 669 |
| Huile diesel | 583 341 | 502 591 | 1 085 932 |
| Carburant pour avions | 649 106 | 8 846 | 657 952 |
| Hydrocarbures divers | 141 757 | 160 379 | 302 136 |
| Asphalte | 70 055 | 158 230 | 228 285 |
| Naphte | 79 167 | 9 423 | 88 590 |
| Kérosène | 51 282 | 0 | 51 282 |

TABLE 4 – Entrées et sorties d'hydrocarbures au port de Montréal en 2013.

Source : Port de Montréal.

du pétrole (cf. la table 4). On y compte onze quais pour les produits pétroliers et une capacité d'entreposage de quinze millions de barils. Non seulement le Port de Montréal procure un ensemble de services essentiels aux compagnies actives dans l'industrie des hydrocarbures, mais il est en retour aidé par d'autres entreprises liées à cette même industrie. Par exemple, la compagnie Aegean Marine Petroleum y possède des installations permettant d'approvisionner les navires qui y accostent en carburant.

Dans la foulée du projet de Route Bleue¹⁴ de Gaz Métro, Gaz Métro GNL compte approvisionner la Côte-Nord en gaz naturel grâce à une flotte de camions roulant au gaz naturel liquéfié (GNL).

2.5 Industries du raffinage et de la pétrochimie

Actuellement, deux raffineries sont encore en activité au Québec. Il s'agit de Suncor à Montréal et Valero à Lévis. Fondée en 1955, la raffinerie de Suncor a une capacité journalière de 137 000 barils de pétrole brut. Elle emploie environ 416 personnes et participe à environ 230 millions de dollars au PIB du Québec¹⁵ et à plus de 55 millions de dollars d'impôts aux gouvernements provincial et fédéral (Marc Van Audenrode, 2013). La raffinerie de Jean-Gaulin à Lévis, mise en service en 1971, a une capacité journalière de 265 000 barils de pétrole brut et une capacité de stockage de 8,7 millions de barils de pétrole brut, de produits intermédiaires et raffinés ainsi que de gaz de pétrole liquéfié. Elle emploie environ 500 personnes¹⁶. D'après le Gouvernement du Québec (2013a), la filière pétrolière, incluant les industries connexes, emploie un peu plus de 51 000 personnes au Québec. Elle assure l'exportation de 7 milliards de dollars et contribue pour 8,8 milliards de dollars au PIB québécois.

La ressource pétrolière représente la base d'une filière industrielle importante au Québec. Les produits dérivés pétroliers approvisionnent plusieurs secteurs stratégiques de la province, notam-

14. Le projet de Route Bleue de Gaz Métro Solutions Transports, une filière de Gaz Métro, a pour objectif de créer le premier corridor au Canada de transport des marchandises au gaz naturel liquéfié (GNL). Ce tronçon de route qui relie la région de Québec à la région de Toronto via l'autoroute 20 et l'autoroute 401 en Ontario, voit passer environ 48 000 camions lourds chaque semaine. Ces camions roulent généralement au diesel et c'est ce carburant en particulier que Gaz Métro voudrait voir être remplacé par le GNL. Le gaz naturel comme carburant pourrait aussi faire une percée dans transport ferroviaire et le transport maritime. La Société des traversiers du Québec a annoncé l'acquisition de trois traversiers fonctionnant au GNL, une première au Canada, destinés aux traverses de Tadoussac/Baie Ste-Catherine et de Matane/Baie Comeau. Du côté du transport ferroviaire, Gaz Métro Solutions Transports, en partenariat avec Westport Innovations et le CN, étudie une nouvelle technologie de moteurs de locomotives au GNL. Jusqu'à présent, trois stations de ravitaillement au GNL ont été construites en Ontario et au Québec sur les terrains de Transport Robert, un important joueur dans le transport des marchandises.

15. Au Canada, un total de 19 raffineries contribuent annuellement à hauteur de 2,5 milliards de dollars au PIB canadien.

16. energievalero.ca/fr/notre-entreprise/raffinerie/

| Province ou territoire | Nombre d'employés | | | |
|--------------------------|-------------------|--------------|------------------|--------------|
| | Micro 1-4 | Petites 5-99 | Moyennes 100-499 | Grandes 500+ |
| Alberta | 13 | 17 | 9 | 1 |
| Colombie-Britannique | 14 | 13 | 2 | 0 |
| Manitoba | 1 | 0 | 0 | 0 |
| Nouveau-Brunswick | 1 | 3 | 0 | 1 |
| Terre-Neuve-et-Labrador | 1 | 1 | 0 | 1 |
| Territoire du Nord-Ouest | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Nouvelle-Écosse | 1 | 3 | 2 | 0 |
| Nunavut | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Ontario | 34 | 60 | 6 | 1 |
| Île-du-Prince-Édouard | 0 | 2 | 0 | 0 |
| Québec | 19 | 75 | 9 | 0 |
| Saskatchewan | 4 | 4 | 1 | 0 |
| Territoire du Yukon | 0 | 0 | 0 | 0 |

TABLE 5 – Nombre d'établissements au Canada par catégorie d'effectif et par région : décembre 2012. Fabrication de produits du pétrole et du charbon (SCIAN 324).

Source : Statistique Canada, Structure des industries canadiennes, décembre 2012.

ic.gc.ca/app/scr/sbms/sbb/cis/etablissements.html?code=324&lang=fra

ment l'industrie chimique. En effet, le Québec possède une importante industrie pétrochimique. Industrie Canada recense une centaine¹⁷ d'entreprises (cf. la table 5).

Selon ces chiffres, le Québec est au cœur de l'industrie pétrochimique canadienne, avec l'Ontario et devant l'Alberta. En particulier, le Québec compte le plus grand nombre de fabricants d'asphaltage, de papier-toiture asphalté et de matériaux imprégnés d'asphalte (code SCIAN 32412) au pays. Par exemple, la compagnie Bitumar, une société privée spécialisée dans la production de bitumes liquides utilisés dans les mélanges d'asphaltes pour le pavage des routes ainsi que pour les recouvrements de toitures, possède deux usines à Montréal-Est. De fait, la pétrochimie québécoise gravite principalement autour de Montréal-Est. Cette localisation lui permet d'un côté de bénéficier de la proximité de la raffinerie de Suncor et des infrastructures de stockage des produits pétroliers

17. Le site du Ministère de l'Économie, de l'Innovation et des Exportations ne fait état que d'une vingtaine d'entreprises mais ne concerne qu'un sous-secteur de l'industrie. Cf. www.economie.gouv.qc.ca/objectifs/informer/par-secteur-dactivite/chimie/petrochimie/.

| Nom | Siège social | Activités | Propriété | Capitalisation |
|----------------------------|--------------------------------|---|-----------|----------------|
| Groupe conseil UDA Inc. | Saint-Charles-sur-le-Richelieu | Études environnementales pour le pipeline Saint-Laurent (Ultramar). | — | — |
| Pesca Environnement | Carleton-Sur-Mer | Études d'impact environnementales, communication, cartographie et géomatique, gestion de projets etc. | — | — |
| SDS Consulting Corporation | Calgary | Gestion de risque (plan d'urgence, développement de programmes environnementaux, analyses de risque, hygiène industrielle). | — | — |

TABLE 6 – Autres compagnies de la filière des hydrocarbures au Québec.

de Valero, et de l'autre de bénéficier de la proximité du port de Montréal qui facilite les livraisons et les expéditions par voie maritime. Par ailleurs, cet emplacement permet également aux sociétés pétrochimiques de développer des synergies avec les différents acteurs industriels de Montréal-Est et de créer ainsi des filières de production intégrées¹⁸. Plusieurs de ces entreprises dépendent, en effet, de la présence des autres pour mener leurs activités. Par exemple, la production de Selenis Canada, un fabricant de PET, dépend de la disponibilité du paraxylène qui n'est produit au Canada que par Chimie ParaChem s.e.c.. La table 7 recense des entreprises actives dans l'industrie pétrochimique au Québec.

2.6 Autres acteurs de la filière des hydrocarbures

Comme toutes les activités économiques d'envergure, la filière des hydrocarbures inclut une variété d'entreprises de biens et services ancillaires que nous n'avons pas recensées. Par exemple, comme il s'agit d'une industrie qui emploie beaucoup de capital, elle consomme beaucoup de services financiers et juridiques spécialisés. Le cabinet Fasken Martineau, par exemple, compte plus d'une centaine d'avocats spécialisés en énergie, dont douze basés à Montréal et un à Québec. La table 6 liste quelques entreprises qui ont procuré des services spécifiques dans la filière ces dernières années. Enfin, la table 8 regroupe des associations d'industries qui interviennent dans la filière au Québec.

18. Pour plus de détails concernant l'industrie pétrochimique québécoise, voir le document de consultation publique sur l'inversion du flux d'oléoduc 9B d'Enbridge (Gouvernement du Québec, 2013a).

| Nom | Siège social | Activités | Propriété | Capitalisation |
|--|-------------------------|---|--|----------------|
| Bitumar* | Montréal-Est | Production de bitumes liquides utilisés dans les mélanges d'asphaltes pour le pavage des routes ainsi que pour les recouvrements de toitures. | — | — |
| Chimie ParaChem s.e.c.* | Montréal-Est | Fabriquant de paraxylène (8% de la production nord-américaine). | Investissement Québec (49 %) et Suncor Energy Inc. (51 %) | — |
| Gaz Métro [†] * | Montréal | Liquéfaction du gaz naturel (usine LSR). | cf. supra. | — |
| Praxair Canada inc.* | Mississauga, ON | Approvisionnement en gaz de tout genre. | Praxair, Inc. NYSE PX | 37 G \$ |
| CEPSA Chimie Montréal* | Montréal-Est | Production d'acide téréphtalique purifié. | CEPSA Química → International Petroleum Investment Company (IPIC) → Gouvernement d'Abu Dhabi. | — |
| CEPSA Chimie Bécancour | Bécancour | Production d'alkylbenzène linéaire. | CEPSA Química → International Petroleum Investment Company (IPIC) → Gouvernement d'Abu Dhabi. | — |
| IFFCO Canada limitée | Bécancour | Projet d'usine d'engrais (emploi de gaz naturel) à Bécancour. | IFFCO (40 000 coopératives agricoles indiennes), La Coop fédérée, Investissement Québec, Pacific Gateway Energy. | — |
| Lavo | Montréal | Fabrication de contenants de plastiques. | — | — |
| Selenis Canada* | Montréal | Production de PET. | ImatosGil Group (IMG), Portugal [‡] | — |
| Suncor Energy Inc. * (Suncor Energy prospect Generation Inc.) | Calgary | QC AB ON (Raffinage) AB (P) | TSX SU | 55 G \$ |
| Énergie Valero Inc. * | Montréal/San Antonio TX | Raffinerie Jean-Gaulin à Lévis. | NYSE VLO | 24 G \$ |

TABLE 7 – Entreprises actives en pétrochimie ou en raffinage au Québec.

* Membre de l'Association industrielle de l'est de Montréal (AIEM). Shell Canada, Enbridge Inc. et Vopak sont aussi membres de l'AIEM.

[†] Gaz Métro est ici incluse dans la liste parce qu'elle transforme des hydrocarbures.

[‡] Société privée sur laquelle nous n'avons pas d'information.

| Acronyme | Nom | Activités | Membres |
|--------------|---|--|--|
| AEPQ | Association des Entrepreneurs pétroliers du Québec | Fondée en 1972, l'Association des Entrepreneurs pétroliers du Québec regroupe des spécialistes « qui effectuent environ 88 % des travaux pétroliers au Québec » | 41 |
| AIEM | Association industrielle de l'est de Montréal | Fondée en 1960, regroupe les entreprises du parc industriel de Montréal-Est. | Cf. la table 7. |
| APGQ | Association pétrolière et gazière du Québec | Association créée « afin d'encourager le dialogue sur le potentiel d'une nouvelle industrie au Québec : l'industrie pétrolière et gazière ». | Neuf membres réguliers, quatre membres « affiliés » et un membre « associé » |
| AFSPG | Association québécoise des fournisseurs de services pétroliers et gaziers | Fondée en 2011 afin de promouvoir l'émergence d'une main-d'œuvre locale qualifiée pour soutenir l'industrie pétrolière et gazière au Québec. | 72 |
| CPCA | Canadian Petroleum Contractors Association | Association nationale fondée en 2004 par des membres de l'Alberta Petroleum Storage Systems Contractor's Association (APSSCA), l'Ontario Petroleum Contractor's Association (OPCA) et la Saskatchewan Retail Petroleum Construction Association (SRPCA). | APSSCA, AEPQ, BCPCA, MPCA, OPCA, SRPCA. |
| CEPA | Association canadienne de pipelines d'énergie | Regroupe des sociétés responsable de l'acheminement de 97 % du pétrole brut et du gaz naturel au Canada. | Entre autres, · TransCanada Corp. · Enbridge Inc. · Pipelines Trans-Nord Inc. |

TABLE 8 – Associations.

3 Programmes de formation de la main-d'œuvre

Une partie des retombées économiques liées à l'exploitation des hydrocarbures au Québec passe par l'emploi (Thetford, 2010, 2014). Les emplois en exploration et en exploitation¹⁹ des hydrocarbures sont très variés et peuvent nécessiter une attestation d'études professionnelles (AEP), une formation professionnelle (DEP), une formation technique (DEC) ou une formation universitaire (Bac, Maîtrise, Doctorat). En exploration, on a besoin d'ingénieurs géologues, de géologues, de techniciens en génie pétrolier, de techniciens en arpentage, de techniciens en cartographie, de techniciens en hydrogéologie, de foreurs, de préposés aux données sismiques, de mécaniciens de chantier, etc. Lors de la phase d'exploitation, notamment lors d'une fracturation, les services de transport par camion sont particulièrement en demande. On peut penser aux camionneurs (ca-

19. On distingue quatre phases dans le développement pétrolier au Québec (Finances et Économie Québec, 2014) : la phase préliminaire (développement et analyse des bases de connaissances), l'exploration (identification des zones propices, réalisation des forages exploratoires et confirmation de la viabilité économique en préparation des forages futurs), l'exploitation (installation des équipements nécessaires, forage des puits d'exploitation et extractions des hydrocarbures) et la fermeture (fermer et restaurer le site lorsque la viabilité économique n'est plus assurée).

mion citerne, camion articulé) et aux monteurs-assembleurs de pipelines, sans oublier ceux qui entretiennent ces infrastructures. On comptera également les spécialistes de l'environnement qui interviennent tant durant la phase d'exploration que celle d'exploitation.

Au Québec, il n'y a pas de formation dont le but principal est de former des travailleurs pour l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures. En revanche, un programme de baccalauréat en génie pétrolier (*B.Sc. in Petroleum Engineering*) est offert à l'Université d'Alberta. L'Université de Calgary, quant à elle, propose le *Bachelor of Science in Oil and Gas Engineering*. À la Memorial University of Newfoundland (MUNF) il est possible d'obtenir un diplôme de maîtrise appelé *Master of Applied Science in Oil and Gas Engineering* et à l'Université de Virginia en Saskatchewan, un diplôme de baccalauréat, soit le *B.Sc. of Applied Science in Petroleum System Engineering*.

Au Québec, il existe toutefois plusieurs programmes qui permettent de former de la main-d'oeuvre amenée à travailler dans l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures. Les étudiants ne sont pas formés exclusivement pour l'industrie des hydrocarbures, mais leurs diplômes leur en donnent tout de même accès. La table 9 donne un bon aperçu des formations disponibles.

Un programme particulièrement intéressant à examiner est le DEC en technologie minérale du cégep de Thetford Mines. Ce programme de trois ans, construit sur la base d'un partage étude-travail, comprend deux années de tronc commun et une année de spécialisation soit en géologie appliquée, en exploitation ou en minéralurgie. Les deux premières spécialités concernent le domaine des hydrocarbures. En effet, la géologie appliquée traite d'hydrogéologie, de géoenvironnement, de géologie minière, d'exploration et de géotechnique des matériaux. La spécialité exploitation permet à l'étudiant d'acquérir des compétences en arpentage, en forage, en sautage de roche, en contrôle des terrains, en soutènement et en aérage (souterrain). Selon M. Pascal Grondin, Responsable du développement au Service du développement et du marketing du Cégep, il serait plutôt aisé de bonifier le DEC en technologie minérale afin qu'il réponde plus spécifiquement aux exigences de l'industrie des hydrocarbures (qu'il s'agisse de minerai ou d'hydrocarbures, la géologie

| Diplôme | Formation | Établissements | Emplois |
|-----------------|---|--|---|
| AEP | Forage de puits | CFP Le Tremplin (Chaudière-Appalaches) | Foreur |
| | Forage dynamitage | <ul style="list-style-type: none"> · CFP de la Baie-James · CFP 24-juin · CFP Val d'Or | |
| DEP | Forage au diamant | <ul style="list-style-type: none"> · CFP de la Baie-James · CFP Val d'Or | Foreur (opérateur chef d'appareil, superviseur) |
| | Mécanique d'engins de chantier | 15 établissements | Mécanicien d'équipement lourd |
| | Mécanique de véhicules lourds routiers | 12 établissements | Mécanicien d'équipement lourd |
| | Mécanique industrielle de construction et d'entretien | 23 établissements | Technicien et technicienne en instrumentation et contrôle |
| | Conduite d'engins de chantier | <ul style="list-style-type: none"> · École nationale de camionnage et équipement lourd, Québec · Encel, Québec · École du routier CG inc, Trois-Rivières · Centre national de conduite d'engins de chantier, Saint-Jean-Christophe · Formation Mirabel, Mirabel | Opérateur d'équipement lourd |
| | Soudage-montage | 41 établissements | Soudeur |
| | Conduite de procédés de traitement de l'eau | CFP Paul-Gérin-Lajoie (Vaudreuil-Dorion) | Opérateur de station de traitement des eaux |
| AEC | Hydrogéologie | Cégep de Thetford | Technicien en hydrogéologie |
| | Techniques de procédés chimiques | Cégep de Maisonneuve, Montréal | Opérateur de procédés |
| | Techniques de génie chimique | <ul style="list-style-type: none"> · Cégep de Lévis-Lauzon, Chaudière-Appalaches · Cégep de Jonquière | |
| DEC | Assainissement de l'eau | Cégep de Saint-Laurent, Montréal | Opérateur de stations de traitement de l'eau |
| | Technologie minérale (voie géologie) | <ul style="list-style-type: none"> · Cégep de Thetford · Cégep de Sept-Îles · Cégep de l'Abitibi-Témiscamingue · Centre d'études collégiales à Chibougamau | Technicien en géologie (coordonnateur en cartographie et en données géologiques) |
| | Technologie de la géomatique | <ul style="list-style-type: none"> · Collège Ahuntsic ; · Cégep Limoilou. | Technologue en géomatique. |
| | Géologie | <ul style="list-style-type: none"> · Université Laval ; · UQAC ; · UQAT ; · École polytechnique. | Géologue |
| Bac | Génie géologique | <ul style="list-style-type: none"> · Université Laval ; · UQAC ; · UQAT ; · École polytechnique. | Ingénieur géologue |
| | Sciences de la terre et de l'atmosphère | UQAM | Coordonnateur d'études d'impacts, géologue, gestionnaire de projets, hydro-géologue |
| Maîtrise | Sciences de la terre | <ul style="list-style-type: none"> · Université Laval ; · UQAM ; · Institut national de la recherche scientifique. | |
| | Génie géologique | <ul style="list-style-type: none"> · UQAC ; · École polytechnique. | Ingénieur géologue |

TABLE 9 – Formations disponibles au Québec.

et les techniques d'exploitation sont semblables bien que la recherche d'hydrocarbures comporte des risques particuliers). À la suite de représentations de l'industrie²⁰, le Cégep de Thetford Mines travaille déjà à la bonification de ce programme. Une entente a notamment été signée entre le Cégep et l'AFSPG pour que l'établissement d'enseignement forme une partie de la main-d'oeuvre technique qui serait nécessaire dans le cas d'un développement soutenu des hydrocarbures.

Selon M. Pascal Grondin, le problème de rapprochement entre l'enseignement et les besoins de l'industrie ne se situe pas au niveau de la technique, mais plutôt au niveau de la formation en santé et sécurité qui elle, est continue. Les normes de santé et de sécurité qui devront être enseignées aux futurs travailleurs pour leur permettre d'être dans l'exploration et l'exploitation ne seraient pas encore claires.

La question du recrutement des enseignants est importante dans un contexte où de nouvelles notions doivent être incluses au programme déjà existant pour l'aligner sur l'industrie des hydrocarbures. Les enseignants sont pour la plupart des géologues ou ingénieurs géologues qui n'ont pas spécifiquement d'expérience en exploration et exploitation des hydrocarbures. Le Cégep travaille à améliorer les connaissances de ses professeurs, soit par des ententes avec des écoles albertaines, soit par des visites sur le terrain en collaboration avec l'industrie. Bien sûr, l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures a ses propres particularités et techniques. Cependant, à l'image du DEC en technologie minérale, les enseignants possèdent déjà de bonnes connaissances et expériences dans des domaines plus que connexes. De ce fait, il semble donc réaliste de croire que les enseignants actuels pourrait assimiler aisément les notions manquantes. Le programme de DEC en technologie minérale du Cégep de Thetford Mines a une capacité de 47 étudiants par année. La moyenne des inscriptions est de 25 étudiants, mais depuis trois ou quatre ans, le programme a connu un regain de popularité (76 demandes d'inscription en 2012) essentiellement à cause d'une relance possible du Plan Nord. Lors de leurs cheminements, les étudiants sont amenés à faire des stages chez différents

20. Notamment de l'Association québécoise des fournisseurs de services pétroliers et gaziers (AFSPG) et de l'Association pétrolière et gazière du Québec.

employeurs au Québec (en Abitibi, dans le Grand-Nord, à Montréal, etc.). Très peu d'étudiants quittent la province une fois leurs études finies.

Puisque l'exploitation des hydrocarbures est encore marginale au Québec et que les finissants du DEC en technologie minérale n'y travaillent pas pour la majorité, il est difficile de connaître les salaires. Même si des données existent concernant les salaires des finissants, la ventilation de ceux-ci sur la base du secteur d'emploi, dont celui lié aux hydrocarbures qui fait l'objet de ce rapport, n'est pas établie de façon systématique.

4 Impacts économiques de la filière

L'analyse des impacts engendrés par la mise en valeur des hydrocarbures est complexe et difficile à appréhender. Par exemple, l'émergence du secteur financier en Alberta a certainement été influencée par la présence du secteur pétrolier mais elle ne s'est produite qu'après plusieurs décennies d'opération. Mansell et Schlenker (2006) estiment évident que l'industrie pétrochimique en Alberta n'existerait pas sans la présence de l'industrie d'extraction des hydrocarbures, pourtant une telle industrie a vu le jour à Montréal sans qu'on n'y ait jamais trouvé une goutte de pétrole. En outre, il est clair que la même industrie provoquera des impacts bien différents selon la nature des institutions politiques, juridiques et économiques en place. Le Canada et le Venezuela sont deux producteurs importants de pétrole avec des populations comparables (35 M contre 30 M d'habitants). Leurs productions sont d'un même ordre de grandeur (3,36 M bpj contre 2,79 M bpj) mais le PIB par tête du Canada est trois fois plus élevé que celui du Venezuela²¹ (43,1 K US \$ contre 13,6 K US \$). À l'évidence, une dotation en hydrocarbures ne garantit pas une économie riche et développée.

Dans les pages suivantes, nous rendons compte sommairement des expériences de l'Alberta,

21. Sources : [opec.org/opec_web/en/about_us/171.htm](http://www.opec.org/opec_web/en/about_us/171.htm); [indexmundi.com/](http://www.indexmundi.com/); <http://www.capp.ca>.

de Terre-Neuve-et-Labrador et du Dakota du Nord. Nous tâchons par la suite d'en tirer quelques enseignements.

4.1 Alberta

L'histoire moderne de l'exploitation des hydrocarbures en Alberta commence le 13 février 1947 avec la découverte de pétrole par l'Imperial Oil Ltd dans la formation de Leduc. Dans les décennies qui vont suivre, l'Alberta va devenir un producteur important d'hydrocarbures et faire du Canada un pays exportateur net de pétrole. La construction en 1958 du gazoduc pancanadien de TransCanada (la *Mainline*) va contribuer au développement industriel de l'Ontario et du Québec en donnant accès à ces provinces au gaz naturel abondant de l'Ouest.

Selon Mansell et Schlenker (2006), l'industrie des hydrocarbures aura été le moteur de ce développement : avant la découverte de Leduc, l'économie albertaine était un peu plus petite que l'économie de la Saskatchewan alors qu'elle est aujourd'hui quatre fois plus importante. Dans les années cinquante et soixante, l'économie albertaine a cru légèrement plus rapidement que l'économie canadienne. La première crise pétrolière de 1973 a ensuite entraîné un boum qui a culminé vers 1980. Dans les années quatre-vingt, la baisse des prix du pétrole et des grains a provoqué une crise prolongée. Au tournant des années quatre-vingt dix, l'économie albertaine recommençait à croître plus vite que celle des autres provinces, à un rythme toutefois moins imposant que celui des années soixante-dix. Au tournant du millénaire, on s'inquiétait des réserves déclinantes de gaz mais le cours soutenu du pétrole a permis le développement de l'exploitation des sables bitumineux de l'Athabasca, relançant ainsi l'industrie dans la province.

Comme l'illustre la figure 4, la population et l'emploi en Alberta croissent généralement plus rapidement qu'ailleurs au Canada. En comparaison, la population du Québec croît systématiquement moins rapidement. Ces phénomènes impliquent un déplacement de l'activité économique de l'Est vers l'Ouest depuis plus de quarante ans. Entre 1971 et 2004, l'industrie des hydrocarbures a

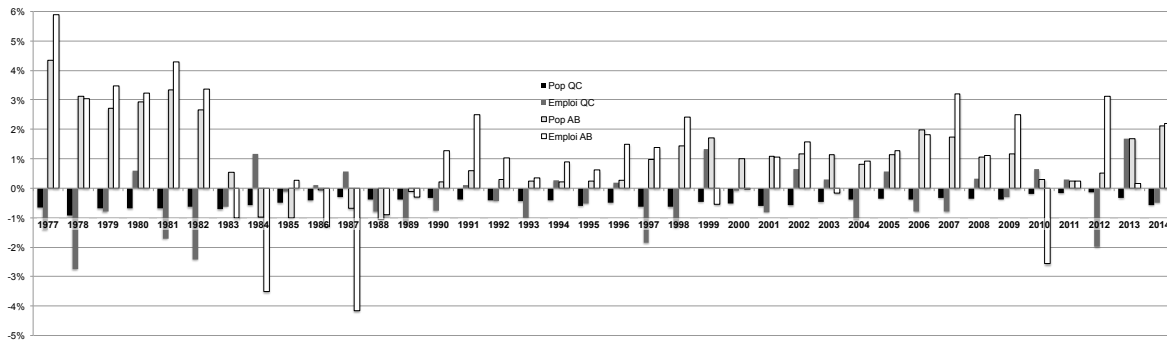


FIGURE 4 – Différence des taux de croissance de la population et de l’emploi par rapport à la moyenne nationale.

En 2014, par exemple, les taux de croissance de la population et de l’emploi en Alberta (3,4 % et 3,0 %) dépassaient d’environ **deux** points de pourcentage ceux du Canada (1,3 % et 0,8 %). Par comparaison, les taux du Québec étaient en-deçà de ceux du Canada d’environ un **demi** point de pourcentage (0,7 % et 0,3 %). Source : CANSIM 282-0001. Inspiré de Mansell et Schlenker (2006).

contribué annuellement en moyenne à près de 54 G \$ (de 2013) au produit intérieur brut albertain et dix milliards en revenus à l’État, soit environ le tiers des revenus de la province²² (depuis 2008, cette proportion a baissé à un cinquième). Selon Mansell et Schlenker (2006), sans cette industrie, l’économie de la province serait réduite de 42 %. Il aurait fallu une taxe de vente de 16 % pour compenser²³ les redevances qu’a reçues la province en 2004.

L’évolution des redevances reçues par le gouvernement albertain témoigne également de l’histoire de l’industrie dans la province. Après une période difficile dans les années quatre-vingt, alors que le prix du pétrole était déprécié, les redevances se sont accrues dans les années quatre-vingt-dix grâce à la contribution du gaz. Cette contribution semblait en voie de s’étioiler au milieu des années deux mille mais les redevances provenant de l’exploitation des sables bitumineux ont pris le relais.

L’émergence de Calgary comme centre financier dans les années soixante-dix est un phénomène majeur de l’histoire économique de l’Alberta. En 1978, l’Alberta Stock Exchange comptait

22. Cf. energy.alberta.ca.

23. Il n’y a pas de taxe de vente en Alberta.

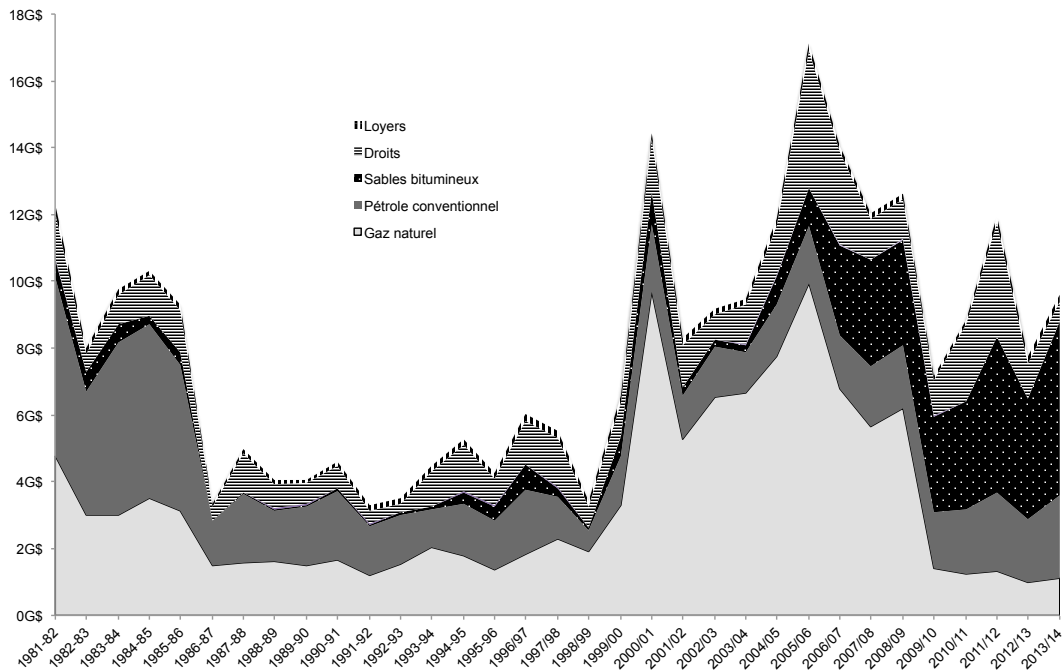


FIGURE 5 – Redevances albertaines en \$ de 2013.

Source : Alberta Energy, CANSIM 326-00211. Loyers : *Rentals & Fees*. Droits : *Bonuses & Sales of Crown Leases*. Au début de la série, les redevances brutes ont été grevées d'importants crédits concédés aux entreprises. Ces crédits ont ici été répartis au prorata parmi les différents types d'hydrocarbure.

près de 400 entreprises ; en 1998, plus de mille²⁴. La plupart de ces entreprises étaient de petites compagnies de gaz et de pétrole. Entre 2002 et 2011, Calgary est la ville canadienne qui a connu la plus forte croissance dans le nombre de sièges sociaux (Stamp, 2009). En 1985, la part des secteurs financiers, immobiliers et services commerciaux comptaient pour 16,5 % du PIB alors que la part du secteur énergétique s'élevait à 36,1 %. En 2013, la part des premiers dépassait celle du secteur énergétique avec 24,1 % contre 23,1 % (Gouvernement de l'Alberta, 2014).

L'Alberta est aujourd'hui la province canadienne où l'on investit le plus par personne, soit 27 600 \$ contre 8 200 \$ au Québec et en Ontario (Gouvernement de l'Alberta, 2014). Elle est suivie par les deux autres provinces productrices de pétrole, soit Terre-Neuve-et-Labrador et Saskatchewan. La figure 6 illustre l'ampleur de ce débalancement. Il est remarquable que, si l'on exclut le secteur pétrolier, les dépenses d'investissement en Alberta étaient tout à fait comparables en 1994 à celles observées dans le Canada central. Les énormes investissements réalisés dans ce secteur lors des vingt dernières années semblent avoir entraîné vers le haut les investissements dans les autres secteurs.

Dans une récente étude de KPMG, les auteurs utilisent le modèle intersectoriel de Statistique Canada pour mesurer les impacts directs et indirects de l'industrie pétrolière dans chaque province. Ils estiment que le développement du secteur pétrolier (notamment le pétrole non conventionnel à hauteur de 54%) de l'Ouest canadien a généré des retombées économiques de 44,1 milliards de \$ en 2012, contribué à supporter près de 420 000 emplois au Canada et généré près de 5 milliards de \$ de recettes fiscales au gouvernement fédéral. D'après cette même source, et bien que l'impact de ces dépenses soient concentré dans les provinces de l'Ouest (principalement l'Alberta et la Saskatchewan), les autres provinces canadiennes ont également bénéficié de ces retombées économiques. Concernant le Québec, les activités pétrolières de l'Ouest canadien ont généré des retombées de près d'un milliard de \$ en 2012, contribué à supporter 10 405 emplois directs et indirects et généré

24. Les activités boursières canadiennes ont été consolidées dans le Toronto Stock Exchange entre 1999 et 2001.

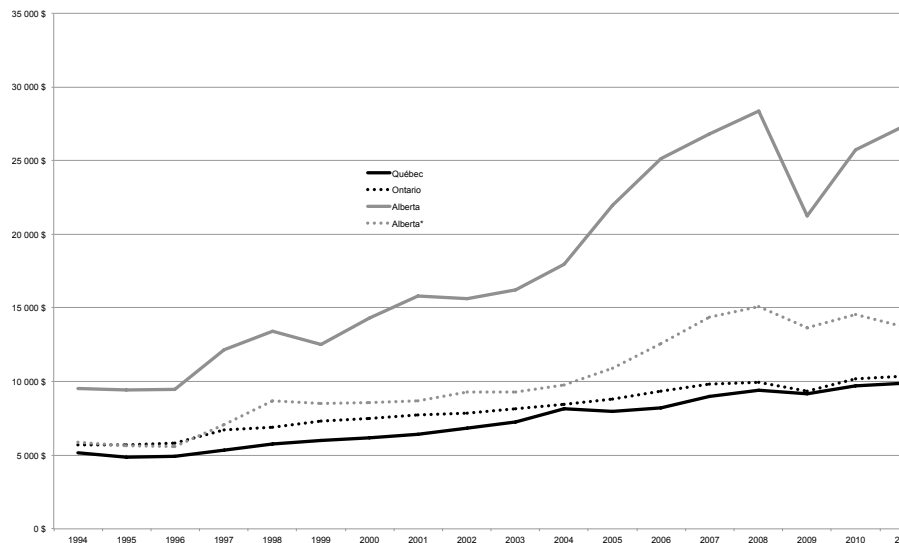


FIGURE 6 – Dépenses d’immobilisation et réparation per capita en \$ courants.

Source : CANSIM 029-00051, 051-00011.

La série *Alberta** dénote les dépenses d’immobilisation en excluant le secteur des mines, du pétrole et du gaz. La série pour Terre-Neuve-et-Labrador est incomplète et n’est pas rapportée.

68 millions de \$ de recettes fiscales au gouvernement provincial (KPMG, 2013).

4.2 Terre-Neuve-et-Labrador

Toutes les activités d’extraction au large de l’île se déroulent dans le bassin offshore Jeanne d’Arc, une dépression des Grands Bancs de Terre-Neuve-et-Labrador, situé à environ 300 kilomètres à l’est-sud-est de la ville de Saint-Jean.

Le champ pétrolifère Hibernia²⁵, découvert en 1979, fut le premier et le plus grand champ développé au large de Terre-Neuve-et-Labrador (à 300 kilomètres à l’est de Saint-Jean). L’énorme plate-forme, fixe en béton, est entrée en production en novembre 1997²⁶. Le projet Hibernia a eu

25. Structure de propriété : ExxonMobil Canada (33,125 %), Chevron Canada Resources (26,875 %), Suncor Energy Inc. (20 %), Canada Hibernia Holding Corporation (8,5 %), Murphy Oil (6,5 %) et Statoil Canada Ltd. (5 %). hibernia.ca/index.html

26. Une extension Sud du projet a été approuvée en septembre 2010, la production y a commencé en 2013.

beaucoup de difficultés à voir le jour à cause du contexte initial, marqué principalement par le conflit entre les gouvernements fédéral et provincial concernant la propriété des ressources sous-marines, le coût extrêmement élevé de la plateforme (estimé à 5,8 G \$)²⁷ et le prix particulièrement bas du pétrole²⁸ qui menaçait la rentabilité économique du projet. Il n'aurait probablement jamais vu le jour sans le soutien du gouvernement, notamment fédéral, à plusieurs reprises : lors de la construction (1 G \$ en subvention et 1,7 G \$ en garantie de prêt), suite au retrait d'un membre du consortium en 1992 (Gulf oil, remplacé par le gouvernement fédéral via Canada Hibernia Holding Corporation ainsi que Murphy oil et Statoil Canada), par le recours à des compétences étrangères expérimentées dans le domaine, etc.

Le deuxième champ en mer de Terre-Neuve-et-Labrador est le projet Terra Nova²⁹, qui se trouve à 35 kilomètres au sud-est d'Hibernia. Ce champ, découvert en 1984, est développé au moyen d'une installation flottante de production, de stockage et de déchargement. La production y a commencé en janvier 2002. Contrairement à Hibernia, Terra Nova n'a pas bénéficié du soutien du gouvernement. Ce dernier a même exigé que le projet se développe sans assistance gouvernementale (estimé à 2,8 G \$ d'après Suncor (2012)). Pour diminuer le coût, le choix a porté sur une plateforme flottante, beaucoup moins coûteuse que la plateforme fixe en béton.

Le champ pétrolifère White Rose³⁰, découvert en 1984, est le troisième à être exploité au large de Terre-Neuve-et-Labrador. Il est situé sur la marge orientale du bassin Jeanne d'Arc (approximativement à 50 kilomètres à l'est d'Hibernia) et comprend des gisements de pétrole et de gaz. La production y a débuté en novembre 2005 avec l'unité flottante de production, de stockage et de déchargement SeaRose. La production au premier champ satellite, North Amethyst, a commencé à

27. Voir offshore-technology.com/projects/hibernia/

28. Hibernia a longtemps été considéré comme un gouffre financier vu le prix du pétrole jusqu'au début des années 2000. La tendance s'étant inversé depuis, le projet est devenu rentable.

29. Structure de propriété : Suncor Energy Inc. (37,675 %), ExxonMobil Canada (19 %), Statoil Canada Ltd. (15 %), Husky Energy (13 %), Murphy Oil (10,475 %), Mosbacher Operating (3,85 %) et Chevron Canada Resources (1 %).

30. Structure de propriété : Husky Energy (68,875 %) au nom de Petro-Canada (26,125 %), et le Gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador (5 %).

la fin du mois de mai 2010. White Rose est marqué par un retour participatif du gouvernement qui détient 5 % du capital via la société d'État. A l'instar de Terra Nova, le choix a été porté sur une plateforme flottante pour réduire les coûts.

À ces trois grands projets en production viendra se rajouter en 2018 un quatrième, le projet Hébron. La plate-forme en construction nécessite un investissement estimé à 14 milliards de dollars et représente l'un des plus gros projets de l'histoire de Terre-Neuve-et-Labrador. Nous n'incluons pas ce projet dans ce rapport mais nous tenions à le mentionner vu son envergure.

Jusqu'à la fin du mois de décembre 2013, 189 puits ont été forés au bassin Jeanne d'Arc et plus de 227 millions de mètres cubes (1 442 millions de barils) de pétrole ont été produits³¹. Pour atteindre ce niveau de production, 4 607 employés ont travaillé sur les différentes plates-formes dont environ 90 % résident à Terre-Neuve-et-Labrador (Hibernia 2013, Suncor 2013, Husky 2013).

Ce dernier chiffre nous renvoie à la question des retombées économiques et à la création d'emploi, qui représente l'attente principale des terre-neuviens dès le lancement du projet Hibernia.

Plusieurs études (Community Resource Services Ltd., 2003; CSLS, 2013; Whitford, 2005) ont été réalisées sur le sujet et presque toutes soutiennent l'idée que cet objectif a été atteint, notamment grâce à Hibernia. En effet, malgré les difficultés rencontrés par ce projet, les objectifs de création d'emploi ont été atteints principalement grâce à la plateforme fixe en béton. Notons ici qu'Hibernia a également permis le développement d'infrastructures provinciales, avantage majeur vu qu'elles avaient pour objectif de faciliter le développement des futurs champs pétroliers de la zone. Concernant Terra Nova et White Rose, la production se fait grâce à des plates-formes flottantes. Le principal avantage de ces plates-formes est leur coût moindre comparé à celui de la plate-forme en béton mais leur principal inconvénient réside dans le fait qu'elles ont souvent recours à la sous-traitance lors de la construction. Dans le cas de Terra Nova, la construction a été confiée à une entreprise coréenne, ce qui a nui à la création d'emploi dans la province. Pour y remé-

31. Ces données proviennent de la base de données BASIN. Cf. basin.gdr.nrcan.gc.ca/index_f.php.

dier, le gouvernement est intervenu sur White Rose en exigeant que la sous-traitance soit minimale et qu'un rapport régulier soit présenté sur les emplois locaux, en plus de la réalisation de plusieurs investissements dans les activités de recherche et de formation.

La création directe d'emploi, c'est à dire celle qui concerne les employés qui travaillent sur les plates-formes, est extrêmement coûteuse et nécessite une forte expertise. En effet, l'extraction de pétrole et de gaz naturel est une activité intensive en capital, et particulièrement en mer et dans des conditions difficiles comme celles du bassin Jeanne d'Arc (icebergs, vents impétueux, neige, faible visibilité, etc.). Toutefois, la création d'emploi ne se limite pas aux travailleurs sur les plates-formes. Plus les activités de production progressent, plus les besoins en biens et services grimpent. Il s'agit ici des appareils ou tiges de forage, de la nourriture pour les travailleurs, de logements et écoles pour les familles des travailleurs, d'équipements perfectionnés de communication et d'informatique, etc.

Parallèlement à la création d'emploi, aussi bien directe qu'indirecte, les industries pétrolières et gazières génèrent des revenus importants. Dans le cas de Terre-Neuve-et-Labrador, les revenus estimés de la province des activités pétrolières s'élevaient à 2 G\$ pour l'année fiscale 2012-2013 (CAPP 2013), avec 30 % des revenus provinciaux de l'année 2011-2012 qui provenait des redevances pétrolières. Le développement de la filière énergétique a engendré une croissance soutenue de la province depuis 1997, date de début de production d'Hibernia. Cette croissance a été soutenue par les deux projets suivants plaçant Terre-Neuve-et-Labrador dans le peloton de tête des provinces canadiennes en terme de PIB par habitant. Par ailleurs et d'après les nouvelles prévisions d'Exportation et Développement Canada, les exportations de la province devraient enregistrer une croissance de 28 % en 2014, ces exportations représentaient 11,9 G\$ en 2013 (EDC, Automne 2014). La hausse proviendrait en majeure partie des exportations pétrolières qui augmenteraient³² de 49 %. Cette augmentation ne serait pas une conséquence de l'augmentation de la production mais celle

32. Les exportations énergétiques représentaient 64,7 % des exportations totales de la province en 2013, ce qui correspondait à 7,715 G\$.

de la réorientation des exportations. En effet, une partie des exportations de la province vers les raffineries canadiennes serait détournée vers le marché international notamment européen.

4.3 Dakota du Nord

Le Dakota du Nord est un État américain peu peuplé (723 393 personnes en 2013 selon le U.S. Census Bureau) qui partage sa frontière nord avec la Saskatchewan et le Manitoba et dont la capitale est Bismarck. Initialement à vocation agricole, la découverte de pétrole et le recours croissant à la lignite³³ pour produire de l'électricité dans les années cinquante y ont entraîné le développement d'un secteur énergétique important, comportant notamment la construction de deux centrales au charbon et de deux raffineries (Remele, 1989). En 1983, on y construisait l'unique centrale de production de gaz de synthèse à partir du charbon des États-Unis, laquelle produit aujourd'hui l'équivalent d'un peu plus du quart de la consommation québécoise (DGC, 2014). Dans le dernier demi-siècle, l'économie du Dakota du Nord a connu une série de contractions et d'expansions concordant tant avec l'évolution du marché international des grains que du pétrole.

La dernière expansion en date résulte du développement de la formation de Bakken. L'incidence économique du développement ne fait aucun doute. La figure 7 indique l'évolution du revenu médian des ménages aux États-Unis entre 2007-2012. On observe généralement une stagnation voire une baisse du revenu sauf dans le centre nord de la carte, soit au Dakota du Nord. Entre 2011 et 2012, le Dakota du Nord a connu une augmentation de son PIB per capita de 11 % (l'augmentation dépassait à peine 1 % au Québec).

En l'espace d'une décennie, de 2003 à 2013, la part du secteur minier dans l'économie est passée de 2 % à 14 % propulsant ainsi le Dakota du Nord au second rang de la production américaine de pétrole tout juste derrière le Texas et devant l'Alaska³⁴. On y extrait aujourd'hui un million de

33. La lignite est une forme de charbon de basse qualité. Le Dakota du Nord est doté de la plus grande ressource récupérable au monde en lignite après l'Australie (Murphy, 2010).

34. Cf. eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=17451. Le secteur minier comprend l'extraction du minerai, le charbon, le pétrole et le gaz naturel.

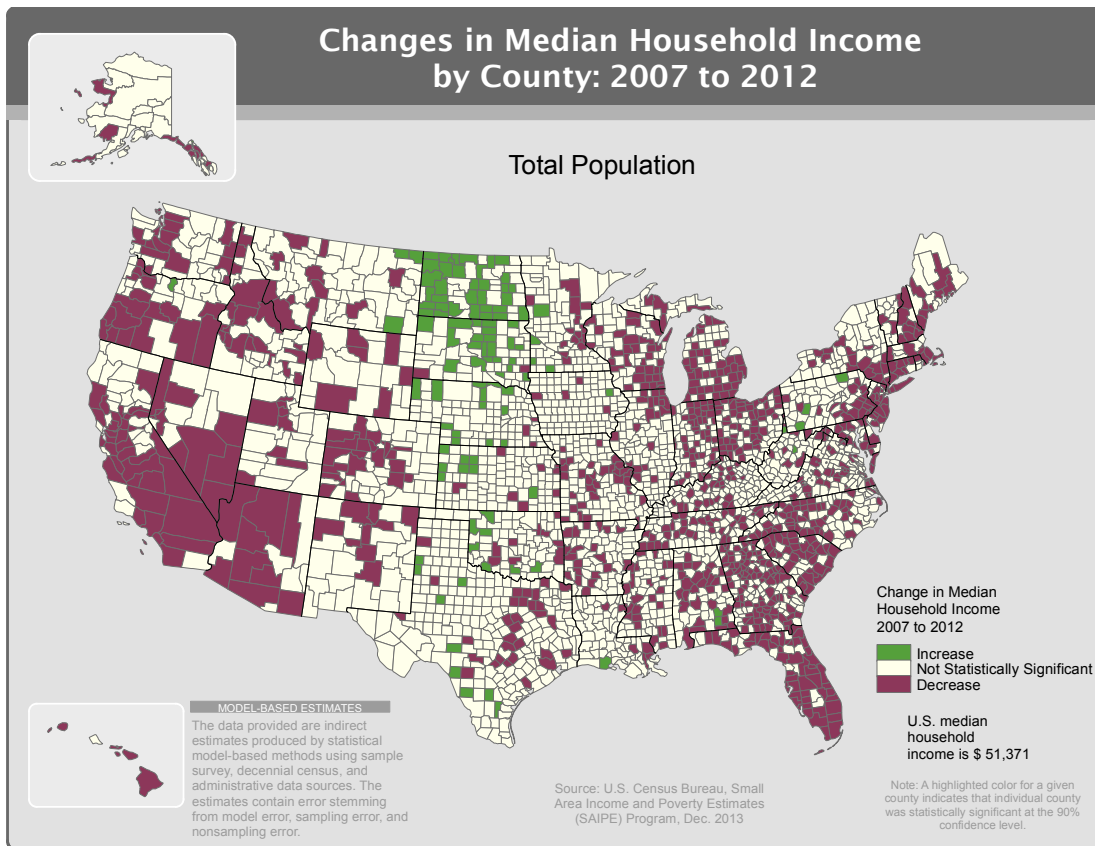


FIGURE 7 – Variations du revenu médian des ménages par comté aux États-Unis : 2007-2012.

Source : U.S. Department of Commerce, Economic and Statistics Administration, U.S. Census Bureau.

barils par jour (données de juillet 2014), ce qui est suffisant pour renverser le déclin historique de la production américaine et la ramener à son niveau de 1996.

C'est en 2004 que la compagnie Continental Ressources a mis sur pied le premier puits de pétrole rentable de l'État. À partir de ce moment et spécialement durant l'année 2006, la production de pétrole a explosé dans le Dakota du Nord. C'est la combinaison des prix élevés du pétrole et les avancées technologiques en matière de fracturation hydraulique qui ont permis l'exploitation intensive et soudaine du pétrole. Seul un très petit nombre d'initiés ont anticipé cela. Longtemps reconnu pour son activité principale, l'agriculture, le Dakota du Nord est maintenant synonyme de production pétrolière à grande échelle. Avant cela, l'Ouest du Dakota du Nord où se trouve une grande partie de la formation géologique de Bakken était essentiellement rurale. Le boom pétrolier actuel n'est certes pas le premier au Dakota du Nord, mais il demeure marquant de par son ampleur. De plus, ce boom est arrivé peu avant la récession survenue en 2008 aux États-Unis.

Pour plusieurs, le pétrole représente une bénédiction qui a permis au Dakota du Nord de renverser une tendance lourde : le départ de plusieurs habitants. C'est une véritable révolution, et non pas seulement au niveau du paysage (en mars 2013, 8 000 puits avaient déjà été forés), qui s'est produite au Dakota du Nord. D'abord, les possibilités d'emploi se sont multipliées pour les ingénieurs géologues, les techniciens en forage, les travailleurs de la construction (les besoins en infrastructure étant énormes) et surtout pour les camionneurs, le travail le plus commun dans l'industrie. La région du Bakken n'étant pas encore dotée d'un réseau efficace de pipelines, le transport du pétrole ainsi que celui des déchets et des autres liquides nécessaires à l'exploitation se fait encore par camions. L'industrie du camionnage est d'ailleurs particulièrement lucrative³⁵. Cela ne veut pas dire qu'elle ne dérange pas, la circulation accrue entraînant poussière et bruit avec elle. Les emplois dans l'industrie sont bien rémunérés. Toutefois, ces emplois peuvent ne pas être stables ou de longue durée, l'exploitation du pétrole étant une activité qui suit le rythme des forages de

35. Cf. ngm.nationalgeographic.com/2013/03/bakken-shale-oil/dobb-text.

puits. Ces possibilités d'emploi ont attiré et continuent d'attirer un grand nombre de personnes en quête de travail. Ces personnes viennent des autres États américains mais aussi d'ailleurs, voulant tenter leurs chances et participent ainsi au gonflement de la population du Dakota du Nord. À titre d'exemple, Watford City, située dans le comté McKenzie et en plein coeur du boom pétrolier, a vu sa population passer de 1 700 habitants à 6 000 habitants entre 2010 et 2012. L'État dans son ensemble a, quant à lui, vu son nombre d'habitants passer de 672 591 à 723 393 entre 2010 et 2013, soit une croissance de 7,6 % contre 2,4 % en moyenne aux États-Unis³⁶. Ceci permet également à plusieurs villes de présenter des taux de chômage particulièrement bas, comme à Williston qui affichait en 2013 un taux de chômage sous la barre des 1 %. Notons toutefois que les travailleurs extra-étatiques continuent de payer leurs impôts dans leurs États d'origine.

Une telle affluence de nouveaux venus, en majorité des hommes, est difficile à gérer. Les infrastructures, notamment les logements, ne suivent pas la cadence. Le résultat a été que le prix des loyers et des maisons n'a cessé d'augmenter, rendant la situation difficile pour les habitants dont les revenus n'ont pas augmenté avec le boom. Le cas des enseignants en est une illustration. Le recrutement des enseignants a été nécessaire suite à l'arrivée de nouvelles familles. Toutefois, avec des salaires avoisinant les 30 000 \$, ces recrues sont difficiles à attirer. La hausse de la criminalité, la surtaxe sur l'eau et sur le système d'égouts en font également sourciller plus d'un. Certains habitants de longue date des petites villes ne voient pas d'un bon oeil l'arrivée massive de travailleurs en période d'exploitation et regrettent la tranquillité et le caractère plus familial qui régnaient avant.

Dans le Dakota du Nord, où le boom pétrolier (le dernier date d'une trentaine d'années et a chuté brutalement avec la baisse du prix du pétrole) a littéralement permis d'éviter la crise, il est possible de devenir riche très rapidement. Selon Bruce Gjovig, fondateur du centre d'innovation de l'Université du Dakota du Nord, l'industrie produit 2 000 nouveaux millionnaires par année³⁷, ce qui est non négligeable pour un des États les moins peuplés. Les résidents du Dakota du Nord

36. Cf. quickfacts.census.gov/qfd/states/38000.html.

37. Cf. lactualite.com/actualites/monde/petrole-bienvenue-en-amerique-saoudite/.

peuvent s'enrichir grâce à l'industrie pétrolière, mais à condition d'être propriétaires du sous-sol. Un titulaire de droits miniers peut facilement gagner de 50 000 \$ à 60 000 \$ par mois. Contrairement au Québec où le sous-sol appartient à l'État, les droits du sous-sol et de la terre sont séparables au Dakota (Banning, 2013). Sur un même terrain, la terre peut appartenir à un individu et le sous-sol à un autre. La famille Jorgensons au Nord-Ouest du comté de Mountrail vit cette situation puisqu'elle n'est propriétaire que des terres en surface³⁸. Les droits miniers sont quant à eux détenus par un total de 110 propriétaires distincts. Une compagnie pétrolière peut forer la terre des Jorgensons si elle persuade 51% de ces 110 propriétaires. La compagnie pétrolière a bien sûr l'obligation de dédommager ceux qui détiennent la terre, souvent des fermiers qui perdent alors des récoltes. Certains dénoncent toutefois le rapport inégal de force entre les compagnies et les propriétaires. Si ces derniers ne sont pas satisfaits des dédommagements obtenus, il demeure difficile pour eux de s'attaquer aux compagnies très bien armées sur le plan juridique.

Côté environnement, les questionnements quant aux dangers de la fracturation hydraulique ne font pas beaucoup de vagues dans le Dakota du Nord. L'État a fait passer une loi en 2011 stipulant que cette méthode était sans risque. D'ailleurs, toujours la même année, une enquête menée par le média en ligne ProPublica³⁹ et qui a mis en lumière plus de 1 000 fuites de pétrole, d'eaux usées et d'autres fluides dans l'industrie, n'a pas fait beaucoup de bruit. Des organismes sans but lucratif, comme le Dakota Resource Council qui défend l'environnement, tentent tout de même de faire ralentir les choses afin que des études d'impacts soient réalisées. Néanmoins, nous sommes très loin du battage médiatique qui s'est produit au Québec. Rappelons ici, que les propriétaires fonciers sont propriétaires du sous-sol et qu'ils tirent un avantage direct du développement de l'industrie pétrolière.

Sur le plan économique, le Dakota du Nord peut certainement profiter du boom pétrolier

38. Son histoire est relatée dans un article du National Geographic, paru en mars 2013 et intitulé *The New Oil Landscape*.

39. Cf. propublica.org/special/north-dakota-spills.

puisque pour chaque dollar gagné par l'industrie, 11,5 cents reviennent à l'État⁴⁰. De juillet 2011 à octobre 2012, ceci a généré des fonds de plus de deux milliards de dollars. Le tiers de l'argent ainsi récupéré est placé dans un fond souverain, le North Dakota Legacy Fund. Les intérêts ne peuvent pas être perçus avant 2017.

Plusieurs indicateurs économiques permettent de mesurer l'impact de l'exploitation massive du pétrole sur l'économie du Dakota du Nord. Notons d'abord qu'en 2001, l'État figurait au 38^e rang pour le PIB par tête. Depuis 2004, on assiste à une croissance de cet indicateur qui, en 2008, a dépassé la moyenne américaine. En 2012, il était de 55 250 \$, soit 29 % au-dessus de la moyenne du pays. D'ailleurs, entre 2011 et 2012, c'est au Dakota du Nord que l'on a enregistré la plus forte croissance du PIB par tête avec près de 11 % d'augmentation contre 2 % au niveau national. Il est clair que la hausse de la production du pétrole a fortement, et non totalement, contribué à cette croissance.

L'exploitation n'est probablement pas en train de fléchir dans le Roughrider State, la Commission industrielle de l'État entrevoyant entre 35 000 et 40 000 puits au total creusés dans les prochaines années. Selon l'évolution des prix du pétrole, la demande de travailleurs peut demeurer soutenue dans les années à venir. L'industrie étant cyclique, plusieurs perçoivent l'important boom des dernières années comme une série de petits booms.

4.4 Contribution au développement économique

Les vignettes de l'Alberta, de Terre-Neuve-et-Labrador et du Dakota du Nord présentent des similitudes et d'importantes différences. Il s'agit de trois juridictions initialement peu peuplées de l'Amérique du Nord où l'industrie des hydrocarbures s'est développée. Toutes trois ont vécu l'expérience d'un boom suivi d'une crise à la suite de fluctuations des prix des ressources.

En Alberta et au Dakota du Nord, l'industrie s'est développée de manière décentralisée, sans

40. Cf. ngm.nationalgeographic.com/2013/03/bakken-shale-oil/dobb-text.

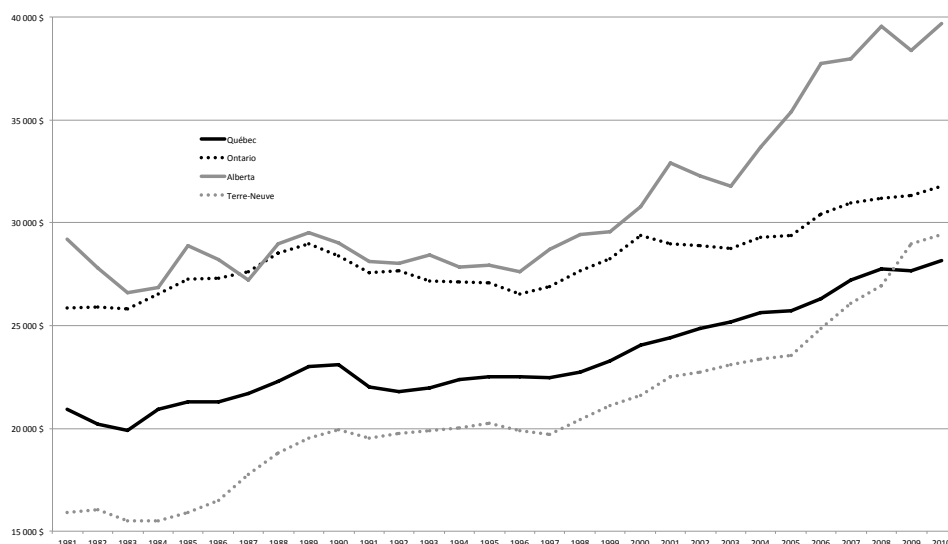


FIGURE 8 – Revenu personnel disponible (\$ de 2013).

Les séries illustrées correspondent au revenu personnel disponible total (CANSIM 384-0012), divisé par la population de la province (CANSIM 051-0001) et rapporté en dollars de 2013 en ajustant pour l'inflation propre à chaque province (CANSIM 326-0021). Les chiffres du revenu personnel disponible pour Terre-Neuve proviennent de la *Newfoundland & Labrador Statistics Agency* ; cf. http://www.stats.gov.nl.ca/Statistics/Gdp/PDF/Personal_Income.pdf et ne diffèrent sensiblement de ceux de Statistique Canada qu'à partir de 2006.

intervention majeure du secteur public. À Terre-Neuve-et-Labrador, le complexe Hibernia n'aurait probablement jamais vu le jour sans le soutien de l'État. Des trois juridictions, seule l'Alberta est jusqu'ici parvenu à dépasser son statut de simple région-ressource en attirant et en retenant une importante main d'œuvre qui est venu gonfler sa population. L'Alberta est aujourd'hui une province à l'économie plus diversifiée qui possède un secteur commercial et financier important⁴¹. Toutefois, les finances de l'État demeurent dépendantes des redevances et il ne fait aucun doute qu'une baisse significative du prix du pétrole y ralentirait considérablement l'industrie et, avec elle, une partie de l'économie albertaine.

41. Le secteur du raffinage s'y est aussi considérablement développé. Le Québec dispose aujourd'hui d'une capacité de raffinage de 305 000 bpj alors qu'il raffinait 314 500 bpj en 1965. L'Alberta, qui ne raffinait que 90 000 bpj en 1965, dispose aujourd'hui d'une capacité de 457 000 bpj. Les chiffres proviennent des sites du Ministère de l'Énergie et des Ressources Naturelles et de Alberta Energy. Pour les chiffres de 1965, cf. Cardinal (1965).



FIGURE 9 – Dépenses de consommation finale des administrations publiques par personne (\$ en chaînés de 2007).

Source : CANSIM 384-00384, 051-00011, 326-00211.

La finalité de tout développement économique demeure le bien-être de la population. Le revenu disponible (*i.e.* après impôts) est une mesure usuelle du bien-être. À cette aune, l'Alberta fait très bien par rapport aux autres provinces canadiennes et Terre-Neuve-et-Labrador a rattrapé son retard historique par rapport au Québec et à l'Ontario (cf. la figure 8). En outre, aussi bien en Alberta qu'à Terre-Neuve-et-Labrador, l'État dépense davantage par personne (cf. la figure 9). Dans quelle mesure cette performance est-elle attribuable à l'industrie d'extraction des hydrocarbures ?

La réponse à cette question est plus complexe qu'il n'y paraît. Comme le note Mansell et Schlenker (2006), le revenu par tête dépend i) du salaire ; ii) du taux d'emploi ; iii) du taux de chômage ; et iv) de la structure d'âge de la population. En Alberta, le haut revenu par tête est avant tout attribuable au fort taux d'emploi et au faible taux de chômage plutôt qu'aux salaires.

La théorie économique élémentaire explique ce phénomène. La demande de travail correspond à la valeur de la productivité marginale, *i.e.* à la valeur de la production générée à la marge par

l'emploi d'un travailleur supplémentaire. En gros, cette valeur correspond au prix de la ressource multiplié par la productivité marginale (du travail) ; laquelle est d'autant plus importante que les investissements passés sont importants. Dans la figure 10, cette demande correspond à la droite D . La quantité demandée de travail t décroît avec le salaire w parce que la productivité marginale décroît avec l'embauche de nouveaux travailleurs. Dans l'idée de rentabiliser les importants investissements faits dans la province, on peut présumer que cette demande est relativement inélastique, *i.e.* qu'elle réagit peu aux variations de salaires. L'offre de travail est donnée par la courbe O . Contrairement à la demande, on peut présumer qu'elle est plutôt élastique parce que le bassin de main d'œuvre *au Canada* est très grand. Si les salaires sont plus élevés en Alberta, de jeunes gens au Québec ou en Ontario seront tentés d'y immigrer⁴² (tel qu'on a pu le voir dans la figure 4). Le salaire d'équilibre w est déterminé au croisement E des courbes d'offre et de demande avec un niveau d'emploi t .

La conséquence d'une telle combinaison de demande inélastique et d'offre élastique fait en sorte que le salaire réagira peu à une variation de la demande. Ainsi, si la demande de travail se déplace en D' , que cela soit à la suite d'investissements importants (qui haussent nécessairement la productivité marginale du travail) ou simplement d'une hausse du prix de la ressource, le salaire va grimper en w' mais cette variation sera faible en regard de la variation de l'emploi en t' .

Dit autrement, l'Alberta n'est pas une province riche parce que les citoyens y sont « riches ». Si on devenait riche en devenant Albertain, beaucoup de citoyens canadiens — que rien n'empêche d'immigrer — y prendraient résidence. Le marché de l'emploi au Canada n'est pas segmenté au point de permettre un enrichissement des Albertains par les salaires.

L'Albertain est riche parce que i) les emplois dans le secteur des hydrocarbures sont relativement bien payés (il s'agit d'emplois qui demandent des compétences particulières ou des emplois

42. Cette explication est donnée à des fins pédagogiques. De multiples facteurs peuvent expliquer les mouvements migratoires entre provinces. À l'égard du marché du travail, par exemple, le programme d'assurance-emploi tempère l'effet des disparités régionales. Cf. Gross et Schmitt (2012) pour une discussion récente de cette question au Canada.

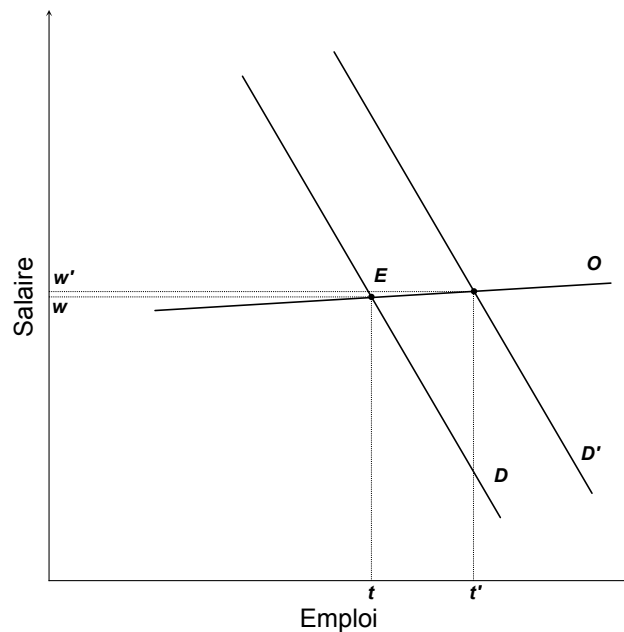


FIGURE 10 – Illustration d'un marché du travail où une forte hausse de la demande de travail se traduit par une faible hausse des salaires.

pénibles); ii) lorsque le prix de la ressource est élevé, le marché de l'emploi fonctionne bien. L'Alberta est riche parce que les deux tiers des profits de l'industrie sont réinvestis dans la province (Mansell et Schlenker, 2006), ce qui assure son développement plus rapide, et parce qu'une économie développée avec des travailleurs qualifiés bien payés appelle toute une variété d'autres biens et services, qu'il s'agisse de services en soutien à l'industrie (comme le secteur financier) ou de biens de consommations demandés par les ménages. Sans l'industrie des hydrocarbures, l'Albertain serait peut-être un peu moins riche, mais l'Alberta serait surtout moins développée et moins peuplée. Nous référons à Mansell et Schlenker (2006) pour une analyse détaillée de l'impact de l'industrie des hydrocarbures sur l'économie albertaine.

5 Besoins en pétrole et gaz naturel

5.1 Modèles de prévision de la demande d'hydrocarbures

La réalisation de prévisions à long terme, aussi bien de l'offre que de la demande énergétiques, n'est pas un exercice facile. Prévoir ce qui va se passer en 2035 maintenant, c'est comme prévoir dès la fin des années 90 ce qui se passe de nos jours. En effet, les prévisions réalisées dépendent fortement de l'état de l'économie et de celui de la technologie, ce qui les rend rarement concluantes. Toutefois, elles restent nécessaires pour comprendre les enjeux des marchés énergétiques et prendre des décisions sur cette industrie (portefeuille énergétique, investissements, etc.).

Les prévisions sont réalisées régulièrement par des institutions gouvernementales (ONE, EIA, AIE, DERA), de grandes compagnies (BP, Total, ExxonMobil), des firmes de consultation (IHS, ICF, EVA) ainsi que quelques institutions académiques comme *Resources for the Future* (RFF) et *Inforum* (González et collab., 2013).

Lafrance (2007) résume dans le tableau 10, les différentes classes de modèles utilisés pour prévoir la demande énergétique. Le degré de complexité de ces modèles est différent (croissant dans ce tableau) selon la technique utilisée (analytique, économétrique, mathématique, etc.).

| Classe de modèles | Disciplines | Données |
|-------------------|--|---|
| Analytique | Calcul simple, scénarios | Sondages, bases de données diverses, scénarios |
| Économétrique | Probabilités et statistiques, théorie économique | Séries chronologiques |
| Optimisation | Programmation linéaire et non-linéaire, scénarios | Données financières et techniques |
| Techno-économique | Probabilités et statistiques, équations d'ingénieur, scénarios | Sondages, séries chronologiques, bases de données diverses, scénarios |

TABLE 10 – Classes de modèles de prévision.

Source : Lafrance (2007).

Le recours à des modèles sophistiqués pour prévoir la demande a souvent été critiqué à cause du manque de transparence et de flexibilité de ces « boîtes noires ». La première méthode, à savoir celle basée sur des scénarios, est celle qui retient davantage l'attention. Elle permet d'explorer plusieurs

scénarios possibles sans nécessairement leur attribuer une probabilité, un scénario étant une histoire qui décrit un avenir possible. Cette méthode représente une approche particulièrement adaptée dans un monde changeant et incertain. Les scénarios sont souvent réalisés à l'aide de simulations. Il s'agit d'envisager plusieurs futurs possibles : un scénario de référence qui est souvent une simple extrapolation du présent, des scénarios optimistes et d'autres pessimistes par rapport au contexte considéré. Le piège de cette méthode consiste à réaliser plus de scénarios qu'il n'en faut, ce qui nuit in fine à la prise de décision.

L'Office nationale de l'énergie (ONÉ), qui représente la référence au Canada, utilise cette méthode de prévision sur le long terme (les prévisions actuelles sont à l'horizon 2035). Il présente trois scénarios : un scénario de référence⁴³ et deux scénarios alternatifs. Son scénario de référence se base sur des projections fondées sur les perspectives macroéconomiques actuelles, une vision modérée du prix des énergies considérées et les politiques existantes. Ses deux scénarios alternatifs se basent sur deux hypothèses différentes sur les prix (un prix élevé⁴⁴ versus un prix faible⁴⁵), considérant que la variable prix est la variable d'incertitude. Selon l'ONÉ, « les projections sont réalisées à partir d'une structure de modélisation à plusieurs composantes qui interagissent pour amener à des projections intégrées de l'offre et de la demande d'énergie au Canada »⁴⁶.

L'AIE utilise également cette méthode via un modèle, appelé le World Energy Model (WEM), comme principal outil pour générer les projections qui déterminent les scénarios de ses World Energy Outlook (WEO) annuels. Le WEM est un modèle de simulation à grande échelle conçu pour reproduire le fonctionnement des marchés de l'énergie. Il se compose de trois modules principaux : la consommation finale d'énergie, la transformation de l'énergie ainsi que l'offre d'hydrocarbures et de bioénergie. L'AIE se base sur des statistiques détaillées et actualisées pour alimenter son

43. Les prix considérés dans le scénario de référence sont de 110 \$ US2012/b de pétrole et 6,20 \$ US 2012/MBTU de gaz naturel.

44. Les prix considérés ici sont de 140 \$ US 2012/b de pétrole et 7,70 \$ US 2012/MBTU de gaz naturel.

45. Les prix considérés ici sont de 80 \$ US2012/b de pétrole et 4,70 \$ US 2012/MBTU de gaz naturel.

46. Pour plus de détails sur la méthodologie adoptée par l'ONÉ, consultez neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/ftr/2013/ppndcs/rprtmtldlg-fra.html.

WEM. Ces statistiques proviennent principalement des statistiques historiques internes de l'AIE ainsi que des données supplémentaires des gouvernements, des organisations internationales, des compagnies d'énergie, des sociétés de conseil et des banques d'investissement. L'AIE tient compte également des politiques gouvernementales dans sa détermination de la demande et des stratégies d'approvisionnement énergétiques (AIE, 2013).

L'EIA⁴⁷, quant à elle, utilise un modèle macro-économique appelé le National Energy Modeling System⁴⁸ (NEMS), pour élaborer les prévisions qui font l'objet de son Annual Energy Outlook (AEO). Le NEMS⁴⁹ est un modèle d'équilibre général calculable (MEGC) sophistiqué conçu pour analyser le fonctionnement du marché énergétique selon différentes hypothèses sur la croissance économique et les politiques économiques. Le modèle est assez détaillé et représente la filière dans son ensemble. Il se compose de treize modules dont quatre portant sur la demande : résidentielle, commerciale, industrielle et de transport. Cf. Lemoyne (2013). Notons que l'EIA réalise annuellement et ce depuis 1996, une étude rétrospective de prévisions établies et y relève des raisons des divergences constatées (EIA, 2014).

Au Québec, le MERN a recours à un modèle microéconomique appelé ENERGES inspiré du *Model for Analysis of Energy Demand* (MAED) pour ses prévisions. La méthodologie du modèle MAED⁵⁰, développé par l'Agence Internationale de l'Énergie Atomique (AIEA), repose sur celle de la version simplifiée du Modèle d'Évolution de la Demande d'Énergie (MEDEE) élaboré par Château et Lapillone en 1978 à l'Institut Économique et Juridique de l'Énergie en France. C'est un modèle du type « par usages finaux ». Il repose sur l'élaboration de scénarios cohérents de la

47. Rappelons ici que l'EIA est un sous-département indépendant du Department of Energy américain qui est responsable des études prévisionnelles et statistiques.

48. Le modèle est programmé en Fortran.

49. Le Canada a importé le concept peu après sa création aux États-Unis pour développer une version canadienne MAPLE-C, opérée par Ressources Naturelles Canada (RNCAN). Toutefois, contrairement à la version américaine, RNCAN n'avait aucune obligation quant à la diffusion du modèle. Ce dernier point a nui à la réputation de l'outil et a limité son utilisation.

50. MAED a été développé pour le système d'exploitation DOS puis converti sous format EXCEL pour être adapté à Windows (AIEA, 2007).

demande future où les facteurs socio-économiques et technologiques sont pris en considération. La demande d'énergie est ventilée sur quatre secteurs : le secteur industriel, de transport, résidentiel et de service. La demande industrielle comprend les sous-secteurs agricole, minier, de fabrication et construction. La demande est essentiellement déterminée par le niveau relatif de l'activité économique par rapport à son intensité énergétique

BP a également recours à des scénarios pour l'élaboration de son BP Energy Outlook. Les scénarios reposent sur des hypothèses quant aux changements des politiques énergétiques, de la technologie et de l'état de l'économie. Ces hypothèses sont basées sur des données internes et externes dans le but d'établir le scénario le plus plausible. BP donne très peu de détails sur le modèle employé pour ses prévisions. Rappelons que BP est une grande entreprise dans le monde énergétique et que ses prévisions servent avant tout à planifier les investissements, ce qui explique le caractère confidentiel de ses modèles. Ce point concerne également les prévisions d'ExxonMobil.

5.2 Prévisions de la demande mondiale de pétrole et de gaz naturel

Nous ne pouvons ici recenser toutes les prévisions réalisées pour le pétrole et le gaz naturel, mais nous en relevons celles qui sont les plus utilisées et qui reviennent souvent dans les littératures académique et institutionnelle. La plupart des prévisions relevées proviennent des modèles présentés précédemment. Nous résumons dans les tableaux suivants (11 et 12) quelques prévisions⁵¹ mondiales sur la demande pétrolière puis gazière.

Comme nous pouvons le voir sur le tableau 11, la demande mondiale de pétrole devrait augmenter en 2035 par rapport à celle enregistrée en 2013, à savoir 4 185 Millions de tonnes (BP, 2014). La plus forte hausse est prévue par l'EIA (39 %) et la plus faible par l'AIE (13 %). Par ailleurs, le secteur du transport demeure le principal utilisateur de pétrole en consommant plus de la moitié de la demande mondiale selon toutes ces sources.

51. Nous retenons ici les scénarios de référence, sauf pour l'AIE pour laquelle nous retenons le nouveau scénario « Nouvelles politiques » publié dans son dernier WEO paru en novembre 2014 (AIE, 2014).

| | AIE | EIA | BP | Exxon |
|------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Secteur du Transport | 2 756 | 3 349 | 2 560 | 2 966 |
| Secteur Industriel | 976 | 1 949 | 1 557 | 1 831 |
| Secteurs Résidentiel et commercial | 295 | 320 | — | 399 |
| Production électrique | 124 | 182 | 180 | 184 |
| Autres | 580 | — | 521 | — |
| Consommation totale | 4 730 | 5 800 | 4 818 | 5 379 |

TABLE 11 – Prévision de la demande mondiale de pétrole en Mtep à l’horizon 2035

Source : AIE (2014); EIA (2014); BP (2014); ExxonMobil (2014)

| | AIE | BP | Exxon |
|------------------------------------|--------------|--------------|--------------|
| Production électrique | — | 1 693 | 1 856 |
| Secteur Industriel | — | 1 848 | 1 571 |
| Secteurs Résidentiel et commercial | — | — | 777 |
| Production du transport | — | 192 | 141 |
| Autres | — | 910 | — |
| Consommation totale | 4 112 | 4 631 | 4 345 |

TABLE 12 – Prévision de la demande mondiale de gaz naturel en Mtep à l’horizon 2035

Source : AIE (2014); BP (2014); ExxonMobil (2014)

Concernant la demande mondiale de gaz naturel⁵², c’est celle qui enregistre la plus forte hausse en 2035 parmi les énergies fossiles. Cette hausse varie de 36% (AIE) à 53% (BP) par rapport à la consommation enregistrée en 2013, à savoir 3 020 Mtoe (BP, 2014). C’est la demande électrique qui entraîne cette hausse dans la majorité des prévisions au regard des avantages que détient le gaz naturel par rapport à ses substituts (notamment le charbon) dans ce secteur.

52. Nous n’avons pas trouvé les prévisions de l’EIA pour la demande mondiale de gaz naturel. Toutefois, nous tenions à relever le tableau comparatif de la demande nord-américaine qui figure à la page CP-10 de l’EIA (2013).

Demandes de pétrole et de gaz naturel au Québec

Cette partie se base sur les prévisions réalisées au MERN et à l'ONÉ⁵³. Nous synthétisons dans le tableau qui suit les prévisions de ces deux organismes⁵⁴.

| | 2011 | | MERN | | ONÉ | |
|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|------------|
| | Pétrole | Gaz | Pétrole | Gaz | Pétrole | Gaz |
| Résidentiel | 27,9 | 23,2 | 7,1 | 28,1 | 15,8 | 23,2 |
| Agriculture | 29,1 | 1,0 | 34,2 | 1,6 | — | — |
| Tertiaire | 12,1 | 83,4 | 8,2 | 114,9 | — | — |
| Industriel | 54,3 | 126,1 | 76 | 177,2 | 115 | 110,5 |
| Transport | 516,1 | 0,0 | 498,7 | 0,2 | 424,9 | 8,1 |
| Commercial | — | — | — | — | 25 | 99 |
| Total | 639,5 | 233,7 | 624,0 | 321,9 | 743,3 | 241 |

TABLE 13 – Prévisions en pétajoules de la demande québécoise de pétrole et de gaz en 2026.

Source : MERN ; ONÉ (2013).

Comme nous pouvons le voir sur ce tableau, ces deux organismes ne convergent pas tout à fait. Alors que le MERN prévoit une légère baisse de la demande québécoise de pétrole (-2,42%) par rapport au niveau enregistré en 2011, l'ONÉ prévoit une hausse de 16%. Pour le gaz naturel, les deux organismes prévoient une hausse de la demande. Toutefois, la hausse est beaucoup plus importante du côté du MERN (37,74%, contre 3,12% de l'ONÉ). Notons que le MERN tient compte de la politique gouvernementale et des potentiels besoins des grands projets industriels, ce qui expliquerait la divergence entre les prévisions des deux organismes.

53. Les prévisions actuelles de l'ONÉ sont à l'horizon 2035 mais nous retenons l'horizon 2026 pour pouvoir les comparer avec celles du MERN. Par ailleurs, l'ONÉ n'isole pas le pétrole seul dans ses statistiques mais s'intéresse au Produits Pétroliers Raffinés (PPR). Les PPR comprennent l'asphalte, le carburacteur, le diesel, l'essence, le mazout lourd, le kérosène, le mazout léger, les gaz de pétrole liquéfié, les lubrifiants, les utilisations spéciales du naphte, le pétrole, les produits non énergétiques, les charges d'alimentation sous forme de produits pétroliers, la coke de pétrole et le gaz de distillation. Cf. neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/ftr/2013/ppndcs/pxndsdmnd-fra.html.

54. Nous retenons ici le scénario de référence de l'ONÉ.

Principales utilisations du pétrole et du gaz naturel

Le pétrole est devenu, dès le début des années 1950, la première source d'énergie dans le monde. Il est utilisé dans plusieurs secteurs aussi bien en tant que source d'énergie que de matière première.

- Le secteur des transports : cet usage est le plus important (59,18 % de la consommation mondiale en 2011). En raison de sa forte densité énergétique, le pétrole est la matière première de la plupart des carburants utilisés dans le secteur des transports (avions, navires, camions, voitures, etc.).
- L'industrie pétrochimique : le pétrole représente une matière première pour un grand nombre de produits de la vie quotidienne (matières plastiques, peintures, colorants, cosmétiques, solvants, alcools, médicaments, textiles, engrais, pesticides, etc.).
- Le secteur résidentiel et commercial : Le pétrole sert comme combustible dans le chauffage et la cuisson domestiques, et comme source de chaleur dans l'industrie.
- La production électrique : Cet usage est en baisse à cause de la substitution par le charbon et le gaz naturel.

La consommation québécoise des produits pétroliers énergétiques était de 15 344 450 tep en 2011 et était ventilée comme suit : plus du 3/4 consommé par le secteur des transports, le reste étant réparti entre les secteurs industriel (13,6 %), commercial (6,4 %) et résidentiel (4,4 %).

6 Redevances, fiscalité et participation de l'État

Les grandes entreprises pétrolières développent des projets partout dans le monde, là où les perspectives de profit leurs paraissent les plus intéressantes. Elles sont mobiles parce que les coûts de transaction sont faibles en comparaison avec l'ampleur des projets : quelques voyages d'affaires en Asie comptent peu dans un projet qui se décline en centaines de millions de dollars. Elles sont

grandes parce que le développement économique des projets qui les intéressent requiert beaucoup de capital. En comparaison, les petites entreprises s'intéresseront à des projets de moindre envergure, dans une région qu'elles connaissent bien, de sorte que leurs coûts de transaction en seront réduits.

En choisissant d'investir ici plutôt qu'ailleurs, une entreprise prend en compte tous les éléments susceptibles d'affecter la rentabilité de son investissement ici plutôt qu'ailleurs. Ainsi, pour une petite entreprise dont les activités sont concentrées dans une juridiction donnée, la fiscalité ne détermine pas le choix d'ici plutôt qu'ailleurs puisque les mêmes contraintes fiscales s'appliqueront aux deux endroits (si la fiscalité est trop lourde, l'entreprise peut bien sûr choisir de ne pas investir). Par contre, comme elles sont mobiles, les grandes entreprises seront sensibles à toute variation du niveau des redevances, des impôts sur les revenus des sociétés ou du poids de la réglementation.

Les activités minières d'envergure demandent d'énormes investissements en capital. En Amérique du Nord, la grande majorité des entreprises de ce secteur sont structurées en sociétés par actions, ce qui leur donne un accès facile au marché des capitaux mais leur impose d'importantes exigences en matière de transparence. Il en résulte qu'elles doivent composer d'une part avec les attentes de rendement des marchés financiers et, d'autre part, avec les attentes de la société civile en matière de bonne gouvernance.

On distingue plusieurs structures de propriété des compagnies pétrolières selon le degré de participation de l'État dans leurs activités :

- Les compagnies où l'État contrôle la compagnie.
- Les compagnies où l'État est un actionnaire majoritaire important.
- Les sociétés publiques cotées en bourses.
- Les filiales de sociétés publiques.
- Les compagnies privées.

En Amérique du Nord, à l'exception notable de PEMEX contrôlée par l'État mexicain et de Petro-

trincontrôlée par Trinité-et-Tobago, les grandes compagnies sont soit des sociétés publiques comme Talisman Energy Inc. soit des filiales de telles sociétés comme Shell Canada. Ces compagnies sont détenues par des fonds mutuels ou des investisseurs institutionnels, comme The Vanguard Group dont les parts ne dépassent pas 6 % du capital. On retrouve également de petites compagnies privées comme Canbriam Energy Inc.

On retrouve davantage de compagnies nationales en Amérique du Sud avec Petróleos de Venezuela, S.A. (Vénézuéla), Petrobras (Brésil), EP Petroecuador (Équateur), Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (Bolivie), ANCAP (Uruguay), Empresa Nacional del Petróleo, (Chili) et ENARSA (Argentine). En 2012, la compagnie Yacimientos Petrolíferos Fiscales a été nationalisée par l'État argentin.

Certains des anciens États communistes d'Europe de l'Est ont gardé le contrôle de leurs compagnies pétrolières, notamment la Fédération russe qui contrôle 50,23 % de Gazprom, l'Ukraine qui possède la moitié d'Ukrnafta et la Pologne qui possède 72,4 % des actions de PGNiG (Gazprom, 2014; 4-Traders, 2014; PGNiG, 2014). La compagnie croate INA-Industrija nafte, d.d. est détenue en partie par la Croatie (44,84 %) et par la Hongrie (12,13 %) via la compagnie d'investissement MOL Group (INA, 2014; MOL, 2014).

Les grandes compagnies d'Europe occidentale sont des sociétés publiques. Historiquement, certaines comme BP plc ou Ente Nazionale Idrocarburi (ENI) ont d'abord été sous le contrôle de l'État (Jack, 1968; Eni, 2014). Le gouvernement anglais s'est départi de ses actions dans BP à l'époque Thatcher (Encyclopædia Britannica, 2013) et l'Italie a privatisé ENI dans les années 90 en ne maintenant qu'une position de premier actionnaire minoritaire (30,1 %) (Eni, 2014). Aujourd'hui, seule la Norvège possède une part majoritaire de sa compagnie nationale avec 67 % des actions de Statoil (Statoil, 2014).

Statoil a été fondée en 1972 afin d'être un « instrument commercial » du gouvernement norvégien pour favoriser le développement de l'industrie gazière et pétrolière en Norvège (Statoil, 2014).

Cette initiative du parlement norvégien répondait aux découvertes des gisements de pétrole Ekofisk en 1969 par Phillips Petroleum et de gaz Frigg en 1971 par Elf Aquitaine (NOGA, 2010). L'entreprise a crû dans les années quatre-vingt en développant notamment les gisements de Statfjord, Gullfaks, Oseberg et Troll du plateau continental norvégien et en devenant un joueur important dans l'industrie du transport et du stockage d'hydrocarbures en Europe du Nord. L'entreprise a été transformée en société publique dont les parts sont échangées sur les bourses d'Oslo et de New York en 2001. En 2007, elle fusionnait avec la division de pétrole et gaz de Norsk Hydro⁵⁵, elle même issue de l'acquisition par cette dernière de la compagnie privée Saga Petroleum ASA en 1999.

Statoil est aujourd'hui une entreprise aux opérations internationales. Entre 1985 et 2006, la Norvège et le Royaume-Uni étaient la principale source d'approvisionnement québécois en pétrole brut (MERN, 2012). En septembre dernier, Statoil mettait un terme à un projet d'exploitation dans les sables bitumineux de l'Alberta (McDermott, 2014) en invoquant des coûts de production trop élevés et des capacités de transport limitées.

Si les entreprises minières sont en concurrence pour produire des commodités (pétrole, fer, etc), les juridictions le sont tout autant dans la mesure où elles souhaiteraient les voir investir chez elles. Étant données les caractéristiques géographiques et géologiques des ressources naturelles dont elles contrôlent l'accès, elles se concurrencent selon le niveau de redevances qu'elles réclament ainsi que le poids fiscal et règlementaire qu'elles imposent.

Les juridictions espèrent les investissements des grandes entreprises parce qu'ils sont d'importants moteurs de développement économique. Par exemple, un grand projet peut nécessiter la construction d'une route, laquelle n'en comptera que pour une faible part des coûts. Une fois construite, cette route pourra permettre l'émergence d'activités économiques, ancillaires ou non, qui n'auraient jamais pu à elles seules en justifier le financement. La prise en compte directe par

55. L'État norvégien possédait 34 % de Norsk Hydro.

l'État de ces grands projets n'est pas généralement considérée comme souhaitable parce qu'ils demandent de maîtriser des compétences spécialisées dont il ne dispose pas. Ainsi, si l'État souhaite intervenir directement, il le fera par le biais d'une société spécialisée qu'il contrôle. Ce type d'intervention devient plus difficile lorsque les projets demandent une capitalisation commensurable à des activités internationales, ce qui est notamment le cas dans le cas des grands projets pétroliers. Autrement dit, si on peut justifier le contrôle de l'État québécois sur les ressources hydro-électriques par le biais d'Hydro-Québec, en notant que cette société n'a pas besoin de développer des projets ailleurs dans le monde pour être efficace, il peut en être autrement pour les hydrocarbures⁵⁶.

La réalisation de la rente économique associée aux ressources naturelles est une autre raison qui motive les juridictions à souhaiter leur développement. La réalisation de la rente peut considérablement accroître les ressources financières d'un État. En deux mots, la rente est la différence entre la valeur de la ressource sur les marchés et son coût d'extraction. Toutefois, deux mots ne suffisent pas pour éviter la confusion associée à ce concept. Selon la conception moderne de la rente, le « coût » évoqué est un coût d'opportunité évalué relativement à la possibilité d'extraire la ressource ailleurs (dans une autre juridiction). Ainsi, le Québec est doté d'une importante rente hydro-électrique parce que le coût d'y produire de l'hydroélectricité y est parmi les plus bas au monde. En revanche, le Québec ne dispose pas d'avantage marqué dans l'extraction d'hydrocarbures de sorte que sa rente pétrolière est vraisemblablement inexistante. La capacité d'y extraire du pétrole ou du gaz à faible coût n'a jamais été jusqu'ici avérée et, en ce qui concerne les sites potentiels d'extraction, les infrastructures demeurent à construire⁵⁷.

Ceci n'implique pas que cette exploitation n'est pas profitable : une augmentation du prix pétrole n'entraîne pas une augmentation aussi forte de ses coûts d'extraction de sorte que cette

56. Les capitaux propres d'Hydro-Québec ne dépassaient pas 20 G \$ en 2013 (Hydro-Québec, 2013) ; en comparaison, Royal Dutch Shell, qui possède Shell Canada, a une capitalisation boursière neuf fois plus importante.

57. Les coûts (variables) d'opération dans l'industrie sont beaucoup plus bas que les coûts moyens (lesquels incluent les coûts des infrastructures), de sorte qu'il est généralement plus avantageux pour l'industrie d'opérer dans les régions déjà développées. Par exemple, le coût moyen d'extraire le pétrole de schiste aux États-Unis avoisinerait 70 \$ US le baril mais le coût variable ne dépasserait pas 20 \$ US (The Economist, 2014).

activité devient plus payante. L'absence de rente signifie que si le prix du pétrole est élevé, le partage des profits entre les entreprises et les juridictions par le paiement de redevances est dicté par le jeu de la concurrence : si la pression des entreprises pour accéder à la ressource est intense, le partage favorisera les juridictions ; si, au contraire, beaucoup de juridictions tentent d'attirer le même bassin réduit d'entreprises, celles-ci en seront favorisées.

La « vraie » rente économique qui fait rêver de richesse facile est la rente différentielle, laquelle est insensible aux variations modérées du prix de la ressource : quoi qu'il arrive, l'Arabie Saoudite obtient une dizaine de dollars de plus par baril que l'Iran ou le Qatar parce que ses coûts d'extraction sont d'autant plus faibles. Ses profits baissent lorsque le prix du pétrole baisse mais sa rente différentielle n'est pas affectée. De la même manière, la baisse du coût de l'électricité induite par la baisse du prix du gaz en Amérique du Nord a grevé les profits d'exportation d'Hydro-Québec mais n'a pas affecté significativement la rente différentielle hydro-électrique.

Cette distinction est importante parce que les différentes méthodes de taxer les ressources naturelles cherchent à la fois à sécuriser la rente différentielle, lorsqu'elle existe, et à composer avec l'évolution du marché. En particulier, un État devrait toujours chercher à s'accaparer toute la rente différentielle mais il devra nécessairement partager avec l'industrie les bénéfices de l'exploitation, nets de cette rente. Ainsi, dans la mesure où le Québec est une juridiction *marginale* (sans rente différentielle) dans l'exploitation des hydrocarbures, elle devrait être avant tout préoccupée par le partage des bénéfices avec l'industrie.

Le problème du *hold-up*

Les projets pétroliers demandent d'importants investissements pendant les premières années d'opération avant d'obtenir un premier dollar en revenu. Ce débalancement financier n'est pas propre à l'industrie pétrolière : les entreprises qui développent de nouvelles technologies, par exemple, doivent investir pendant de nombreuses années dans des prototypes avant de pouvoir

commercialiser un nouveau produit. Comme pour les investissements en technologie, les investissements miniers sont irrécupérables (*sunk costs*); contrairement aux premiers, toutefois, ils sont inamovibles de sorte qu'ils sont exposés au risque de *hold-up*, *i.e.* au risque de spoliation implicite par le gouvernement si celui-ci s'avisait de changer substantiellement les conditions fiscales et réglementaires une fois l'investissement effectué⁵⁸. Le risque de *hold-up* est aussi présent lors des investissements industriels où la rentabilité d'une nouvelle usine dépend des coûts de la main d'œuvre, lesquels peuvent augmenter une fois l'usine construite à la suite de pressions syndicales stratégiques. C'est ce risque de *hold-up* qui fonde l'attrait des industriels pour les juridictions dotées d'une fiscalité et d'un environnement réglementaire cohérent et stable. Il est important de comprendre que mitiger ce risque n'implique pas de proposer des conditions complaisantes aux investisseurs : ce qui est en cause, c'est de leur assurer que ces conditions ne changeront pas arbitrairement une fois qu'ils auront investi.

La taxation des ressources pétrolières⁵⁹

La manière dont un État s'y prend pour taxer l'industrie d'extraction des ressources affecte son développement (Al Attar et Alomair, 2005; Plourde, 2010). Les débats à propos du meilleur régime de taxation remontent à Turgot (Crabbe, 1985). L'importante distinction entre la rente différentielle (ricardienne) et les redevances (*royalties*) était déjà bien comprise voici un siècle (Fine, 1990). Hotelling (1931) a ajouté les considérations de coût d'usage. Garnaut et Ross (1975) ont proposé que l'État adopte la taxe sur rente de ressource (*Resource Rent Tax*) afin d'extraire la rente tout en s'assurant que les entreprises demeurent disposées à investir dans les projets rentables.

Les analyses actuelles (Polanyi, 1966; Boadway et Flatters, 1993; Otto, 2006; Cawood, 2010; Freebairn et Quiggin, 2011) soulignent qu'une taxe sur la rente (proportionnelle à la valeur de la

58. La littérature économique sur le phénomène du *hold-up* est vaste et fondamentale. Un point d'entrée classique dans cette littérature demeure les écrits d'Oliver Williamson, prix Nobel d'économie 2009.

59. Cette section reprends du matériel développé dans González (2013).

rente) est plus efficace et procure davantage de revenus qu'une taxe *ad valorem* (*i.e.* proportionnelle à la valeur de la ressource). On ne préconisera une taxe *ad valorem* que lorsque l'État n'est pas en mesure d'observer les coûts des entreprises et, éventuellement, les prix de transfert requis pour calculer la rente économique⁶⁰.

En théorie, une taxe sur rente de ressource (TRR) n'est pas le seul moyen dont l'État dispose pour assurer une exploitation efficace des ressources tout en sécurisant la rente. Il peut toujours exploiter la ressource lui-même où la mettre tout simplement aux enchères (Hendricks et collab., 1993; Mead, 1994). La nationalisation demande une expertise qu'il n'est pas toujours possible d'acquérir à couts raisonnables. En outre, l'État n'est généralement pas en mesure de se commettre à complètement céder ses droits à long terme sur la ressource⁶¹. C'est notamment le cas dans les pays démocratiques : si les activités de l'industrie gênent une majorité de l'électorat, un nouveau gouvernement peut ne pas se sentir lié par les engagements de la précédente administration. Le risque « politique » d'expropriation est aussi présent lorsque l'entreprise opère en régime de taxation de la ressource mais son effet délétère sur l'investissement est accru lorsque l'entreprise accepte de payer aujourd'hui une somme importante pour disposer du droit exclusif d'exploitation dans l'avenir. De fait, la TRR est conçue afin de minimiser ce risque en permettant à l'entreprise de rembourser d'abord ses frais d'investissement.

Les appréhensions du public à l'égard des politiques minières ont changé au fil des ans. Elles se résumaient traditionnellement aux emplois et aux bénéfices. Depuis, l'attention du public se porte davantage sur les aspects environnementaux des projets. Plusieurs facteurs expliquent en partie cette évolution. Le public est plus sensibilisé à l'environnement qu'il ne l'était, soit parce qu'il est plus riche⁶² ou mieux informé. Certains projets concernent des zones plus densément peuplées

60. Gaudet et collab. (1995) et Osmundsen (1998) étudient les implications théoriques de l'asymétrie d'information dans le contexte d'une industrie d'extraction de ressource non renouvelable.

61. Afin de pallier à ces deux problèmes, l'État peut choisir de créer un partenariat avec une entreprise mais cela demande quand même le transfert partiel de droits sur la ressource.

62. Les services environnementaux sont considérés comme un bien « normal » dont la demande s'accroît avec le revenu.

qu'auparavant. L'industrie est plus intensive en capital qu'elle ne l'était de sorte que la part du surplus distribuée dans la population via les salaires est plus faible. Enfin, les citoyens sont mieux organisés qu'ils ne l'étaient et sont davantage en mesure de bloquer les projets qui leur déplaisent.

Une taxe sur la rente est préférable à une taxe *ad valorem* sur la valeur de la ressource parce qu'elle n'entraîne pas de distorsion dans la décision d'investir dans un projet marginalement efficace : puisque la taxe est appliquée sur les profits, elle ne peut rendre déficitaire un projet profitable. En revanche, une taxe *ad valorem* constitue un coût supplémentaire pour les entreprises et peut potentiellement affecter la rentabilité d'un projet marginal.

González (2013) remarque que, en présence d'externalités non compensées, ce sont justement ces projets qu'on souhaiterait voir décourager par l'imposition d'une taxe *ad valorem*. Rowse (1997) a calculé que les distorsions induites par une taxe *ad valorem* sont relativement faibles.

Une taxe sur la rente est *conçue* pour répondre aux attentes de l'industrie, c'est-à-dire que l'exploitation ne devrait être entreprise que lorsque la valeur de marché de la ressource dépasse son coût d'extraction. Toutefois, les préoccupations environnementales du public ne sont pas moins importantes, ni moins de nature « économique ». Ainsi, il n'est pas donné qu'une telle taxe soit nécessairement la meilleure pour arbitrer ces différentes considérations. Hotelling (1931), lui-même⁶³, notait qu'un « conservationniste » devrait favoriser une taxe *ad valorem*, source de distorsions, afin de ralentir l'exploitation d'une ressource non renouvelable⁶⁴.

63. Hotelling est un économiste très réputé du XX^e siècle qui a notamment développé le concept de « rente de rareté ». Celle-ci est distincte de la rente ricardienne employée ici et concerne le calendrier d'extraction : la rente ricardienne comble l'arbitrage entre extraire ici plutôt qu'ailleurs ; la rente d'Hotelling comble l'arbitrage entre extraire demain plutôt qu'aujourd'hui. L'analyse d'Hotelling implique une croissance exponentielle du prix des ressources : comme une telle croissance n'est pas avérée (notamment à cause des améliorations des techniques d'exploration et d'exploitation), elle n'est pas fréquemment considérée pour déterminer en pratique les politiques publiques en matière de redevances.

64. Schantz (1994) reprend un argument semblable.

6.1 Régimes existants

Malgré le fait qu'elles soient en concurrence, on retrouve une grande variété de taux d'imposition et de redevances dans les différentes juridictions dotées de gisements d'hydrocarbures dans le monde. La table 14 présente quelques uns de ces régimes. Cette diversité masque la complexité de chaque régime qui fait en sorte que, deux régimes apparemment forts différents peuvent proposer des conditions d'exploitation nette comparables. Par exemple, la Norvège impose de fortes taxes sur les profits issus des activités pétrolières mais n'impose pas de redevances comme telles. La taxe carbone albertaine de 15 \$ ne concerne que les entreprises dont les émissions dépassent 100 000 tonnes de Gaz à Effet de Serre (GES) par année alors que le Système de Plafonnement et d'Échange de Droits d'Émission de GES du Québec concerne les entreprises des secteurs de l'industrie et de l'électricité ainsi que les distributeurs de carburants fossiles dont les émissions dépassent 25 000 tonnes de GES par année. Pour s'y retrouver, les entreprises font usage de logiciels spécialisés comme *Value Navigator* qui leur permettent de comparer leurs obligations fiscales dans diverses juridictions.

Par ailleurs, des obligations d'investissement peuvent être liées à l'obtention de concessions (comme c'est le cas, par exemple, au Québec) et le processus même suivant lequel les concessions sont octroyées peuvent affecter l'intérêt pour une entreprise d'entreprendre un projet d'exploration ou d'extraction.

6.2 Attribution et gestion des droits pétroliers

Tordo et collab. (2010) ont recensé et analysé les principaux modes d'allocation de concessions dans l'industrie des hydrocarbures. Ils concluent qu'il n'en existe aucun qui soit approprié pour tous les gouvernements en toute circonstance, bien que la plupart des pays tendent à recourir à des solutions semblables. Dans leur étude, ils distinguent l'approche négociée où les concessions sont octroyées à la suite de négociations bilatérales avec l'entreprise choisie, de l'approche

administrative où l'octroi des concessions est décidé par une procédure administrative ou par une enchère.

L'approche négociée leur apparaît moins transparente et plus sujette à la corruption. Les auteurs favorisent les approches administratives et, en particulier, les enchères comme c'est le cas au Québec depuis 2013. Ils soulignent que l'octroi de concessions selon une procédure administrative, comme c'était le cas au Québec avant 2013, est particulièrement inappropriée lorsque le gouvernement est peu informé de la valeur des concessions.

Au final, les enchères seraient plus transparentes et plus susceptibles de permettre au gouvernement de récupérer la rente pétrolière. Parmi les différentes enchères, l'enchère scellée au premier prix⁶⁵ serait préférable parce qu'elle inciterait les participants à enchérir agressivement. Elle exposerait toutefois les participants à la « malédiction du gagnant⁶⁶ », laquelle pourrait conduire à des renégociations qui mineraient l'intégrité du processus.

L'octroi de concessions par enchère ne se limite pas à une affaire de prix. Les auteurs listent une série de paramètres susceptibles d'être intégrés à une enchère afin de déterminer un gagnant :

- Le paiement d'un *bonus de signature* qui permet au gouvernement de disposer rapidement de revenus.
- Un programme (flexible) *de travaux* qui assure le développement de l'industrie.
- Le paiement de redevances.
- Le partage de profits.
- Le développement d'infrastructures.

65. Telle qu'elle est pratiquée par le gouvernement au Québec, par exemple, pour octroyer les contrats publics.

66. Lorsque l'enchérisseur gagnant réalise que sa victoire est vraisemblablement attribuable à un optimisme déraisonnable de sa part.

6.3 La fiscalité minière au Canada

Au Canada, les entreprises minières⁶⁷ sont taxées de trois manières (Baruffaldi, 2012; PWC, 2013) :

1. Elles paient des redevances aux provinces.
2. Elles paient un impôt provincial sur les revenus nets des coûts d'opération et des redevances.
3. Elles paient un impôt fédéral de 15 % sur les revenus nets des coûts d'opération et des redevances.

La ligne *Fiscalité* de la table 14 combine les taux d'imposition fédéral et provincial. Ainsi, le taux combiné d'imposition des sociétés en Colombie-Britannique est de 26 %, soit 15 % au fédéral et $26 \% - 15 \% = 11 \%$ au provincial⁶⁸.

Il est à noter que l'impôt fédéral est appliqué net des redevances et impôts payés à la province pour les ressources minérales. Une variété de crédits et de déductions peuvent en outre être réclamés au niveau fédéral. Parmi ceux-ci :

- Déduction pour amortissement ;
- Crédit d'impôt à l'investissement pour les propriétés admissibles et acquises pour utilisation dans les provinces de l'Atlantique et la péninsule de Gaspé⁶⁹ ;
- Frais d'exploration au Canada ;
- Crédit d'impôt à l'investissement pour les dépenses de préproduction dans le secteur minier⁷⁰ ;
- Frais relatifs à des ressources à l'étranger et frais d'exploration et d'aménagement à l'étranger ;
- Frais d'aménagement au Canada ;
- Frais à l'égard de biens canadiens relatifs au pétrole et au gaz ;

67. Bien que les industries d'exploration, d'extraction et d'exploitation des hydrocarbures soient sujettes à des règlements particuliers, elles sont incluses dans la catégorie générale des industries minières.

68. Les taux rapportés sont relatifs aux grandes sociétés dont le revenu imposable dépasse le demi-million de dollars.

69. Ce crédit d'impôt sera aboli dès le premier janvier 2016.

70. Ce crédit d'impôt sera également aboli dès le premier janvier 2016.

| Jurisdiction | BC | AB | SK | MB | QC | NS | NL | Norvège | Royaume-Uni | Australie |
|--------------|-----------------------------|----------|-------------|-------------------------------|------------------------------------|--|-----------|--|-------------|----------------------------------|
| Redevances | [P]: 0% – ∞ ; [G]: 9% – 27% | 0% – 40% | 0% – 37,17% | [P]: 0% – 21,15% ; [G]: 12,5% | [P]: 5% – 12,5% ; [G]: 10% – 12,5% | Marin : 0% – 35% ; Terrestre : [P]: 10%, [G]: 5% | 1% – 7,5% | Aucune sauf Gullfaks et Oseberg : 8% – 16% | — | 10% – 12,5% (sauf Île de Barrow) |
| Fiscalité | 26% | 25% | 28,7% – 30% | 27% | 26,9% | 31% | 29% | 28% + 50% sur super-profits | 30% | 40% |
| Taxe carbone | 30\$/T | 15\$/T | | | 11,39\$/T | | | 70\$/T | | |

TABLE 14 – Fiscalité et redevances.

- Fonds de restauration de sites miniers ;
- Déduction relative à des ressources.

Les entreprises peuvent en outre émettre des actions accréditives qui leur permettent de financer leurs travaux d’exploration et de mise en valeur. Elles peuvent renoncer à déduire leurs frais et transférer de ce fait certains de ces frais aux détenteurs d’actions accréditives qui pourront les déduire de leur revenu imposable. Cette disposition rehausse la valeur de ces actions et permet aux entreprises de financer leurs opérations à un coût plus bas.

Cette exposition succincte ne rend pas compte des dispositions complexes qui peuvent prévaloir dans une juridiction où l’industrie d’extraction des hydrocarbures joue un rôle économique important. Par exemple, en sus des taxes et redevances déjà mentionnées, les municipalités albertaines peuvent appliquer une « Well drilling equipment tax » qui les compense pour les dommages aux routes provoqués par les activités de l’industrie. En outre, aucun système de redevances ne peut anticiper toutes les contingences de l’évolution de l’industrie : on recourt à des aménagements *ad hoc* (crédits, redevances spéciales, redevances discriminées selon la date de complétion des puits, etc) pour composer avec cette évolution, mais ces aménagements peuvent à leur tour induire de sérieuses distorsions dans les choix économiques des entreprises. Par conséquent, tout régime devient éventuellement caduque et doit être révisé. Ainsi, en 2007, le Ministre des Finances de l’Alberta mandatait un panel d’experts pour revoir le régime en place. Aux termes de ses travaux,

celui-ci concluait que

Albertans do not receive their fair share from energy development and they have not, in fact, been receiving their fair share for quite some time.

et recommandait un rehaussement de certains taux de redevances (ARRP, 2007). Les travaux de ce comité illustrent bien la complexité des variables à prendre en compte pour dessiner un régime de redevances à la fois équitable et efficace.

6.4 La fiscalité minière et les redevances au Québec

Au Québec, le taux général d'imposition sur les sociétés est de 11,9 %. À l'impôt s'ajoute une taxe⁷¹ sur la masse salariale totale entre 2,7 % et 4,26 %. Le Québec se distingue par son crédit d'impôt remboursable relatif aux ressources. Ce crédit varie entre 12 % et 15 % pour les sociétés productrices et entre 28 % et 31 % pour les sociétés juniors, la prime de 3 % étant attribuable à la localisation dans le Moyen-Nord et le Grand-Nord⁷². Pour une petite société d'exploration qui n'a pas de revenus, cela signifie que le Gouvernement du Québec finance directement près du tiers de ses dépenses. Le Québec dispose en outre de son propre régime d'actions accréditives.

La table 15 détaille le régime de redevances sur l'exploitation des hydrocarbures actuellement en vigueur au Québec. À l'égard de l'exploitation du pétrole, le régime ne distingue pas l'exploitation en milieu marin de l'exploitation en milieu terrestre. Le ministère des finances a proposé une révision complète de ce régime (Finances Québec, 2011) mais celle-ci n'a pas jusqu'ici été adoptée.

Le Québec a en outre adopté une série de mesures afin de redistribuer une partie des redevances minière, gazière et pétrolière.

On note ainsi :

71. À titre comparatif, le taux de taxe sur la masse salariale est de 2 % à Terre-Neuve-Et-Labrador, avec une exemption si la rémunération totale annuelle ne dépasse pas 1,2 M\$. Cf. fin.gov.nl.ca/fin/tax_programs_incentives/business/education.html.

72. Les taux rapportés sont ceux en vigueur depuis le dernier budget de 2014-2015. On ne connaît aucun gisement d'hydrocarbures dans le Moyen-Nord et le Grand-Nord.

| | Production quotidienne d'un puits | Taux |
|----------------------------|---|---|
| Gaz naturel | Inférieure ou égale à 84 K m ³ | 10 % de la valeur au puits. |
| | Plus grande que 84 K m ³ | · 10 % de la valeur au puits sur les premiers 84 K m ³ ; · 12,5 % de la valeur au puits sur l'excédent. |
| Pétrole et liquides | Inférieure ou égale à 44 barils | 5 % de la valeur au puits. |
| | Entre 44 et 189 barils | · 5 % de la valeur au puits sur les premiers 44 barils ; · 10 % de la valeur au puits sur l'excédent. |
| | Supérieure à 189 barils | · 8,75 % de la valeur au puits sur les premiers 189 barils ; · 12,5 % de la valeur au puits sur l'excédent. |

TABLE 15 – Redevances sur l'exploitation des hydrocarbures au Québec.

Source : Éditeur officiel du Québec (2014d); Finances Québec (2012).

Fonds des générations : Le Fonds des générations est un fonds de fiducie, créé par le Gouvernement du Québec en 2006, dont la gestion est confiée à la Caisse de dépôt. Plutôt que rembourser sa dette, l'État espère obtenir un meilleur rendement financier en investissant régulièrement dans ce fonds. En particulier, les revenus miniers futurs, à savoir les redevances et les droits et permis, doivent y être versés (estimés à 146 M\$ en 2014-2015). Éventuellement, les sommes accumulées dans ce fonds réduiront le fardeau de la dette publique. En 2013-2014, le gouvernement a ainsi utilisé 1 G \$ du fonds pour rembourser des emprunts venant à échéance Finances Québec (2014).

Fonds des ressources naturelles : Le Fonds des ressources naturelles est institué afin de financer certaines activités du Ministère des ressources naturelles. Parmi celles-ci, on note

le volet gestion des hydrocarbures, pour le financement des activités nécessaires à l'application des sections IX à XIII du chapitre III de la Loi sur les mines (chapitre M-13.1), des autres dispositions de cette loi qui leur sont accessoires et des règlements pris pour leur application, de même qu'à l'acquisition et à la diffusion de connaissances géoscientifiques et à la recherche et au développement dans le domaine du pétrole, du gaz naturel, des réservoirs souterrains et de la saumure.

Les sections mentionnées de la Loi sur les mines concernent l'émission des permis de

levé géophysique, de forage, complétion et modification de puits, de recherche et d'émissions de baux d'exploitation d'hydrocarbures et de réservoirs souterrains (Éditeur officiel du Québec, 2014b,c). Le ministre des Finances peut porter au débit du Fonds du Plan Nord les sommes qu'il peut virer au volet patrimoine minier du Fonds des ressources naturelles (Éditeur officiel du Québec, 2014a).

Fonds du Plan Nord : Afin de mettre en oeuvre le Plan Nord, le gouvernement québécois a mis en place le fonds du Plan Nord. C'est dans ce fonds que sera injectée une partie des retombées fiscales des nouveaux projets miniers et en infrastructures, ainsi que les nouveaux projets réalisés par Hydro-Québec. Une contribution de 10 millions de dollars par année d'Hydro-Québec pour le financement des projets sociaux est également prévue pour alimenter ce fonds.

Pacte fiscal avec les communautés : Le 5 novembre 2014, le Gouvernement du Québec a dévoilé son nouveau Pacte fiscal avec les communautés, lequel détaille les transferts financiers qui seront versés aux municipalités québécoises⁷³ (environ 3 G\$).

6.5 Règlementation de l'industrie des hydrocarbures

Les activités d'exploration et d'exploitation de l'industrie gazière et pétrolière sont susceptibles d'entraîner une variété de coûts externes qui peuvent être négligés par les entreprises à moins qu'on ne les y incite. Il est d'usage pour un gouvernement de mettre en place une réglementation qui encadre l'exploitation. Par exemple, dans la construction d'un puits, on voudra contrôler les étapes cruciales du forage et de la complétion du puits. Ce contrôle peut s'exercer en exigeant de l'entreprise qu'elle obtienne un permis avant de commencer certains travaux. Ainsi informé, le régulateur pourra au besoin mettre en place des procédures d'audit pour s'assurer que les règlements sont

73. Lors de la campagne électorale du printemps 2014, le chef du Parti libéral du Québec, M. Philippe Couillard, avait pris l'engagement de partager les redevances issues de l'exploitation des ressources minières, pétrolières et gazières avec les communautés locales (Parti Libéral du Québec, 2014). Cet élément est absent du Pacte fiscal.

respectés.

Cet encadrement entraîne des coûts pour le gouvernement. Comme ces coûts sont directement associés aux activités de production, il est d'usage de les considérer comme des coûts de production comme les autres qui doivent être pris en compte par l'entreprise avant d'entreprendre un projet. Le gouvernement pourra s'assurer que l'entreprise paie bien ces coûts en les lui facturant via, par exemple, une tarification appropriée associée à chacun des permis que l'entreprise devrait obtenir.

L'élaboration d'un système de permis peut aussi s'accompagner de l'instauration de fonds mutuels à l'échelle de l'industrie ou de garanties individuelles que devront financer les entreprises afin d'assurer la restauration d'un site après un accident, au terme de l'exploitation ou s'il devient orphelin.

Le rapport du commissaire au développement durable sur la gestion des gaz de schiste (VGQ, 2011) présente les éléments principaux à considérer pour élaborer une réglementation adéquate de l'industrie des hydrocarbures.

6.6 Attractivité et compétitivité du Québec comme endroit où investir

L'Institut Fraser publie annuellement depuis 2007 une enquête portant sur les entreprises actives dans des activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures, et menée auprès de 864 représentant de l'industrie partout dans le monde⁷⁴ (Wilson et collab., 2013). Les participants à l'enquête sont sondés sur leur perception de 157 juridictions dans le monde selon leur appréciation d'une quinzaine de critères, comme les taux de redevances, la fiscalité générale, etc. Les répondants doivent signaler si une juridiction est attrayante ou non selon chaque critère considéré suivant une échelle à cinq paliers⁷⁵.

74. Ces personnes appartenaient à 762 entreprises représentant un peu plus de la moitié du budget d'exploration et de développement au monde, un nombre amené à varier annuellement. Notons que cette enquête porte sur les entreprises actives dans des activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures.

75. Les dispositions locales concernant le critère 1) encouragent l'investissement ; 2) ne découragent pas l'investissement ; 3) découragent un peu l'investissement ; 4) découragent fortement l'investissement ; et 5) sont telles que nous n'investirions pas dans cette juridiction.

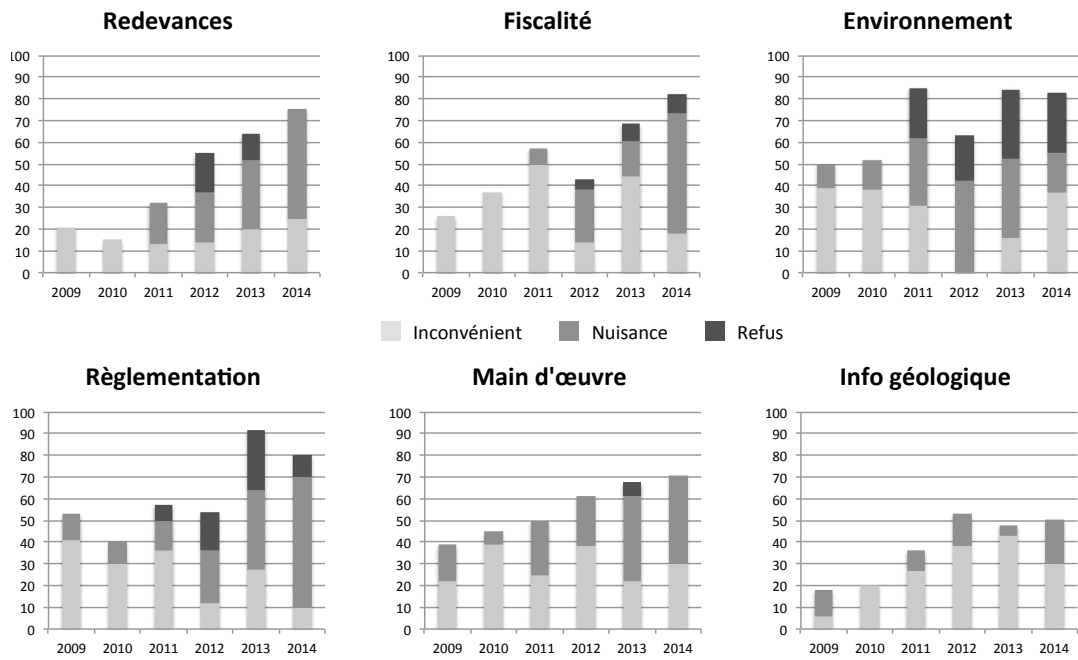


FIGURE 11 – Évolution de la réputation du Québec selon l'enquête de l'Institut Fraser.
 Source : Gerry Angevine et Cervantes (2009), Angevine et Cervantes (2010), Angevine et Cervantes (2011), Angevine et collab. (2012), Wilson et collab. (2013) et Jackson et collab. (2014).

La figure 11 illustre les résultats pour le Québec à propos de certains de ces critères depuis six ans. Pour chaque critère (par graphique), on regroupe les taux de répondants (en pourcentage) qui estiment que les dispositions québécoises envers ce critère découragent un peu (inconvenient : ton clair) ou fortement (nuisance : gris) l'investissement, ou que ce critère est décisif pour ne pas investir (refus : ton foncé). « Main d'œuvre » concerne la disponibilité de la main d'œuvre ; « Info géologique » concerne la qualité des base de données géologiques disponibles. Ainsi, en 2014, plus de 80 % des répondants estimaient que les dispositions fiscales au Québec nuisaient à l'investissement et près de 10 % des répondants jugeaient qu'il n'y investiraient pas à cause de ce critère.

À l'évidence, selon cette enquête, la réputation du Québec comme juridiction attrayante pour les investissements s'est considérablement détériorée au fil des ans, notamment depuis 2011 lors de la crise des gaz de shale. De fait, le Québec qui figurait dans le premier quintile des juridictions les plus attrayantes lors de la première enquête est aujourd'hui au dernier rang des provinces et territoires considérés par l'industrie et la seule juridiction canadienne dans le quatrième quintile des 157 juridictions considérées.

L'étude rapporte les commentaires suivants émis à propos du Québec en 2013 :

“Government is not supportive of industry ; public against development of industry ; poor royalty system ; very business unfriendly.”

“Expropriations and de facto expropriations in Quebec without compensation are particularly discouraging relative to expectations of rule of law.”

“Total uncertainty fueled by inconsistencies in messages given by the government.”

et en 2014 :

“Arbitrary decisions and unreasonable delays pertaining to the provision of required authorizations, permits, etc., by the Ministry of Natural Resources which regulates oil & gas activities — has been the situation since 2011.”

Cette enquête mesure avant tout l'humeur du moment des investisseurs. S'ils s'estiment lésés, leur humeur semble les conduire à voir tout en noir. Ceci explique sans doute pourquoi les scores des questions relatives à la disponibilité de la main d'œuvre ou la disponibilité de bases de données géologiques de qualité se soit détériorée alors que rien n'a vraisemblablement changé dans les conditions objectives soutenant ces critères.

7 Conclusion

En guise de conclusion, nous présentons quelques questions qui méritent qu'on y consacre davantage d'efforts de recherche dans le cadre de l'Évaluation environnementale stratégique. Cette liste est exploratoire et assurément bien incomplète.

Main d'œuvre. Le déploiement d'une industrie des hydrocarbures au Québec passe par la constitution d'un bassin de main d'œuvre spécialisée. D'où proviendra initialement cette main d'œuvre ? Dans quelle langue s'exprimera-t-elle ? Dans quelle mesure parviendra-t-on à former ici la main d'œuvre dont aura besoin l'industrie à mesure que ses activités prendront de l'expansion ? Quelle sera la langue d'usage sur les chantiers ?

Réinvestissement. L'industrie pétrolière est très « intensive en capital », *i.e.* que la compensation du capital (équipements) recueille une large part de la valeur de la ressource⁷⁶. Nous avons vu qu'une grande partie du succès de l'Alberta était attribuable au réinvestissement massif des profits de l'industrie dans la province. Peut-on s'attendre au même phénomène ici ?

Transport ferroviaire et maritime. Le présent bilan de connaissances est muet quant au transport d'hydrocarbures par train et par bateau. Il nous était impossible de brosser un portrait significatif de ces industries dans les délais impartis. Il est important d'en savoir plus à propos de ces modes de transport d'une part, parce qu'un accident de train ou de bateau transportant du pétrole peut avoir des conséquences désastreuses et, d'autre part, parce que les coûts de ces modes de transport sont susceptibles d'affecter les tarifs de transport par pipeline⁷⁷.

Outils prospectifs. L'industrie des hydrocarbures est en constante évolution, ce qui explique que d'importantes ressources soient consacrées à la détection de tendances, la prévision et

76. La part du travail avoisine 11 % (Bradley et Sharpe, 2009; Morel, 2006).

77. Un portrait complet de cette industrie fait l'objet d'un bilan de connaissance réalisé dans le cadre du chantier transport de l'ÉES.

l'élaboration de scénarios. Chaque mois amène son lot de décisions à prendre basées sur la meilleure information du moment. Pour que la fonction publique soit capable de bien défendre l'intérêt de l'État dans ses échanges avec l'industrie, elle doit être bien informée. Comme cette « information » est évanescence, l'enjeu est de disposer de personnes capables d'alimenter rapidement l'État. Avenant le développement rapide d'une nouvelle industrie des hydrocarbures au Québec, le modèle input-output de l'ISQ et le modèle MÉDÉE employé par le Ministère de l'Énergie et des Ressources Naturelles devraient vraisemblablement être révisés. La planification d'une telle révision pourrait se faire dans le cadre de l'EES.

Références

- 4-Traders. 2014, «Ukrainian stock exchange»,
www.4-traders.com/UKRNAFTA-PAT-9059159/company/. Consulté le 14 décembre 2014.
- AIE. 2014, «World energy outlook 2014», cahier de recherche, Agence Internationale de l'Énergie.
- AIEA. 2007, «Modèle pour l'analyse de la demande d'énergie (maed-2)», cahier de recherche, Agence Internationale de l'Énergie atomique, Vienne.
- Al Attar, A. et O. Alomair. 2005, «Evaluation of upstream petroleum agreements and exploration and production costs», *OPEC review*, vol. 29, n° 4, p. 243–266.
- Angevine, G. et M. Cervantes. 2010, «Global petroleum survey 2010», cahier de recherche, Fraser Institute.
- Angevine, G. et M. Cervantes. 2011, «Global petroleum survey 2011», cahier de recherche, Fraser Institute.
- Angevine, G., M. Cervantes et V. Oviedo. 2012, «Global petroleum survey 2012», cahier de recherche, Fraser Institute.
- APGQ. 2014, «Historique de l'industrie», www.apgq-qoga.com/le-gaz-de-schiste/l-histoire-de-la-fracturation-hydraulique/. Site de l'APGQ. Consulté le 12 novembre 2014.
- ARRP. 2007, «Our fair share», cahier de recherche, Alberta Royalty Review Panel.
- Banning, D. 2013, «Mineral rights : The basics»,
ndakotabusiness.com/2013/01/mineral-rights-the-basics/#disqus_thread. Consulté le 11 novembre 2014.
- Baruffaldi, D. 2012, «Oil and gas taxation in Canada», cahier de recherche, PricewaterhouseCoopers.
- Boadway, R. W. et F. Flatters. 1993, *The Taxation of Natural Resources*, Principles and Policy Issues, World Bank Publications.
- BP. 2014, «BP energy outlook», cahier de recherche, British Petroleum.
- Bradley, C. et A. Sharpe. 2009, «A detailed analysis of the productivity performance of oil and gas extraction in Canada», cahier de recherche, Centre for the Study of Living Standards.
- Burt, M. 2014, «The impacts of oil transportation infrastructure for Canada : Pipeline dreams», cahier de recherche, Le Conference Board du Canada.

- CAPP. 2014, «Transporting crude oil by rail in Canada», cahier de recherche, Canadian Association of Petroleum Producers.
- Cardinal, M. 1965, «Montréal, premier centre de raffinage au pays», *Montréal '65*, vol. 2, n° 3, p. 22–23.
- Cawood, F. T. 2010, «The South African mineral and petroleum resources royalty act—Background and fundamental principles», *Resources Policy*, vol. 35, n° 3, p. 199–209.
- CEPA. 2011, «About pipelines, our energy connections», Association canadienne de pipelines d'énergie.
- CoeffiScience. 2014, «Portrait et évolution de l'industrie de la chimie, de la pétrochimie, du raffinage et du gaz», cahier de recherche, CoeffiScience.
- Community Resource Services Ltd. 2003, «Socio-economic benefits from petroleum industry activity in Newfoundland and Labrador», cahier de recherche, Petroleum Research Atlantic Canada.
- Crabbe, P. J. 1985, «Turgot's Brief on Mines and Quarries : An Early Economic Analysis of Mineral Land Tenure», *Natural Resources Journal*, vol. 25, p. 267–273.
- CSLS. 2012, «The Alberta productivity story, 1997-2010», Research report, Centre for the Study of Living Standards.
- CSLS. 2013, «A detailed analysis of Newfoundland and Labrador's productivity performance, 1997-2010 : The impact of the oil boom», Research report, Center for the Study of Living Standards.
- DGC. 2014, «Dakota Gasification Company», www.dakotagas.com/About_Us/index.html. Consulté le 11 novembre 2014.
- Dobb, E. 2013, «The new oil landscape», *National Geographic*, , n° 28–59.
- EDC. Automne 2014, «Prévisions à l'exportation, d'où vient l'impulsion?», cahier de recherche, Exportation et Développement Canada.
- Éditeur officiel du Québec. 2014a, «Loi instituant le Fonds du développement nordique», http://www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=2&file=/F_3_2_1_1_1/F3_2_1_1_1.html. Chapitre F-3.2.1.1.1, Consulté le 26 novembre 2014.
- Éditeur officiel du Québec. 2014b, «Loi sur le Ministère des ressources naturelles et de la faune», www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=2&file=/M_25_2/M25_2.html. Chapitre M-25.2, 17.12.12, Consulté le 13 novembre 2014.

- Éditeur officiel du Québec. 2014c, «Loi sur les mines», www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=2&file=/M_13_1/M13_1.html. Chapitre M-13.1, Consulté le 13 novembre 2014.
- Éditeur officiel du Québec. 2014d, «Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains», www2.publicationsduquebec.gouv.qc.ca/dynamicSearch/telecharge.php?type=3&file=/M_13_1/M13_1R1.HTM. Chapitre VI, section II, 104. Consulté le 24 novembre 2014.
- EIA. 2014, «Annual energy outlook 2014 with projections to 2040», cahier de recherche, U.S. Energy Information Administration.
- ENAP. 2013a, «Étude comparative portant sur les régimes de redevances à l'égard de l'exploitation de pétrole et de gaz de schiste, volet i : Analyse détaillée des régimes de redevances», cahier de recherche, L'Observatoire de l'administration publique (ENAP).
- ENAP. 2013b, «Étude comparative portant sur les régimes de redevances à l'égard de l'exploitation de pétrole et de gaz de schiste, volet ii : Synthèse et analyse comparative», cahier de recherche, L'Observatoire de l'administration publique (ENAP).
- Enbridge. 2013, «Annual report», cahier de recherche, Enbridge Inc.
- Encyclopædia Britannica. 2013, «Bp plc», dans *Encyclopædia Britannica*, Encyclopædia Britannica.
- Eni. 2014, «Major shareholders», www.eni.com/en_IT/governance/shareholders/relevant-participation/relevant-participation.shtml. Site de Ente Nazionale Idrocarburi ; Consulté le 14 décembre 2014.
- ExxonMobil. 2014, «The outlook for energy : A view to 2040», cahier de recherche, ExxonMobil.
- Finances et Économie Québec. 2014, «Budget 2014-2015, plan budgétaire», cahier de recherche, Gouvernement du Québec.
- Finances Québec. 2011, «Un régime de redevances juste et concurrentiel pour une exploitation responsable des gaz de schiste», cahier de recherche, Ministère des Finances du Québec.
- Finances Québec. 2012, «Le Québec et ses ressources naturelles, pour en tirer le plein potentiel», cahier de recherche, Ministère des Finances du Québec.
- Finances Québec. 2014, «Le Fonds des générations, le Québec de demain se dessine aujourd'hui», www.budget.finances.gouv.qc.ca/fondsdesgenerations/. Consulté le 13 novembre 2014.
- Fine, B. 1990, *The Coal Question, Political economy and industrial change from the ninetieth century to the present day*, Routledge.

- Forest Oil. 2008, «Core strength, annual report 2008», cahier de recherche, Forest Oil.
- Freebairn, J. et J. Quiggin. 2011, «Special Taxation of the Mining Industry», *Economic Papers : A journal of applied economics and policy*, vol. 29, n° 4, p. 384–396.
- Furchtgott-Roth, D. et K. P. Green. 2013, «Intermodal safety in the transport of oil», cahier de recherche, Fraser Institute.
- Garde côtière canadienne. 2012, «Navires post-panamax, détails de l’avis écrit q0545/2012», www.marinfo.gc.ca/fr/avisecrits/detail.asp?num=16921. Consulté le 19 novembre 2014.
- Garnaut, R. et A. C. Ross. 1975, «Uncertainty, risk aversion and the taxing of natural resource projects», *The Economic Journal*, vol. 85, n° 338, p. 272–287.
- Gaudet, G., P. Lasserre et N. Van Long. 1995, «Optimal resource royalties with unknown and temporally independent extraction cost structures», *International Economic Review*, vol. 36, n° 3, p. 715–749.
- Gazprom. 2014, «Shares», www.gazprom.com/investors/stock/. Consulté le 14 décembre 2014.
- Gélinas, J. B. 2010, «Société québécoise d’initiative pétrolière (SOQUIP) : triste histoire d’une société d’État dissoute dans l’idéologie corrosive du néolibéralisme», meteopolitique.com/fiches/gaz/documentation/soquip_fermeture_neoliberalisme.pdf. Consulté le 12 novembre 2014.
- Gerry Angevine, M. B. et M. Cervantes. 2009, «Global petroleum survey 2009», cahier de recherche, Fraser Institute.
- González, P. 2013, «Taxing a natural resource with a minimum revenue requirement», cahier de recherche 2013-6, CREATE.
- González, P., C. O. Criado et M. Hermann. 2013, «Analyse du marché nord-américain du gaz naturel», cahier de recherche, CREATE, Université Laval.
- Gouvernement de l’Alberta. 2014, «Highlights of the Alberta economy», www.alberta.ca/files/alberta.ca/SP-EH_highlightsABEconomyPresentation.pdf.
- Gouvernement du Québec. 2010, «Le développement du gaz de schiste au Québec», cahier de recherche, Ministère des Ressources naturelles et de la Faune du Québec.
- Gouvernement du Québec. 2013a, «Inversion du flux de l’oléoduc 9b d’Enbridge», Consultations publiques, Gouvernement du Québec.

- Gouvernement du Québec. 2013b, «Un nouveau régime d'impôt minier équitable pour tous», cahier de recherche, Gouvernement du Québec.
- Gross, D. M. et N. Schmitt. 2012, «Travailleurs étrangers temporaires et disparités régionales des marchés du travail au Canada», cahier de recherche, Centre of Excellence for Research on Immigration and Diversity, Metropolis British Columbia.
- Hendricks, K., R. H. Porter et G. Tan. 1993, «Optimal selling strategies for oil and gas leases with an informed buyer», *The American Economic Review*, vol. 83, n° 2, p. 234–239.
- Hotelling, H. 1931, «The economics of exhaustible resources», *The Journal of Political Economy*, vol. 39, n° 2, p. 137–175.
- Hydro-Québec. 2002, «Plan d'exploration pétrole et gaz naturel au Québec 2002-2010», cahier de recherche, Hydro-Québec.
- Hydro-Québec. 2013, «Rapport annuel 2013», cahier de recherche, Hydro-Québec.
- INA. 2014, «INA at a glance», www.ina.hr/default.aspx?id=6446. Consulté le 14 décembre 2014.
- Intragaz. 2014, «Site d'Intragaz», www.intragaz.com. Consulté le 12 novembre 2014.
- Jack, M. 1968, «The purchase of the British Government's shares in the British Petroleum Company 1912-1914», *Past & Present*, n° 39, p. 139–168.
- Jackson, T., G. Angevine et F. Fathers. 2014, «Global petroleum survey 2014», cahier de recherche, Fraser Institute.
- KPMG. 2013, «Retombées économiques de l'industrie pétrolière de l'Ouest canadien», cahier de recherche, Fédération des chambres de commerce du Québec.
- Lafrance, G. 2007, «Mathématiques et modélisation énergétique : Intégration de l'éolien et prévision de demande dans un réseau électrique», dans *Bulletin AMQ*, vol. XLVII, p. 68–81.
- Légaré-Tremblay, J.-F. 2013a, «Pétrole : bienvenue en Amérique saoudite», *L'Actualité*.
- Légaré-Tremblay, J.-F. 2013b, «Pétrole : du Québec au Dakota du Nord», *L'Actualité*.
- Lemoine, F. 2013, *Modèle pour l'analyse des politiques liées à l'énergie au Québec*, mémoire de maîtrise, Département, d'économique, Université Laval.
- Mansell, R. L. et R. Schlenker. 2006, «Energy and the Alberta economy : Past and future impacts and implications», cahier de recherche, University of Calgary.

Marc Van Audenrode, L. P. e. A. C. F. 2013, «Analyse de l'impact économique de la raffinerie suncor de montréal sur la ville de montréal et le québec», cahier de recherche, Groupe d'Analyse.

McDermott, V. 2014, «Statoil shelves planned oilsands project», www.fortmcmurraytoday.com/2014/09/25/statoil-shelves-planned-oilsands-project, Consulté le 14 décembre 2014.

Mead, W. J. 1994, «Toward an optimal oil and gas leasing system», *The Energy Journal*, vol. 15, n° 4, p. 1–18.

MERN. 2012, «Importations et exportations de pétrole et de produits pétroliers», www.mern.gouv.qc.ca/energie/statistiques/statistiques-import-export-petrole.jsp. Site du Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles du Québec. Consulté le 14 décembre 2014.

MOL. 2014, «About MOL», ir.mol.hu/en/about-mol-0/. Consulté le 14 décembre 2014.

Morel, L. 2006, «A sectoral analysis of labour's share of income in Canada», cahier de recherche, Banque du Canada.

Murphy, E. 2010, «North Dakota's lignite reserves published», *Geo News (North Dakota Industrial Commission, Department of Mineral Resources)*.

New Brunswick Natural Gas Group. 2012, «Sharing of Royalty Revenues From Natural Gas Activities in New Brunswick», cahier de recherche, Gouvernement du Nouveau-Brunswick.

NOGA. 2010, «Norway's petroleum history», www.norskoljeoggass.no/en/Facts/Petroleum-history/. Site de la Norwegian Oil and Gas Association, Consulté le 14 décembre 2014.

ONÉ. 2013, «Avenir énergétique du Canada en 2013 : Offre et demande énergétiques à l'horizon 2035 offre et demande énergétiques à l'horizon 2035», cahier de recherche, Office National de l'Énergie.

Osmundsen, P. 1998, «Dynamic taxation of non-renewable natural resources under asymmetric information about reserves», *Canadian Journal of Economics*, vol. 31, n° 4, p. 933–951.

Otto, J. 2006, *Mining royalties : A global study of their impact on investors, government, and civil society*, The International Bank for Reconstruction and Development The World Bank.

Parti Libéral du Québec. 2014, «Le PLQ partagera les redevances minières, pétrolières et gazières avec les communautés locales», www.plq.org/fr/article/le-plq-partagera-les-redevances-minières-petrolières-et-gazières-avec-les-communautés-locales. Consulté le 13 novembre 2014.

- PGNiG. 2014, «Shareholder structure»,
www.pgnig.pl/pgnig/ri/charts/784/?s,main,language=EN. Site de PGNiG. Consulté le 14 décembre 2014.
- Plourde, A. 2010, «On properties of royalty and tax regimes in Alberta's oil sands», *Energy Policy*, vol. 38, n° 8, p. 4652–4662.
- Polanyi, G. 1966, «The Taxation of Profits From Middle East Oil Production : Some Implications for Oil Prices and Taxation Policy», *The Economic Journal*, vol. 76, n° 304, p. 768–785.
- Port de Montréal. 2013a, «Bienvenue aux post-Panamax !»,
www.port-montreal.com/fr/post-panamax-juil2013.html. Consulté le 19 novembre 2014.
- Port de Montréal. 2013b, «Le port au coeur du quotidien», Rapport annuel 2013, Port de Montréal.
- PWC. 2013, «Canadian mining taxation», cahier de recherche, PricewaterhouseCoopers.
- Remele, L. 1989, «Summary history of North Dakota»,
www.history.nd.gov/ndhistory/index.html. Consulté le 11 novembre 2014.
- Rowse, J. 1997, «On ad valorem taxation of nonrenewable resource production», *Resource and Energy Economics*, vol. 19, n° 3, p. 221–239.
- Saint-Flavien. 2014, «Gaz naturel», www.st-flavien.com/indexFr.asp?numero=40. Site de la municipalité de Saint-Flavien. Consulté le 12 novembre 2014.
- Schantz, R. 1994, «Purpose and effects of a royalty on public land minerals», *Resources Policy*, vol. 20, n° 1, p. 35–48.
- Spain, J.-F. et F. L'Italien. 2013, «Du pétrole pour le Québec ? Analyse socio-économique du modèle de développement de la filière pétrolière en Gaspésie», cahier de recherche, Centre d'initiation à la recherche et d'aide au développement durable (CIRADD).
- Stamp, R. M. 2009, «Alberta», www.thecanadianencyclopedia.ca/en/article/alberta/.
- Statoil. 2014, «Annual report on Form 20-F», cahier de recherche, Statoil.
- The Economist. 2014, «Shale oil, in a bind», *The Economist*, vol. 413, n° 8916, p. 81–82.
- Thetford. 2010, «Mémoire déposé par le cégep de Thetford au BAPE dans le cadre de la consultation sur les enjeux liés à l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste dans le shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent», cahier de recherche, Cégep de Thetford.
- Thetford. 2014, «Mémoire déposé par le cégep de Thetford au BAPE dans le cadre de la consultation sur les enjeux liés à l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste dans le shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent», cahier de recherche, Cégep de Thetford.

- Tordo, S., D. Johnston et D. Johnston. 2010, «Petroleum exploration and production rights, allocation strategies and design issues», Working Paper 179, The World Bank.
- VGQ. 2011, «Gestion gouvernementale de l'exploration et de l'exploitation des gaz de schiste», Rapport du commissaire au développement durable, Vérificateur général du Québec.
- Whitford, J. 2005, «Socio-economic benefits from petroleum industry activity in Newfoundland and Labrador 2003 and 2004», cahier de recherche FS10870, Petroleum Research Atlantic Canada.
- Wilson, A., G. Angevine et M. Cervantes. 2013, «Global petroleum survey 2013», cahier de recherche, Fraser Institute.