

Étude no 154
Novembre 2015

CANADIAN
ENERGY
RESEARCH
INSTITUTE

ÉVALUATION DES ATTRIBUTS ÉCONOMIQUES ET CONCURRENTIELS DE L'EXPLOITATION DU PÉTROLE ET DU GAZ NATUREL AU QUÉBEC



**ÉVALUATION DES ATTRIBUTS ÉCONOMIQUES ET CONCURRENTIELS
DE L'EXPLOITATION DU PÉTROLE ET DU GAZ NATUREL AU QUÉBEC**

Évaluation des attributs économiques et concurrentiels de l'exploitation du pétrole et du gaz naturel au Québec

Auteurs : Jon Rozhon
Paul Kralovic*

ISBN 1-927037-38-6

Copyright © Canadian Energy Research Institute, 2015

La reproduction de sections de cette étude dans des magazines et dans des journaux est autorisée sous réserve de mention du Canadian Energy Research Institute.

Novembre 2015

Imprimé au Canada

Photo de couverture gracieuseté d'istockphoto.com

Remerciements :

Les auteurs du rapport aimeraient remercier et exprimer leur sincère gratitude à l'ensemble du personnel du CERI qui a formulé des commentaires perspicaces et lui a fourni les données essentielles à la rédaction, ainsi qu'aux personnes qui ont participé à la production, à la relecture et à la révision du contenu, notamment Allan Fogwill et Megan Murphy.

*Paul Kralovic est directeur de Frontline Economics Inc., de Calgary.

À PROPOS DU CANADIAN ENERGY RESEARCH INSTITUTE

Le Canadian Energy Research Institute (CERI) est un établissement de recherche indépendant à but non lucratif fondé en 1975 en partenariat avec l'industrie, le milieu universitaire et le gouvernement. Notre mission est de réaliser des recherches économiques pertinentes, indépendantes et objectives sur des questions énergétiques et économiques au bénéfice des entreprises, du gouvernement, du milieu universitaire et de la population. Nous nous efforçons de bâtir des ponts entre la mission professorale et la politique, en combinant les indications fournies par la recherche scientifique, l'analyse économique et l'expérience pratique.

Pour en savoir plus sur le CERI, visitez le www.ceri.ca.

CANADIAN ENERGY RESEARCH INSTITUTE
150, 3512 – 33 Street NW
Calgary (Alberta) T2L 2A6
Courriel : info@ceri.ca
Téléphone : 403-282-123

Table des matières

Liste des figures	vi
Liste des tableaux.....	viii
Sommaire	x
Introduction.....	xiii
Chapitre 1 Administration gouvernementale des ressources de pétrole et de gaz naturel.....	1
Introduction au gaz et au pétrole de schiste	6
Chapitre 2 Bassins du Québec : potentiel pétrolier et gazier	13
Basses-terres du Saint-Laurent : shale d'Utica.....	13
Île d'Anticosti : shale de Macasty.....	19
Péninsule de Gaspé (Gaspésie).....	26
Chapitre 3 Coûts de production et demande du marché	30
Coût de l'offre au Québec	30
Shale de Macasty	30
Shale d'Utica	32
Coût de l'offre au Québec comparé à celui d'autres provinces et pays.....	33
Régime de redevances	36
Demande du marché.....	40
Demande intérieure de gaz naturel.....	40
Demande extérieure de gaz naturel.....	43
Demande de pétrole	46
Politiques limitant les émissions de carbone et leurs effets sur la demande	48
Chapitre 4 Retombées économiques de l'exploitation des hydrocarbures au Québec.....	49
Méthodologie.....	49
Analyse du scénario	50
Hypothèses pour le modèle d'intrants-extrants.....	50
Hypothèses de production pétrolière et retombées économiques.....	54
Hypothèses de production du gaz naturel et retombées économiques	63
Chapitre 5 Principales constatations et conclusion.....	72
Annexe A Retombées sur le PIB des principales provinces.....	77
Québec	77
Alberta.....	78
Ontario	79
Colombie-Britannique.....	80
Annexe B Infrastructure de soutien aux hydrocarbures	82
Transport des liquides par pipeline et rail	82
Canalisation principale – Enbridge	84
Oléoduc Pipeline Trans-Nord	86
Oléoduc Portland-Montréal.....	87
Oléoduc Pipeline Saint-Laurent	88

Oléoduc Énergie Est de TransCanada (projet)	89
Transport du pétrole brut par rail	90
Pipelines de gaz naturel	92
Réseau principal au Canada de TransCanada	95
Réseau de Gazoduc Trans Québec & Maritimes (TQM) et réseau de Gaz Métro	97
Gazoduc de Portland Natural Gas Transmission System (PNGTS).....	98
Gazoduc d'Iroquois Gas Transmission System	99
Réseau de Gaz Métro	99
Annexe C Prévisions des coûts de production et des retombées économiques des autres solutions de production d'hydrocarbures.....	100
Exploitation du pétrole du shale de Macasty – Scénario à PI élevée	100
Exploitation du gaz d'Utica – Scénario à PI élevée.....	104

Liste des figures

Figure 1.1 : Principaux bassins de gaz de schiste en Amérique du Nord	1
Figure 1.2 : Production de gaz de schiste sec aux États-Unis	2
Figure 1.3 : Production de pétrole de réservoirs étanches aux États-Unis	3
Figure 1.4 : Géologie schématique des ressources de gaz naturel et de pétrole	7
Figure 1.5 : Plusieurs puits horizontaux forés à partir d'un même terre-plein	8
Figure 1.6 : Comparaison entre la fracturation horizontale et la fracturation verticale en plusieurs étapes	10
Figure 2.1 : Bassins cambro-ordoviciens de l'est des États-Unis et du Canada	14
Figure 2.2 : Carte du shale d'Utica	15
Figure 2.3 : Carte géologique de la partie québécoise du shale d'Utica	16
Figure 2.4 : Distribution spatiale du shale d'Utica	17
Figure 2.5 : Régimes de maturité thermique des shales ordoviciens du Québec	20
Figure 2.6 : Stratigraphie du shale de Macasty	21
Figure 2.7 : Régimes de maturité thermique de l'île d'Anticosti	22
Figure 2.8 : Carte des permis d'exploration pétrolière et gazière sur l'île d'Anticosti	25
Figure 2.9 : Carte géologique de la Gaspésie	27
Figure 2.10 : Emplacement des puits forés en Gaspésie	28
Figure 3.1 : Comparaison mondiale du coût de l'offre de pétrole, 2015	34
Figure 3.2 : Comparaison du coût de l'offre de gaz naturel en Amérique du Nord, 2015	35
Figure 3.3 : Évolution du taux de redevance (gauche) et du taux moyen (droite) sur une période de production de 25 ans	38
Figure 3.4 : Régime actuel de redevances pour le pétrole au Québec	39
Figure 3.5 : Calcul des éléments du taux de redevance pour le pétrole terrestre au Québec	40
Figure 3.6 : Réseau électrique du Québec	42
Figure 3.7 : Offre et demande de GNL en Asie-Pacifique, 3 scénarios de gazoduc, 2012 à 2030	44
Figure 3.8 : Production mensuelle de brut aux États-Unis et importations mensuelles de brut des pays de l'OPEP	46
Figure 3.9 : Production et prix du pétrole de l'OPEP, 2013 à 2015	47
Figure 4.1 : Cibles d'émissions 2015 du Québec et émissions potentielles liées à la production du pétrole du shale de Macasty et du gaz du shale d'Utica, scénario de référence	53
Figure 4.2 : Volumes de production pétrolière dans le shale de Macasty et nombre de puits, scénario de référence	55
Figure 4.3 : Volumes de production pétrolière dans le shale de Macasty et nombre de puits, scénario du plan d'émissions du Québec	56
Figure 4.4 : Volumes de production pétrolière dans le shale de Macasty et nombre de puits, scénario WEO 450	57
Figure 4.5 : Courbe de baisse de la production, shale de Macasty	58
Figure 4.6 : Volume de production de gaz du shale d'Utica et nombre de puits, scénario de référence	64
Figure 4.7 : Volume de production de gaz du shale d'Utica et nombre de puits, scénario du plan d'émissions du Québec	65
Figure 4.8 : Volume de production de gaz du shale d'Utica et nombre de puits, scénario WEO 450	66
Figure 4.9 : Courbe de baisse de la production, shale d'Utica	67
Figure B.1 : Réseau de distribution du pétrole brut	83
Figure B.2 : Pipelines de liquides au Québec	84

Figure B.3 : Pipelines de liquides d'Enbridge	85
Figure B.4 : Projets de ligne 9 d'Enbridge	86
Figure B.5 : Oléoduc Pipeline Trans-Nord.....	87
Figure B.6 : Oléoduc Portland-Montréal.....	88
Figure B.7 : Oléoduc Pipeline Saint-Laurent.....	89
Figure B.8 : Tracé projeté de l'oléoduc Énergie Est.....	90
Figure B.9 : Réseaux ferroviaires du CN et du CP	92
Figure B.10 : Réseau de distribution de gaz naturel	93
Figure B.11 : Carrefour de Dawn	94
Figure B.12 : Gazoduc de gaz naturel au Québec	95
Figure B.13 : Réseau principal au Canada de TransCanada	96
Figure B.14 : Triangle de l'Est de TransCanada	97
Figure B.15 : Gazoduc de Gazoduc TQM et réseau de Gaz Métro	98
Figure C.1 : Prévisions de production de pétrole à Anticosti et nombre de puits	101
Figure C.2 : Courbe de baisse de la production pour l'exploitation du pétrole à Anticosti	101
Figure C.3 : Augmentation du nombre de puits et volume de production dans le shale d'Utica, scénario à PI élevée, 2015 à 2040.....	104
Figure C.4: Production par puits et baisse dans le shale d'Utica, scénario à PI élevée, 2015 à 2040	105

Liste des tableaux

Tableau 1.1 : Besoins en eau de diverses zones de gaz de schiste	12
Tableau 2.1 : Résumé des estimations pour les basses-terres du Saint-Laurent	18
Tableau 2.2 : Estimation des principales zones de l'île d'Anticosti	23
Tableau 2.3 : Estimation des principales zones de Gaspésie	28
Tableau 3.1 : Coût de l'offre en valeur actualisée – pétrole du shale de Macasty	31
Tableau 3.2 : Coût de l'offre en valeur actualisée – gaz naturel du shale d'Utica	32
Tableau 3.3 : Taux de redevance en fonction du prix et de la productivité	37
Tableau 3.4 : Taux de redevance en vertu du nouveau régime	39
Tableau 4.1 : Retombées économiques de l'exploitation du pétrole dans le shale de Macasty, scénario de référence, 2015 à 2040	59
Tableau 4.2 : Retombées fiscales de l'exploitation du pétrole dans le shale de Macasty, scénario de référence, 2015 à 2040	60
Tableau 4.3 : Retombées économiques de l'exploitation du pétrole dans le shale de Macasty, scénario du plan d'émissions du Québec, 2015 à 2040	60
Tableau 4.4 : Retombées fiscales de l'exploitation du pétrole dans le shale de Macasty, scénario du plan d'émission du Québec, 2015 à 2040	61
Tableau 4.5 : Retombées économiques de l'exploitation du pétrole dans le shale de Macasty, scénario WEO 450, 2015 à 2040	62
Tableau 4.6 : Retombées fiscales de l'exploitation du pétrole dans le shale de Macasty, scénario WEO 450, 2015 et 2040	62
Tableau 4.7: Retombées économiques de l'exploitation du gaz dans le shale d'Utica, scénario de référence, 2015 à 2040	68
Tableau 4.8 : Retombées fiscales de l'exploitation du gaz du shale d'Utica, scénario de référence, 2015 à 2040	68
Tableau 4.9 : Retombées économiques de l'exploitation du gaz dans le shale d'Utica, scénario du plan d'émissions du Québec, 2015 à 2040	69
Tableau 4.10 : Retombées fiscales de l'exploitation du gaz du shale d'Utica, scénario du plan d'émission du Québec, 2015 à 2040	70
Tableau 4.11 : Retombées économiques de l'exploitation du gaz dans le shale d'Utica, scénario WEO 450, 2015 à 2040	70
Tableau 4.12 : Retombées fiscales de l'exploitation du gaz du shale d'Utica, scénario WEO 450, 2015 à 2040	71
Tableau 5.1 : Avantages économiques pour le Canada – shale de Macasty	73
Table 5.2: Avantages économiques pour le Canada – shale d'Utica	73
Tableau 5.3 : Avantages fiscaux pour le Canada – shale de Macasty	73
Tableau 5.4: Avantages fiscaux pour le Canada – shale d'Utica	73
Tableau 5.5 : Comparaison entre l'évaluation du CERI et les autres scénarios de production : coût de l'offre et répercussions économiques	75
Tableau A.1 : Les cinq principales industries bénéficiaires au Québec – développement pétrolier dans le shale de Macasty (PIB, millions de \$)	77
Tableau A.2 : Les cinq principales industries bénéficiaires au Québec – développement gazier dans le shale d'Utica (PIB, millions de \$)	78
Tableau A.3 : Les cinq principales industries bénéficiaires en Alberta – développement pétrolier dans le shale de Macasty (PIB, millions de \$)	78
Tableau A.4 : Les cinq principales industries bénéficiaires en Alberta – développement gazier dans le shale d'Utica (PIB, millions de \$)	79

Tableau A.5 : Les cinq principales industries bénéficiaires en Ontario – développement pétrolier dans le shale de Macasty (PIB, millions de \$)	79
Tableau A.6 : Les cinq principales industries bénéficiaires en Ontario – développement gazier dans le shale d'Utica (PIB, millions de \$)	80
Tableau A.7 : Les cinq principales industries bénéficiaires en Colombie-Britannique – développement pétrolier dans le shale de Macasty (PIB, millions de \$).....	80
Tableau A.8 : Les cinq principales industries bénéficiaires en Colombie-Britannique – développement gazier dans le shale d'Utica (PIB, millions de \$)	81
Tableau C.1 : Retombées économiques de l'exploitation du pétrole dans le shale de Macasty, scénario à PI élevée, 2015 à 2040	102
Tableau C.2 : Retombées fiscales de l'exploitation du pétrole dans le shale de Macasty, scénario à PI élevée, 2015 à 2040	103
Tableau C.3 : Coût de l'offre du pétrole de schiste d'Anticosti (\$CA/baril).....	103
Table C.4: Retombées économiques de l'exploitation du gaz du shale d'Utica, scénario à PI élevée, 2015 à 2040	106
Tableau C.5 : Retombées fiscales de l'exploitation du gaz dans le shale d'Utica, scénario à PI élevée, 2015 à 2040	107
Tableau C.6 : Coût de l'offre de gaz du shale d'Utica (\$CA/kpi ³)	107

Sommaire¹

L'exploitation de ses ressources hydroélectriques, commencée au milieu du siècle dernier, a permis au Québec de devenir un des plus gros producteurs d'énergie au Canada. Avec les années, Hydro-Québec a continué à croître, fournissant à la province une énergie de base à faibles émissions de gaz à effet de serre (GES) et produisant suffisamment d'électricité pour en vendre de façon rentable à d'autres provinces et d'autres pays.

Ce rapport met l'accent sur deux ressources énergétiques différentes et presque inexploitées, le pétrole et le gaz. Plus particulièrement, il étudie le pétrole de schiste du bassin de Macasty et le gaz de schiste du bassin d'Utica. Jusqu'à récemment, la production des ressources schisteuses était considérée comme non viable économiquement, mais avec les progrès technologiques, de nombreux producteurs d'hydrocarbures ont été amenés à sérieusement envisager le potentiel du Québec.

L'étude qui suit a deux objectifs : décrire l'étendue des réserves en pétrole et en gaz non conventionnels dans la province et évaluer le potentiel d'exploitation de ces réserves. L'exploitation est analysée selon trois scénarios : un scénario de référence, un scénario de plan d'émissions du Québec et le scénario World Energy Outlook (WEO) 450 de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), appelé ici « scénario WEO 450 ». L'analyse des données techniques et économiques s'appuie sur de nombreux outils et travaux, dont les modèles économiques exclusifs du Canadian Energy Research Institute (CERI), les constatations publiées par des universitaires et des gouvernements et des rapports de consultants.

L'étude porte sur la période s'étendant de 2015 à 2040, qui a été choisie pour limiter l'analyse dans le temps. Toutefois, il est important de noter qu'en 2015, l'industrie des hydrocarbures au Québec n'est pas en mesure de commencer à se développer, et encore moins de produire. Le moment de son essor, et savoir s'il se fera, dépend de nombreuses inconnues – sur les plans environnemental, politique, législatif et économique. Par conséquent, l'avenir du pétrole et du gaz québécois est incertain.

Les charges d'exploitation et les coûts en capital ont été calculés au moyen du modèle régional d'intrants-extrants UCM 3.0 pour les États-Unis et le Canada du CERI afin d'estimer les retombées sur le produit intérieur brut (PIB), sur l'emploi et sur les revenus fiscaux durant la période d'étude. Le CERI présume que dans les premières années, la majeure partie des dépenses en capital et des dépenses d'exploitation

¹ Ce rapport a été rédigé par le Canadian Energy Research Institute (CERI). Le gouvernement du Québec n'est aucunement responsable du contenu du document. Les opinions exprimées et le contenu sont ceux du CERI.

seront faites en Alberta, mais qu'à mesure que l'industrie se développera, elles seront transférées vers le Québec. Les hypothèses entrées dans le modèle sont expliquées en détail au chapitre 4.

Les constatations de ce rapport sont les suivantes :

- Le coût de l'offre dans le shale pétrolifère de Macasty serait de 95,50 \$CA le baril.
- Le pétrole du Québec, s'il est finalement exporté, le sera au prix du Brent. Mais comme pour le gaz naturel, il se retrouvera sur un marché mondial concurrentiel.
- Le bassin de Macasty devrait permettre une production de 60 000 barils/jour durant la période d'étude.
- Le développement de la production pétrolière au Québec entraînerait une hausse du PIB de la province allant jusqu'à 150 milliards de dollars, selon les politiques de réduction des émissions de carbones mises en place et les forces du marché à l'œuvre.
- Le coût de l'offre du gaz du shale d'Utica serait de 3,72 \$CA/kpi³.
- Le gaz naturel du Québec pourrait trouver une place sur les marchés nord-américains, mais il dépendra probablement de la réalisation des projets de l'industrie du gaz naturel liquéfié aux États-Unis et sur la côte Est du Canada, où elle est encore jeune. De plus, en raison du coût de l'offre par rapport à celle d'autres producteurs, la compétitivité de cette ressource peut être limitée.
- Le bassin d'Utica québécois devrait permettre une production de 1 milliard de pieds cubes/jour durant la période d'étude.
- Le développement de la production gazière au Québec entraînerait une hausse du PIB de la province allant jusqu'à 93 millions de dollars, selon les politiques de réduction des émissions de carbones mises en place et les forces du marché à l'œuvre.
- La production d'hydrocarbures au Québec baissera si l'industrie est assujettie aux contraintes visant à lutter contre les changements climatiques (réduction des émissions dues à la production) proposées en septembre 2015 par le gouvernement du Québec.
- Cette production baissera encore plus si l'industrie est soumise aux réductions d'émissions (de production) présumées dans le scénario du World Energy Outlook 450 de l'Agence internationale de l'énergie.

Les politiques de lutte contre les changements climatiques auront des répercussions sur la demande. Si elles sont mises en place à l'échelle mondiale, la diminution de la demande provoquera probablement une baisse du prix du pétrole. En ce qui concerne le gaz naturel, la baisse de la demande peut être compensée par le remplacement du pétrole par le gaz. Avec la réduction du prix, la situation pour le pétrole (et

possiblement le gaz) du Québec, déjà peu concurrentiel, sera encore plus difficile. Les politiques intérieures restreindront la production, mais ne devraient pas avoir d'impact sur les prix sur le marché.

Même s'il n'a été que peu exploré à ce jour, le bassin de Macasty est actuellement évalué par le gouvernement du Québec et par les entreprises intéressées par les ressources en hydrocarbures sur l'île d'Anticosti et aux alentours. Cette étude se concentre sur le potentiel de production pétrolière, alors que des sociétés d'exploration axent leurs travaux sur les liquides de gaz naturel (LGN).

Il est nécessaire d'effectuer des forages exploratoires à Anticosti pour mieux connaître les ressources, et tant qu'ils n'ont pas été réalisés, on ne peut que spéculer sur la composition des hydrocarbures dans le shale de Macasty. Les lecteurs désirant en savoir plus sur les possibilités de LGN sont encouragés à consulter l'étude AECNO1 réalisée dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique du gouvernement du Québec et le site Web de Corridor Resources, de Pétrolia et de Junex.

Introduction

Si le Québec n'a connu qu'une exploration et une production pétrolières et gazières limitées jusqu'ici, ses ressources d'hydrocarbures attirent de plus en plus l'attention, en particulier le gaz de schiste du shale d'Utica et le pétrole de réservoirs étanches ou le pétrole de schiste du shale de Macasty, sur l'île d'Anticosti.

Le gaz et le pétrole de schiste ont de profondes répercussions qui ne doivent pas être sous-estimées, car elles sont véritablement mondiales. Ces deux hydrocarbures (ainsi que le pétrole de réservoirs étanches), qui constituent une partie de plus en plus importante de la production actuelle et des ressources récupérables, suscitent un énorme intérêt, non seulement en Amérique du Nord, mais partout sur la planète.

Les progrès technologiques ont d'immenses conséquences sur le paysage énergétique nord-américain. Les avancées réalisées dans le forage horizontal, dans la technologie sismique 3D et dans la fracturation hydraulique (hydrofracturation) permettent d'accéder à des ressources qui étaient autrefois considérées comme non productives ou impossibles à produire, en particulier pour la récupération viable de gaz naturel ou de pétrole du schiste.

Malgré que l'exploration des hydrocarbures dans les basses-terres du Saint-Laurent remonte au 19^e siècle, l'industrie du gaz naturel du Québec n'en est qu'à ses balbutiements. Les basses-terres du Saint-Laurent, l'île d'Anticosti et la péninsule de Gaspé sont au cœur du renouveau de l'intérêt pour ces produits.

La présente étude poursuit deux objectifs : décrire les ressources d'hydrocarbures non conventionnels au Québec et analyser le potentiel d'exploitation des ressources de la province. Il est donc important d'examiner la compétitivité des zones par rapport à celles d'autres régions. Si elle est concurrentielle, l'exploitation des ressources est étudiée selon trois scénarios : un scénario de référence, un scénario du plan d'émissions du Québec et le scénario World Energy Outlook (WEO) 450 de l'Agence internationale de l'énergie (AIE). Pour chacun de ces scénarios, l'analyse évalue les avantages économiques possibles pour le Québec et le reste du Canada.

L'étude est répartie en cinq chapitres. Le premier examine la façon dont le Québec administre ses ressources d'hydrocarbures avec en toile de fond, la révolution du gaz de schiste et du pétrole de réservoirs étanches en Amérique du Nord. Comme le potentiel pétrolier et gazier de la province provient majoritairement du gaz de schiste et du pétrole de réservoirs étanches, le chapitre propose une introduction au gaz et au pétrole de schiste.

Le chapitre 2 examine le potentiel en ressources en hydrocarbures du Québec. Il dresse un portrait de base complet de la géologie et du potentiel des basses-terres du Saint-

Laurent (shale d'Utica), de l'île d'Anticosti (shale de Macasty) et de la péninsule de Gaspé. Si la province compte d'autres bassins, ces derniers sont ceux qui suscitent le plus l'intérêt des entreprises pétrolières et gazières.

Le chapitre 3 décrit le coût de l'offre au Québec (dans les shales d'Utica et de Macasty), l'infrastructure de soutien existante, le régime de redevances et les répercussions sur la demande du marché du plafonnement des émissions de carbone.

Le chapitre 4 examine les hypothèses utilisées dans le modèle d'intrants-extrants sur lequel s'appuie cette étude et comprend une description des caractéristiques des gisements des shales de Macasty et d'Utica et des retombées économiques des différents niveaux de production.

Enfin, le chapitre 5 présente les principales constatations et les conclusions. L'annexe A illustre les conséquences pour les répercussions sur le produit intérieur brut (PIB) du Québec, de l'Alberta, de l'Ontario et de la Colombie-Britannique. L'annexe B renseigne sur l'infrastructure pétrolière et gazière et l'annexe C détaille les coûts et les répercussions économiques pour d'autres profils de production.

Chapitre 1

Administration gouvernementale des ressources de pétrole et de gaz naturel

Il y a plusieurs années, les États-Unis et le Canada ont commencé à vivre un boom du gaz de schiste. À une époque où la production de gaz naturel conventionnel est en déclin, le succès du shale de Barnett, dans l'est du Texas, a créé un certain enthousiasme chez les entreprises d'exploration et de production et dans le secteur énergétique au complet. Ces entreprises avaient utilisé le forage horizontal et les progrès de la fracturation hydraulique et d'autres formes de stimulation pour faire du shale de Barnett la zone de gaz de schiste la plus prolifique du pays à l'époque.

Les techniques apprises dans le shale de Barnett furent rapidement reprises pour produire du gaz de schiste dans d'autres zones d'Amérique du Nord. Des gisements de gaz de schiste devinrent économiquement et techniquement exploitables à grande échelle et on « découvrit » des zones de schiste par dizaines.

La figure 1.1 illustre les principaux bassins de gaz de schiste en Amérique du Nord. Si les cinq plus gros – Barnett (Texas), Fayetteville (Arkansas), Haynesville (Louisiane), Marcellus (Appalachia) et Woodford (Oklahoma) – sont les plus connus, il en existe des dizaines d'autres considérés comme mineurs et dont le potentiel de gaz n'a que récemment commencé à être étudié; le shale d'Utica en fait partie.

Figure 1.1 : Principaux bassins de gaz de schiste en Amérique du Nord



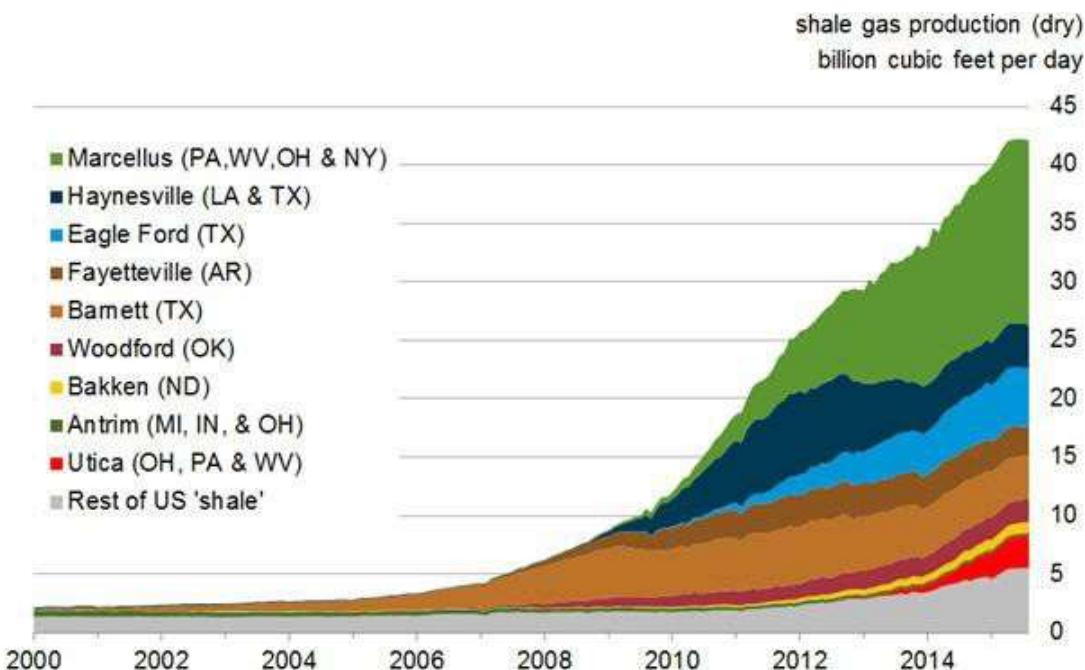
Source : Office national de l'énergie (ONE)²

² ONE, *L'ABC du gaz de schistes au Canada*, Note d'information sur l'énergie, novembre 2009, p. 2. Sur Internet :

La production non conventionnelle représente déjà près de la moitié de la production aux États-Unis et cette proportion devrait augmenter. Selon l'Annual Energy Outlook 2010 de la U.S. Energy Information Administration (EIA), d'ici à 2035, 35 % du gaz produit à l'échelle nationale sera du gaz de schiste.

La figure 1.2 illustre la rapide expansion de la production de gaz de schiste aux États-Unis. Après les premiers succès obtenus dans le shale de Barnett, l'utilisation de nouvelles techniques a permis la production dans d'autres formations schisteuses, en particulier dans les shales de Fayetteville (nord de l'Arkansas), de Haynesville (est du Texas et nord de la Louisiane), de Woodford (Oklahoma) et de Marcellus (Appalachia).

Figure 1.2 : Production de gaz de schiste sec aux États-Unis



Sources: EIA derived from state administrative data collected by DrillingInfo Inc. Data are through August 2015 and represent EIA's official shale gas estimates, but are not survey data. State abbreviations indicate primary state(s).

Source : EIA³

Ce développement a été facilité par les avancées technologiques réalisées et par le prix élevé du gaz naturel à l'époque. Alors que la production de gaz naturel a connu une croissance absolument stupéfiante, les prix ont commencé à chuter au milieu de 2008 et ne se sont jamais vraiment relevés. La persistance de prix bas a forcé de nombreux producteurs à passer de la production de gaz naturel (sec) à la production de liquides – pétrole brut ou liquides de gaz naturel (LGN).

Le shale de Marcellus, qui s'étend en Virginie-Occidentale, en Ohio et en Pennsylvanie, a cru pour devenir l'un des plus vastes champs de production gazière des États-Unis. Ces États ont rapidement

<https://www.neb-one.gc.ca/nrg/sttsc/ntrlg/rprt/archive/prmrndrstndngshlg2009/prmrndrstndngshlg2009-fra.pdf>.

³ EIA, « *Shale in the United States* », *Energy in Brief*. Sur Internet :

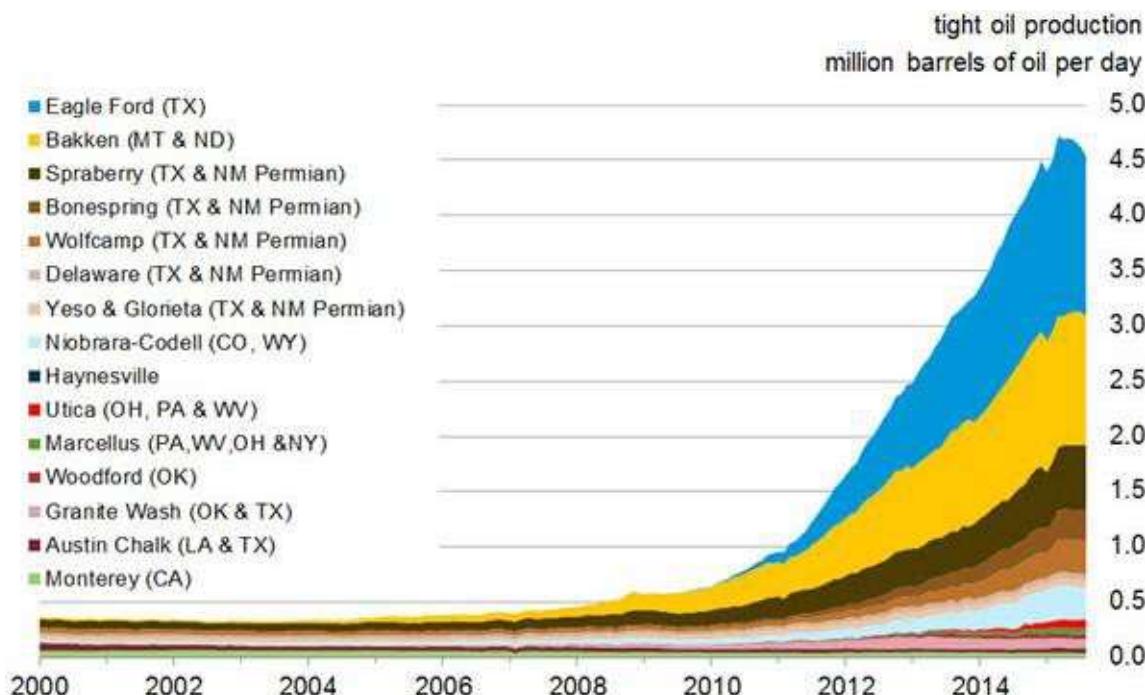
http://www.eia.gov/energy_in_brief/article/shale_in_the_united_states.cfm.

modernisé leur législation et leur cadre réglementaire portant sur les activités pétrolières. La production à Marcellus a provoqué la baisse des exportations canadiennes vers les États-Unis, le volume traversant la frontière en Ontario et au Québec ayant chuté de 1,25 milliard de pieds cubes par jour (Gpi³/j) en 2010 à 0,78 Gpi³/j en 2014⁴.

En revanche, les exportations de gaz des États-Unis vers le Canada livré aux postes frontaliers d'Ontario et du Québec sont passées de 0,94 Gpi³/j en 2006 à 2,07 Gpi³/j en 2014⁵. Il est important de noter que ces exportations ont en fait baissé ces dernières années par rapport au volume de 2,85 Gpi³/j enregistré en 2012⁶.

En ce qui concerne le shale bitumineux, la formation de Bakken a eu un impact semblable au Dakota du Nord et au Montana. La figure 1.3 illustre la production du pétrole de schiste ou de pétrole de réservoirs aux États-Unis, dont le prolifique shale d'Eagle Ford au Texas, et Bakken. Des parties de cette dernière formation s'étendent au Canada, en Saskatchewan et au Manitoba.

Figure 1.3 : Production de pétrole de réservoirs étanches aux États-Unis



Sources: EIA derived from state administrative data collected by DrillingInfo Inc. Data are through August 2015 and represent EIA's official tight oil estimates, but are not survey data. State abbreviations indicate primary state(s).

Source : EIA⁷

⁴ ONE, *Dynamique du marché de l'énergie au Canada : Revue de 2014 – Évaluation du marché de l'Énergie*, février 2015. Sur Internet : <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/dnmc/2014/index-fra.html>.

⁵ ONE, « Gaz - Sommaire mensuel selon le port – Volume », *Statistiques pour le produit de base*. Sur Internet : <https://apps.neb-one.gc.ca/CommodityStatistics/Statistics.aspx?Language=French>.

⁶ *Ibid.*

⁷ EIA, *op. cit.*

L'exploitation et la production pétrolières et gazières – gaz et pétrole de schiste compris – sont régies par une réglementation vaste et complexe à l'échelle fédérale, provinciale et municipale, chaque gouvernement ayant son propre cadre. Le gouvernement fédéral a son mot à dire dans l'exploitation des ressources en ce qui a trait au commerce interprovincial et à l'exportation, et réglemente la construction et l'exploitation des pipelines inter provinciaux et internationaux, ainsi que les droits et les tarifs⁸. L'Office national de l'énergie (ONE) est le principal organe de réglementation fédéral, au Nunavut, dans une partie des Territoires-du-Nord-Ouest et dans les secteurs extracôtiers⁹.

Toutefois, les provinces gèrent les mécanismes d'exploitation des ressources. Ceci inclut l'utilisation du sol, le forage, les pipelines intraprovinciaux et les complexes industriels. Chacune d'elles réglemente l'industrie des hydrocarbures, de l'exploration à la fermeture, en passant par l'exploitation. L'industrie est active partout au Canada – quoiqu'à des niveaux variés –, sauf à l'Île-du-Prince-Édouard. La structure réglementaire diffère d'une province à l'autre, bien qu'il existe des similitudes entre la Colombie-Britannique, l'Alberta et la Saskatchewan.

Il est utile de présenter brièvement le cadre réglementaire actuel du Québec et les problèmes qu'il pose à l'industrie des hydrocarbures.

À l'automne 2010, le gouvernement a demandé au Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE) de mener une série d'audiences publiques sur les répercussions de l'exploitation du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent. À l'hiver 2011, le BAPE a recommandé de réaliser une évaluation environnementale stratégique (EES) pour étudier ces répercussions. L'EES devait s'achever à l'automne 2013. Le rapport du comité de supervision de l'EES a été terminé en novembre 2013 et remis au ministre du Développement durable, de l'Environnement, de la Faune et des Parcs (MDDEFP), puis publié en février 2014.

Le ministre a demandé au BAPE d'effectuer de nouvelles audiences publiques, portant sur l'EES cette fois. Les résultats de ces audiences, menées de mars à juin 2014, ont été publiés en décembre 2014¹⁰. Le rapport conclut que les avantages économiques de l'exploitation du gaz de schiste sont insuffisants pour qu'elle soit poursuivie.

Pour faciliter l'exécution de l'évaluation environnementale du gaz de schiste et les autres études, le gouvernement du Québec a déposé en 2011 le projet de loi 18, qui interdit aux détenteurs de permis d'exploration pétrolière et gazière de poursuivre leurs travaux jusqu'à nouvel ordre. Ce projet de loi a été remplacé par le projet de loi 5 en 2014.

Le gouvernement prévoit introduire une nouvelle politique énergétique et diffuser les résultats de son évaluation environnementale stratégique sur l'exploitation pétrolière et gazière dans la province dans les prochains mois. La nouvelle législation sur les hydrocarbures devrait être

⁸ ONE, *Responsabilités*. Sur Internet : <https://www.neb-one.gc.ca/bts/whwr/rspnsblt/index-fra.html>.

⁹ *Ibid.*

¹⁰ Fasken Martineau, « Un autre revers pour l'industrie du gaz de schiste au Québec : Partie 1 – Environnement », *Bulletin Environnement*. Sur Internet : <http://www.fasken.com/un-autre-revers-pour-lindustrie-du-gaz-de-schiste-au-quebec/>.

présentée en 2016.

Actuellement, le gouvernement du Québec recueille des connaissances dans le but d'offrir des conditions adéquates à l'exploitation de ses ressources pétrolières et gazières¹¹. Il a affirmé que la nouvelle loi réglerait la question des aspects économiques des ressources et du processus réglementaire.

Le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (MERN) du Québec a pour mission « de promouvoir l'acquisition de connaissances et d'assurer l'exploitation et l'utilisation optimale de l'énergie, des sols et des ressources minérales du Québec dans une perspective de développement durable, pour le bénéfice de l'ensemble de la population¹² ».

Le MERN est responsable de l'application de la Loi sur les mines et des règlements portant sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains. Il délivre aussi les permis d'exploitation minière. Il a pour mandat de gérer le territoire public et les ressources minérales et énergétiques de la province. Près de 92 % du territoire québécois est public, le domaine privé occupant seulement 116 910 km², principalement dans le sud du Québec, dans les basses-terres du Saint-Laurent et sur le pourtour de la Gaspésie et du Lac-Saint-Jean¹³.

Les activités d'exploration pétrolière et gazière exigent l'obtention de permis et d'autorisations délivrés par le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques (MDDELCC) et du ministère des Forêts, de la Faune et des Parcs (MFFP)^{14,15}. La principale responsabilité du MDDELCC découle de l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement et de ses règlements et porte notamment sur l'aménagement des sites, les prélèvements d'eau, la gestion des matières résiduelles, l'usage des torchères, les émissions de gaz à effet de serre, les mesures d'urgence environnementale et la remise en état des lieux à la fin des travaux¹⁶. Le ministère est responsable du développement durable, de l'environnement et de la lutte aux changements climatiques. De son côté, le MFFP a pour mission « d'assurer une gestion durable des forêts, de la faune et des parcs » et « d'appuyer le développement économique de ces secteurs d'activité au bénéfice des citoyens du Québec et de ses régions »¹⁷. Il est chargé de protéger l'immense territoire forestier de la province et la faune. Au Québec, les forêts couvrent plus de 760 000 km², dont 90 % se trouvent sur le domaine public.

¹¹ Gouvernement du Québec, *Faits saillants sur la filière hydrocarbures*. Sur Internet : <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/evaluations/faits-saillants.pdf>.

¹² Traduction libre de la mission énoncée au <https://www.mern.gouv.qc.ca/accueil.jsp>.

¹³ Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, *Portrait du territoire*. Sur Internet : <https://www.mern.gouv.qc.ca/territoire/portrait/index.jsp>.

¹⁴ Ressources naturelles Canada, *Ressources de schiste et de réservoirs étanches du Québec*. Sur Internet : <http://www.rncan.gc.ca/energie/sources/schiste-reservoirs-etanches/17715>.

¹⁵ Conseil du patronat du Québec, « Les ressources naturelles au Québec : une source naturelle de prospérité », *Étude sur la prospérité*, n° 2, Initiative Prospérité Québec, juin 2015, p. 5. Sur Internet : <https://www.cpq.qc.ca/wp-content/uploads/2015/06/etude2prosperite080615.pdf>.

¹⁶ Ressources naturelles Canada, *op. cit.*

¹⁷ Ministère de Forêts, de la Faune et des Parcs, *Gros plan sur le ministère*. Sur Internet : <http://www.mffp.gouv.qc.ca/ministere/index.jsp>.

Introduction au gaz et au pétrole de schiste

Le gaz de schiste est du gaz naturel extrait de roches foncées riches en matières organiques. Les schistes peuvent agir comme source, réservoir et roche-couverture de gaz naturel. Les molécules de gaz naturel sont généralement stockées de trois façons : absorbées dans la matière organique dans les schistes, piégé dans les espaces interstitiels des sédiments fins interstratifiés avec le schiste ou piégé dans des fractures du schiste lui-même¹⁸. Actuellement, le gaz naturel non conventionnel est classé en trois catégories : le gaz de schiste, le gaz de réservoir compact et le méthane de houille. Il est important de ne pas confondre le gaz de schiste avec le gaz de réservoir compact. Ce dernier est du gaz naturel piégé, par divers mécanismes, dans des roches-magasins généralement imperméables — habituellement du grès, mais parfois aussi du calcaire¹⁹.

Le pétrole de schiste, lui, est un pétrole non conventionnel – de viscosité faible à moyenne – extrait de réservoirs faiblement perméables dans des zones encastrées dans du calcaire, du grès et du carbonate²⁰. Ces zones sont souvent appelées « zones de pétrole de réservoirs étanches » ou « zones de shale pétrolifère ». Parmi les shales pétrolifères, citons la formation de Bakken, le shale de Pierre, la formation de Niobrara et la formation d'Eagle Ford. Plusieurs shales pétrolifères ont connu une croissance impressionnante, en particulier le shale d'Eagle Ford, au Texas, et le shale de Bakken, au Dakota du Nord et au Montana. Il est très important de ne pas confondre le pétrole de schiste et le schiste pétrolifère, qui sont des notions tout à fait différentes. Pour cette raison, l'AIE recommande d'utiliser le terme « pétrole de réservoirs étanches » au lieu de « pétrole de schiste »^{21, 22}.

La plupart des zones schisteuses se caractérisent par une faible perméabilité, d'où le faible taux de production au moyen du système de facturation naturelle. La géologie schématique des ressources de gaz naturel et de pétrole est illustrée à la figure 1.4. Ces ressources comprennent le gaz et le pétrole conventionnels, le shale riche en pétrole et en gaz, le gaz de réservoir compact, le pétrole de sable colmaté et le méthane de houille.

¹⁸ Aboriginal Pipeline Group, *Natural Gas Facts, What is Shale Gas?* Sur Internet : <http://www.mvapg.com/natural-gas-shale.php>. Traduction libre.

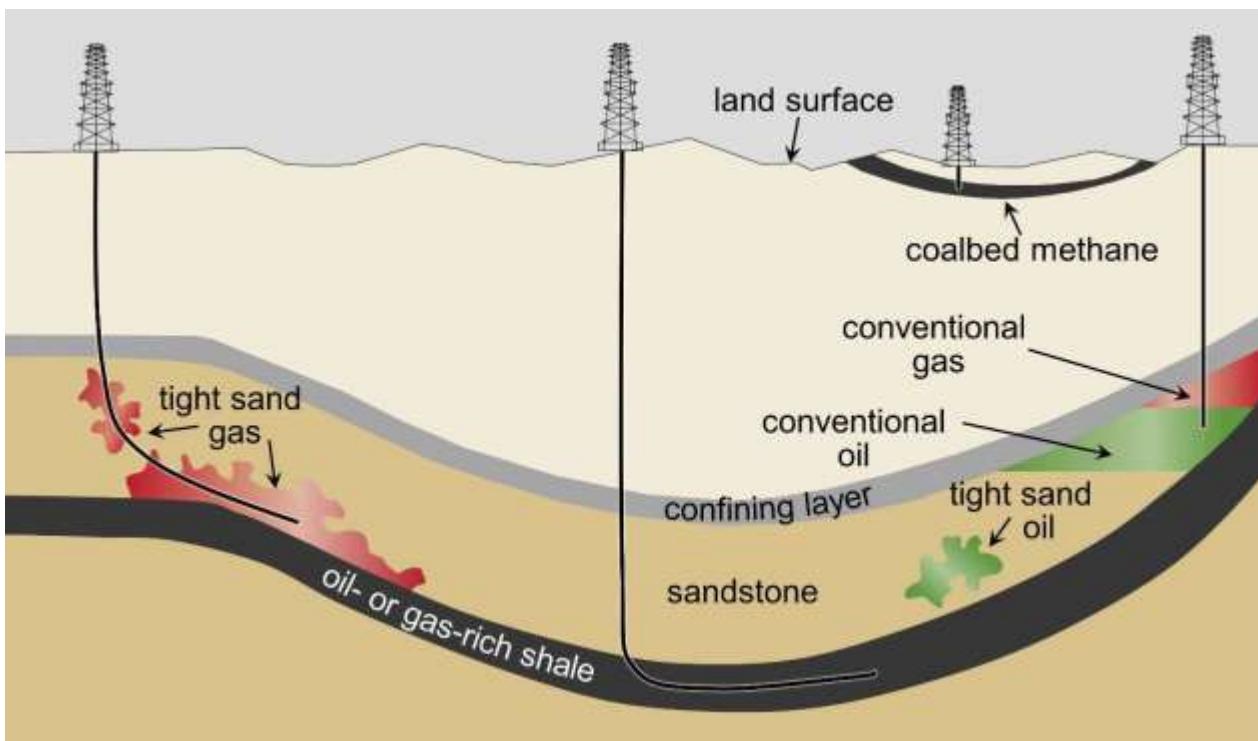
¹⁹ United States Environmental Protection Agency, *Assessment of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas on Drinking Water Resources*, EPA/600/R-15/047a, juin 2015, ES-2.

²⁰ Canadian Society for Unconventional Resources. *Understanding Tight Oil*, p. 2.

²¹ AIE, *World Energy Outlook 2013*, OCDE, p. 424.

²² La confusion est surtout facile en anglais, où pétrole de schiste se dit *shale oil* et schiste pétrolifère, *oil shale*. [NDT]

Figure 1.4 : Géologie schématique des ressources de gaz naturel et de pétrole



Source : US Environmental Protection Agency²³

La figure 1.4 représente quatre puits. Les deux puits horizontaux ciblent le gaz de sable colmaté et le shale riche en pétrole ou en gaz; les deux puits verticaux visent le gaz et le pétrole conventionnels et le méthane de houille. Si le forage vertical est plus souvent rencontré dans l'exploitation des zones poreuses et perméables, ce n'est généralement pas le cas pour l'exploitation du gaz de schiste, du schiste pétrolifère ou du pétrole de réservoirs étanches.

Pour surmonter la faible perméabilité des réservoirs de schiste, les sociétés qui exploitent des bassins de gaz et de pétrole de schiste en Amérique du Nord comptent sur les progrès en matière de forage horizontal et de fracturation hydraulique. Le forage horizontal et la fracturation hydraulique en plusieurs étapes sont efficaces pour le gaz de schiste et le pétrole de réservoirs étanches, ils libèrent les hydrocarbures piégés dans les formations rocheuses de schiste, de grès ou de carbonate à faible perméabilité²⁴.

Ces deux procédés ne sont pas nouveaux, mais ils sont considérés comme révolutionnaires pour l'exploitation à grande échelle du gaz de schiste et du pétrole de réservoirs étanches. En effet, l'exploitation du champ de Big Sandy du shale d'Ohio a commencé dès les années 1880 et s'est développée dans les années 1920 et le shale d'Antrim, au Michigan, produit depuis les années

²³ United States Environmental Protection Agency, *op. cit.*

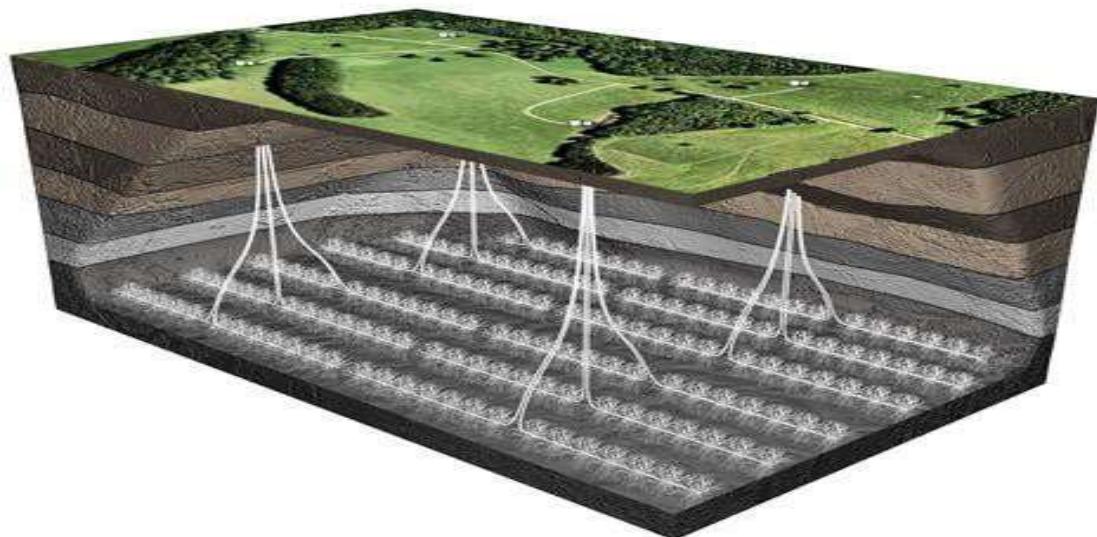
²⁴ Ressources naturelles Canada, *Pétrole léger de réservoirs étanches en Amérique du Nord*. Sur Internet : <https://www.rncan.gc.ca/energie/brute-produits-petroliers/4560>.

1940²⁵. Cependant, il n'existait pas de technologie assurant la viabilité économique de l'exploitation à grande échelle du gaz de schiste à l'époque.

Le forage vertical et le forage horizontal peuvent servir à l'exploitation du gaz de schiste et du pétrole de réservoirs étanches, mais le second est bien plus courant. L'orientation de la trajectoire de forage suit les fractures naturelles connues du shale²⁶. S'il est plus coûteux, le forage horizontal expose le puits à une plus grande partie du réservoir, ce qui accroît le taux de récupération pour un coût global plus faible que le forage vertical. De plus, les progrès technologiques réalisés permettent de réduire le coût de ce procédé.

Le forage horizontal offre plusieurs avantages importants, dont la réduction considérable de la perturbation de la surface et de l'utilisation du sol²⁷. La figure 1.5 illustre le concept de terre-plein de forage à plusieurs puits et ses répercussions sur l'utilisation du sol.

Figure 1.5 : Plusieurs puits horizontaux forés à partir d'un même terre-plein



Source : Statoil²⁸

Par exemple, l'exploitation d'une section (un mille carré) pourrait nécessiter 16 puits verticaux, chacun d'eux situé sur son terre-plein, alors que le forage horizontal permettrait de forer jusqu'à 20 puits horizontaux sur un même terre-plein²⁹. Dans le shale de Barnett, on prévoit forer jusqu'à 24 puits par terre-plein.

²⁵ Indiana Geological Survey, *Antrim Shale*. Sur Internet : <http://igs.indiana.edu/Geology/structure/compendium/html/comp3n6s.cfm>.

²⁶ ONE, *L'ABC du gaz de schistes au Canada*, Note d'information sur l'énergie, novembre 2009 (consulté le 27 mai 2012). Sur Internet : <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/sttsc/ntrlgc/rprt/archive/prmrndrstndngshlg2009/prmrndrstndngshlg2009-fra.pdf>.

²⁷ US Department of Energy, *Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer*, US Department of Energy, Office of Fossil Energy and the National Energy Technology Laboratory, avril 2009, p. 46.

²⁸ Statoil. *Statoil strengthens US shale gas position*. Sur Internet : <http://www.statoil.com/en/NewsAndMedia/News/2010/Pages/26MarMarcellus.aspx>.

²⁹ US Department of Energy, *op. cit.*, p. 47.

Même si les terre-pleins à plusieurs puits occupent plus d'espace que les terre-pleins de puits vertical, comme ils sont moins nombreux dans un champ à forage horizontal, l'exploitation nécessite moins de routes d'accès, de passages de pipelines et d'installations de production³⁰. Le forage horizontal peut être utilisé pour minimiser les répercussions sur la faune et sur la communauté. C'est le cas au gisement du shale de Barnett, près de l'aéroport international de Dallas-Fort Worth, où cette technique aide à surmonter les défis posés par le forage en zone urbaine hautement sensible et densément peuplée³¹.

Le deuxième procédé améliorant la production à partir de réservoirs à faible perméabilité est la fracturation hydraulique. Si cette technique est utilisée depuis les années 1940, sous l'impulsion de Stanolind Oil, Mitchell Energy a commencé à y recourir dans le shale de Barnett dans les années 1990, ce qui a changé la perspective et le rôle du gaz de schiste en Amérique du Nord³².

En raison de leur faible perméabilité, la plupart des zones de schiste nécessitent la fracturation hydraulique. Dans ce procédé, on pompe un fluide (composé à plus de 98 % d'eau) dans le puits jusqu'à ce que la pression fasse craquer la roche de sous-surface. Grâce à la libération du gaz et du pétrole piégé dans la roche qui s'ensuit, le taux de récupération de gaz et de pétrole de schiste est considérablement augmenté³³.

Pour accroître encore l'efficacité de la méthode, on a recours à la fracturation hydraulique en plusieurs étapes (voir la figure 1.6), dans laquelle les segments du trou de forage sont isolés pour les fractionner un par un³⁴. Si elle est rarement ressentie en surface, l'énergie libérée dans l'opération peut créer une activité sismique³⁵. Cette activité, appelée aussi « séismes induits », a une magnitude de 3 à 4; elle est parfois suffisamment forte pour être ressentie à la surface, mais suffisamment faible pour ne causer que rarement des dommages³⁶. Les événements sismiques se produisent habituellement dans une petite zone autour du puits. Le plus grand risque qu'ils posent est l'endommagement de l'équipement de forage et de production et de l'infrastructure rattachée. Un séisme de magnitude 3, par exemple, est approximativement comparable aux vibrations produites par le passage d'un camion³⁷.

³⁰ *Ibid.*

³¹ US Department of Energy, *op. cit.*, p. 49.

³² [www.geology.com, *Hydraulic Fracking of Oil and Gas Wells Drilled in Shale*](http://www.geology.com/articles/hydraulic-fracturing/). Sur Internet : <http://www.geology.com/articles/hydraulic-fracturing/>.

³³ *Ibid.*

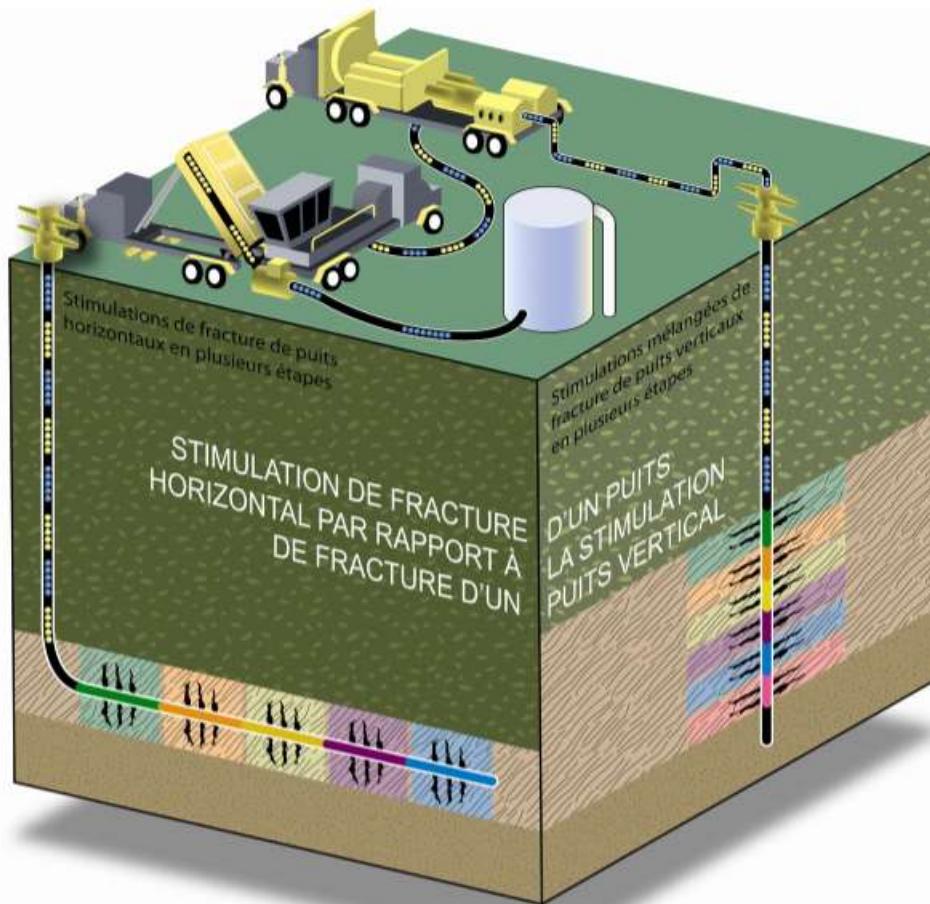
³⁴ ONE, *op. cit.*

³⁵ Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP), *Natural Gas Development*. Sur Internet : <http://www.capp.ca/canadian-oil-and-natural-gas/natural-gas/natural-gas-development#DiyHNz4iXNrv>.

³⁶ USGS, *Induced Earthquakes*, Earthquake Hazards Program. Sur Internet : <http://earthquake.usgs.gov/research/induced/>.

³⁷ American Petroleum Institute, *The Facts about Hydraulic Fracturing and Seismic Activity*, 2014, p. 2. Sur Internet : http://www.api.org/~media/Files/Policy/Hydraulic_Fracturing/HF-and-Seismic-Activity-Report-v2.pdf.

Figure 1.6 : Comparaison entre la fracturation horizontale et la fracturation verticale en plusieurs étapes



Source : ONE³⁸

La composition du fluide de fractionnement dépend de la géologie du shale; elle peut être déterminée, par exemple, par la présence de minéraux durs, comme la silice et la calcite. Si l'argile吸orbe le fluide, les schistes riches en silice sont d'excellents candidats à la fracturation hydraulique. Un autre critère est la pression interne du schiste; la fracturation hydraulique dans les schistes en état de surpression³⁹. Le choix du fluide de fractionnement résulte aussi des préférences de l'entreprise.

Le fluide contient généralement entre 98 et 99,5 % d'eau et de sable, mais il peut aussi comprendre d'autres produits, comme des gélifiants, qui en augmentent la viscosité^{40,41}. On appelle aussi le procédé qui y a recours « fracturation par fluide de type *slick-water* ». L'eau fracture le schiste et le sable sert d'agent de soutènement; il garde la fracture ouverte lorsque le

³⁸ ONE, *op. cit.*

³⁹ *Ibid.*

⁴⁰ American Petroleum Institute (API), *Hydraulic Fracturing at a Glance*, 2008.

⁴¹ US Department of Energy, *op. cit.*, p. 25.

fluide de fractionnement est récupéré pour la mise en production du puits⁴².

La concentration globale d'additifs dans la plupart des liquides de fracturation *slick-water* est relativement constante, elle est de 0,5 à 2 %⁴³. Les additifs comprennent des produits chimiques tels que des réducteurs de friction, des inhibiteurs de corrosion, des gélifiants et des inhibiteurs d'entartrage. Par exemple, le mélange de Questerre est composé de 99,5 % d'eau et de sable, le reste étant de l'acide, un réducteur de friction, un surfactif, un gélifiant, un antitartrare, un correcteur d'acidité, un agent de séparation, un agent de réticulation, un contrôleur de fer, un inhibiteur de corrosion, un agent antibactérien et un stabilisateur d'argile⁴⁴.

Si la composition des additifs varie, la plupart des produits chimiques contenus dans les fluides de fracturation sont des solutions que l'on retrouve dans la plupart des foyers. Par exemple, le contrôleur de fer est utilisé comme rehausseur de goût des aliments et des boissons, alors que le gel, employé pour épaisser l'eau dans la fracturation, sert dans l'industrie des cosmétiques et comme ingrédient dans les dentifrices. Il est toutefois important de noter que certains additifs chimiques sont considérés comme dangereux s'ils ne sont pas manipulés convenablement. L'acide dilué (15 %), par exemple, est principalement composé d'acide chlorhydrique (HCl). Les lubrifiants, les fluides de forage, les inhibiteurs de corrosion, les fluides de fracturation hydraulique et les biocides sont assujettis au Plan de gestion des produits chimiques et au Programme des nouvelles substances⁴⁵.

Aux États-Unis, la FRAC Act proposée exige que la composition des fluides de fracturation soit entièrement rendue publique. Elle accorde également à l'EPA les pouvoirs sur le processus de fracturation hydraulique. De plus, les agences de réglementation de plusieurs États – Arkansas, New York, Pennsylvanie, Texas et Wyoming – font aussi pression pour le dévoilement de la composition⁴⁶. Au Canada et aux États-Unis, la déclaration est actuellement volontaire; de nombreuses sociétés hésitent cependant à communiquer cette information, de peur de révéler des secrets commerciaux dans un environnement d'affaires concurrentiel. Haliburton, un pionnier de la technologie de fracturation hydraulique, répertorie les fluides qu'elle utilise dans ses zones de schiste aux États-Unis et nomme et détaille les solutions qu'elle utilise, ainsi que l'utilisation domestique et industrielle de ses additifs⁴⁷.

Le gros des fluides de fractionnement étant composé d'eau – entre 98 et 99,5 %⁴⁸ –, l'eau est essentielle à l'exploitation du gaz de schiste et du pétrole de réservoirs étanches. Pour cette raison, son utilisation et sa gestion, que ce soit son retrait, le transport de gros volumes, le

⁴² Ibid.

⁴³ Ibid.

⁴⁴ Questerre Energy Corp, *Hydraulic Fracturing*, septembre 2010.

⁴⁵ Canadian Society for Unconventional Gas (CSUG), *Understanding Hydraulic Fracturing*, janvier 2011, p. 6.

⁴⁶ J. Daniel Arthur et Jon W. Seekins, *Water and Shale Gas Development*, ALL Consulting, p. 21. Présentation à la National Association of Royalty Owners, à Pittsburgh, le 7 octobre 2010.

⁴⁷ Haliburton, *Hydraulic Fracturing Fluids Disclosure*. Sur Internet :

http://www.halliburton.com/public/projects/pubsdata/Hydraulic_Fracturing/fluids_disclosure.html.

⁴⁸ US Department of Energy, *op. cit.*, p. 25.

recyclage ou l'élimination, sont des questions importantes pour les parties prenantes et les organes de réglementation.

Le tableau 1.1 illustre le volume d'eau de fracturation hydraulique par puits dans divers schistes gazéifères aux États-Unis et au Canada. Le volume de fluide et d'eau dépend des qualités géologiques uniques du shale considéré et de la taille et du nombre d'étapes de l'opération⁴⁹. Il est courant d'utiliser de 3 500 à 15 000 m³ d'eau dans un puits horizontal profond à plusieurs étapes, alors que les zones uniques peu profondes peuvent n'en nécessiter que de 20 à 100 m³⁵⁰.

Si les volumes d'eau peuvent être plus importants, ils ne représentent qu'un faible pourcentage de son utilisation globale (par rapport à l'agriculture, à l'industrie et au secteur résidentiel), soit entre moins de 0,1 et 0,8 %⁵¹. Par exemple, alors que le shale de Marcellus nécessite 17 000 m³ d'eau par puits, près de 568 000 m³ sont consommés quotidiennement pour la production électrique dans le bassin de la Susquehanna⁵². L'eau est également utilisée pour l'approvisionnement public, l'industrie, l'exploitation minière, l'irrigation et l'élevage de bétail.

Tableau 1.1 : Besoins en eau de diverses zones de gaz de schiste

Zone de gaz de schiste	Volume d'eau de fracturation par puits (m ³)
Shale de Barnett	10 600
Shale d'Eagle Ford	16 300
Formation de Bakken	5 680
Shale de Haynesville	21 580
Bassin de la Horn	59 800
Shale de Marcellus	17 000

Source : USGC⁵³

À ce jour, la majeure partie de l'eau utilisée dans l'exploitation des shales est de l'eau douce de surface ou de l'eau souterraine. À l'occasion, l'eau est convoyée par camion ou par conduite jusqu'au puits, où elle est stockée dans de gros réservoirs ou de vastes bassins. Aux endroits où les besoins en eau sont élevés ou quand l'approvisionnement est limité, dans les régions arides ou durant les périodes de faibles précipitations, les exploitants recourent à des sources de remplacement, ils utilisent par exemple de l'eau recyclée ou de l'eau saumâtre non potable⁵⁴.

⁴⁹ Canadian Society for Unconventional Gas (CSUG), *Understanding Hydraulic Fracturing*, janvier 2011, p. 18.

⁵⁰ *Ibid.*

⁵¹ US Department of Energy, *op. cit.*, p. 65.

⁵² *Ibid.*

⁵³ USGS, *Hydraulic Fracturing ("Fracking") FAQ*. Sur Internet : <http://www.usgs.gov/faq/categories/10132/3824>.

⁵⁴ Canadian Society for Unconventional Gas (CSUG), *op. cit.*

Chapitre 2

Bassins du Québec : potentiel pétrolier et gazier

Si le premier forage pétrolier au Québec remonte aux années 1860, il y a eu peu d'exploration et de production pétrolières et gazières dans la province jusqu'à présent. Mais ses ressources en hydrocarbure suscitent aujourd'hui davantage d'intérêt – en particulier le gaz de schiste du shale d'Utica et le pétrole de réservoirs étanches du shale de Macasty, sur l'île d'Anticosti.

Les ressources en pétrole et en gaz naturel du Québec sont définies par six zones sédimentaires distinctes : les basses-terres du Saint-Laurent, le Bas-Saint-Laurent, l'estuaire du Saint-Laurent (bassin d'Anticosti), la Gaspésie, le golfe du Saint-Laurent et le nord du Québec⁵⁵. Les sociétés d'exploration et de production ont principalement axé leurs recherches de pétrole et de gaz naturel dans les basses-terres du Saint-Laurent, jusqu'au Saint-Laurent lui-même.

Cette étude met l'accent sur les basses-terres du Saint-Laurent, sur l'île d'Anticosti et sur la Gaspésie. Le shale d'Utica, riche en gaz, est situé dans les basses-terres du Saint-Laurent et renferme la plus grosse réserve de gaz naturel estimée de la province. Le shale de Macasty, quant à lui, se trouve sur l'île d'Anticosti, dans l'estuaire du Saint-Laurent. Si cette région est riche à la fois en gaz et en pétrole, on estime qu'elle abrite la plus grande réserve de pétrole du Québec. Si on n'est pas certain du volume d'hydrocarbures que recèle la Gaspésie, plusieurs projets exploratoires importants dans la partie nord-est de la péninsule méritent d'être examinés.

Ce chapitre se divise donc en trois parties : basses-terres du Saint-Laurent (shale d'Utica-Lorraine), île d'Anticosti (shale de Macasty) et Gaspésie.

Basses-terres du Saint-Laurent : shale d'Utica

La partie québécoise du shale d'Utica intéresse considérablement les sociétés d'exploration et de production nord-américaines. Beaucoup comparent Utica au shale de Barnett – une des formations schisteuses les plus prolifiques en Amérique du Nord. En raison de la proximité d'Utica avec les marchés du nord-est des États-Unis, le gaz devrait être avantageux sur le NYMEX (bourse qui fixe les cours des produits de base). En effet, le gaz utilisé dans la province soit est importé soit provient des zones développées et actives du nord-est de la Colombie-Britannique, qui sont éloignées des marchés de consommation. Dans les deux cas, cela signifie d'important frais de transport.

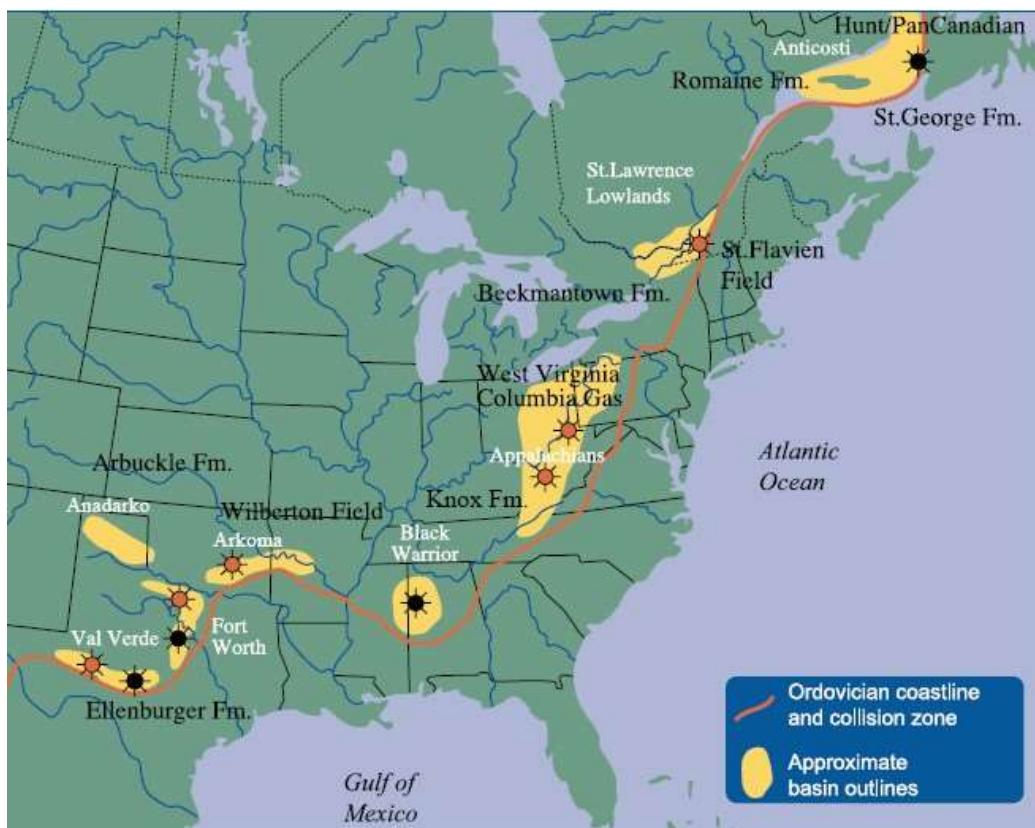
Le shale d'Utica est la plus étendue des ampélites d'Amérique du Nord; il s'étend de la Pennsylvanie

⁵⁵ Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, *L'exploration pétrolière et gazière au Québec : Un potentiel prometteur et insoupçonné*, p. 1. Sur Internet : <http://www.mern.gouv.qc.ca/publications/energie/exploration/exploration-gaziere-et-petroliere.pdf>.

et de l'État de New York jusqu'au Québec. Ce schiste ordovicien est situé dans l'énorme bassin des Appalaches et son nom vient de la ville d'Utica, dans l'État de New York.

La figure 2.1 illustre l'ancien littoral cambro-ordovicien de l'est des États-Unis et du Canada. Si la géologie est complexe, il existe de nombreuses similarités entre les basses-terres du Saint-Laurent et d'autres zones de schiste des États-Unis, dont plusieurs sont évidentes. Il est aussi important de noter les similitudes entre le shale d'Utica et la formation de Romaine sur laquelle se trouve l'île d'Anticosti.

Figure 2.1 : Bassins cambro-ordoviciens de l'est des États-Unis et du Canada



Source : Canaccord Adams⁵⁶

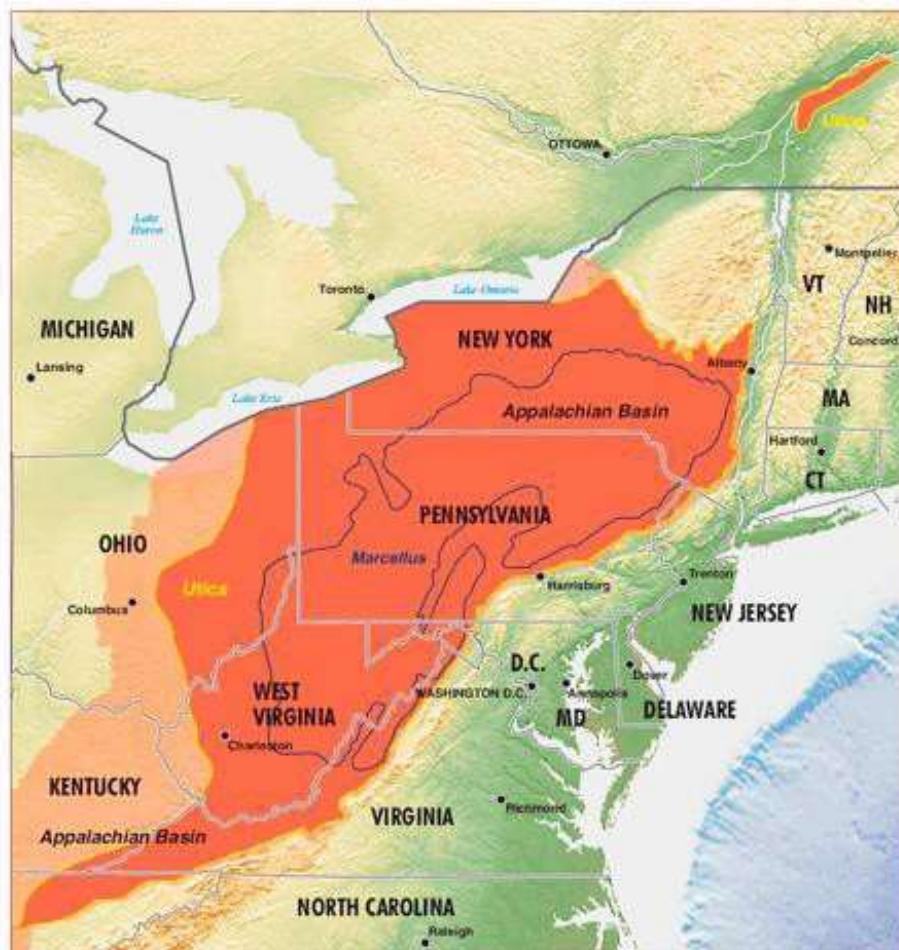
Utica est aussi le plus profonde et le plus ancienne des ampélites du continent, alors que les shales dévonien de l'Ohio sont les moins profonds et les plus jeunes. Le shale de Marcellus, qui se trouve dans les États de New York, de la Pennsylvanie, de la Virginie-Occidentale et dans l'est de l'Ohio, est quant à lui d'un âge et d'une profondeur intermédiaires. Il est le plus vaste sous-ensemble de l'énorme bassin des Appalaches, le plus grand bassin pétrolifère des États-Unis contigus⁵⁷.

La figure 2.2 illustre l'emplacement du shale d'Utica; la partie québécoise se trouve en haut à droite.

⁵⁶ Irene Hass, « Energy – Oil and Gas, Exploration and Production : Utica shale play in Québec – Forest oil announced new trend », *Daily Letter*, Canaccord Adams, 8 avril 2008, p. 5.

⁵⁷ www.geology.com, *Utica Shale – The Natural Gas Giant Below the Marcellus*. Sur Internet : <http://geology.com/articles/utica-shale/>.

Figure 2.2 : Carte du shale d'Utica



Source : Utica Shale News and Maps⁵⁸

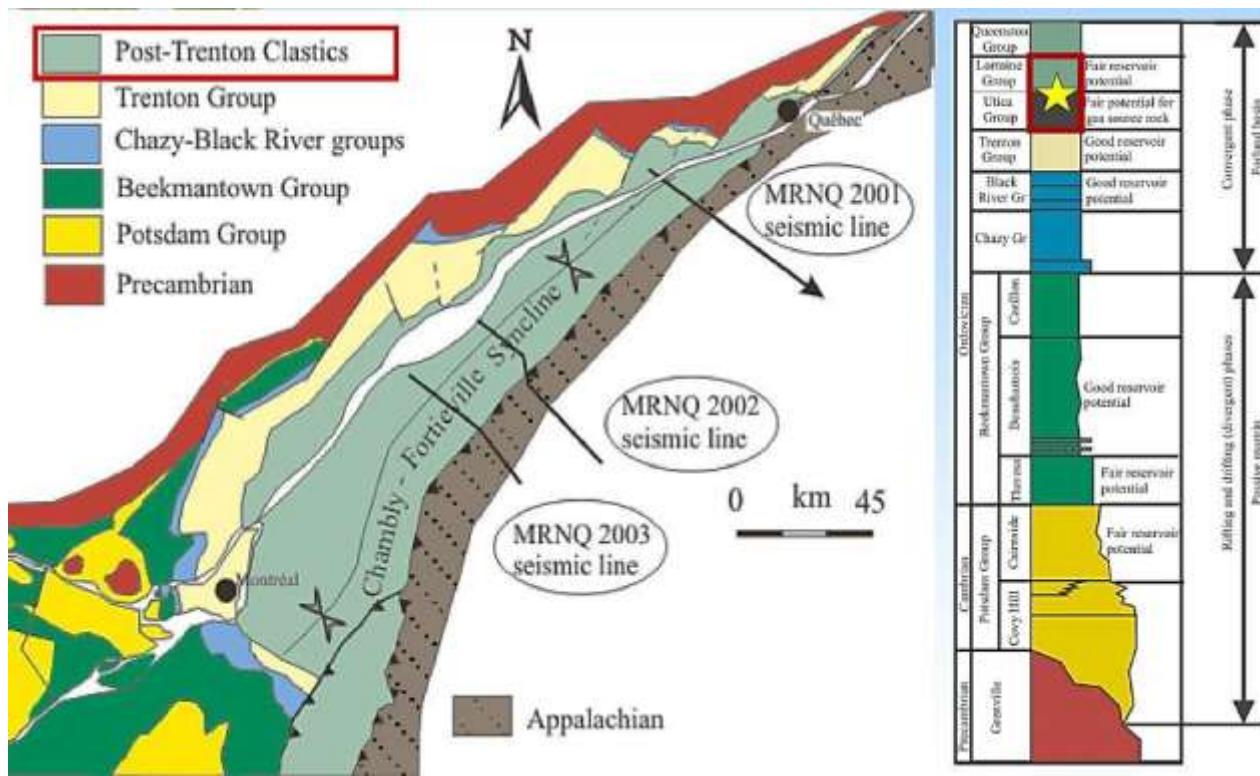
Dans la formation d'Utica, c'est le clastite Post-Trenton qui présente un certain potentiel. Il est divisé en deux groupes : le groupe d'Utica et le groupe de Lorraine. Le premier, qui sert d'assise au second, est composé d'une marne schisteuse riche en matières organiques et de schiste calcaire. Les deux forment une épaisse succession clastique maritime profonde qui recouvre la plateforme cambro-ordovicienne⁵⁹. Cette structure est illustrée à la figure 2.3, qui présente une carte géologique simplifiée des basses-terres du Saint-Laurent (à gauche) et la stratigraphie de la géologie (droite). Les trois profils sismiques indiqués ont été enregistrés en 1978 pour le compte du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles du Québec (MRNQ) et ont été récemment réinterprétés⁶⁰.

⁵⁸ Utica Shale News and Map, *Maps Of The Utica Shale* (consulté le 24 mai 2012). Sur Internet : <http://www.uticashalenews.com/wp-content/uploads/2011/08/utica-shale-map-3.gif>.

⁵⁹ Denis Lavoie, Robert Theriault et Michel Malo, *The Upper Ordovician Utica and Lorraine Shales in Southern Quebec: Sedimentological and Geochemical Frameworks*, Institut national de la recherche scientifique, p. 1.

⁶⁰ Stephan Séjourné, Jim R. Dietrich et Michel Malo, *New interpretations of industry seismic lines, southern Quebec Appalachians foreland*, Commission géologique du Canada, Recherches en cours, n° 2002-D1, 2002, p. 3.

Figure 2.3 : Carte géologique de la partie québécoise du shale d'Utica

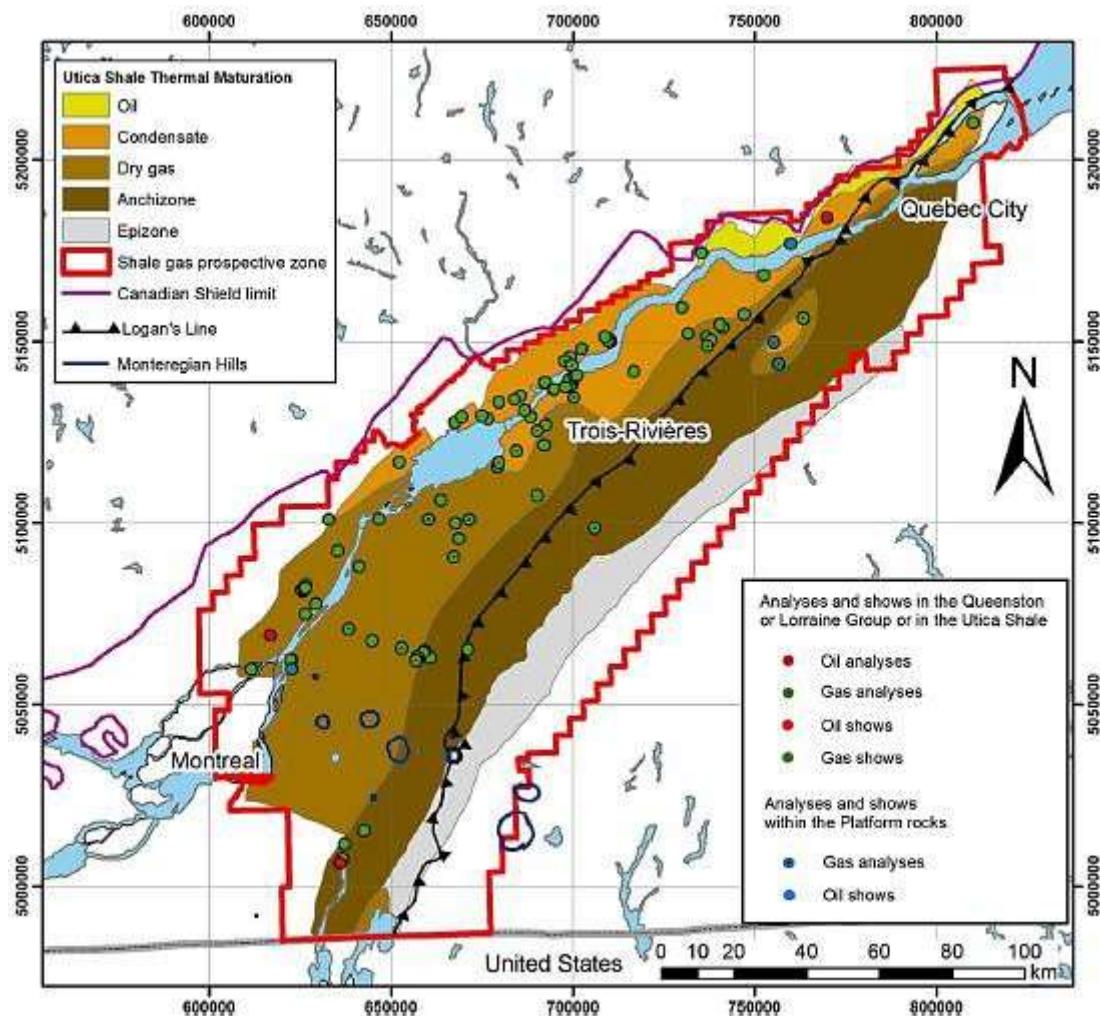


Source : Commission géologique du Canada⁶¹

La figure 2.4 illustre la distribution spatiale de la maturation thermique du shale d'Utica. Les couches riches en gaz sec et en condensat sont indiquées en orange et en brun clair. Les parties riches en pétrole des groupes d'Utica et de Lorraine, situés dans le shale ordovicien supérieur dans le nord de la zone, près de Québec, apparaissent en jaune. Si le shale comporte des cibles pétrolières, la vaste majorité de la zone vise le potentiel gazier.

⁶¹ D. Lavoie, A.P. Hamblin, R. Thériault, J. Beaulieu et D. Kirkwood, *The Upper Ordovician Utica Shales and Lorraine Group flysch in southern Quebec: Tectonostratigraphic setting and significance for unconventional gas*, Ottawa, Commission géologique du Canada, dossier public 5900, 2008, p. 8.

Figure 2.4 : Distribution spatiale du shale d'Utica



Source : *International Journal of Coal Geology*⁶²

Selon Wellington West Capital Markets, les estimations initiales de la zone potentielle de ressources récupérables seraient de 25 billions de pieds cubes (Tpi³) (700 Gm³) et les meilleures prospects s'étendent le long d'un corridor parallèle au Saint-Laurent, du sud-est de Montréal jusqu'à Québec⁶³. Par exemple, Questerre Energy Corporation, une société d'exploitation et de production possédant près d'un million d'acres, estime le gaz en place (GEP) original pour le shale d'Utica à 135 à 232 Tpi³ (3 780 à 6 496 Gm³) en chiffres bruts, la meilleure estimation étant de 155 Tpi³, et des ressources potentielles récupérables sans risque de 6 à 55 Tpi³ avec une meilleure estimation à 18 Tpi³. Junex, le plus gros propriétaire foncier en superficie de la zone, estime que le GEP original de ses ressources non découvertes est d'environ 49 Tpi³ et que ses ressources

⁶² Christine Rivard et coll., « An overview of Canadian shale gas production and environmental concerns », *International Journal of Coal Geology*, 2013, p. 10.

⁶³ Wellington West Capital Markets, *Energy Strategy – The shale d'Utica Gas Play, Part II*, 28 mai 2008.

récupérables nettes sont de 3,5 Tpi⁶⁴.

Le tableau 2.1 résume les diverses ressources des basses-terres du Saint-Laurent par bassin sédimentaire. Le potentiel pétrole et gazier de la zone d'Utica peut être divisé en trois bassins : les dolomies hydrothermales de l'Ordovicien inférieur, les dolomies hydrothermales de l'Ordovicien moyen à supérieur et le shale d'Utica de l'Ordovicien supérieur⁶⁵. Ces trois bassins sont riches en gaz, avec du gaz du schiste thermogénique à faible à moyenne profondeur, du gaz du schiste thermogénique à profondeur moyenne à élevée du gaz du schiste thermogénique structuré, respectivement⁶⁶. Le shale d'Utica de l'Ordovicien supérieur, d'une épaisseur de 100 à 220 m, est riche en gaz et en pétrole. Cette portion du shale des basses-terres du Saint-Laurent située près de Québec est aussi riche en liquide⁶⁷.

Tableau 2.1 : Résumé des estimations pour les basses-terres du Saint-Laurent

Type de zone	Nature de la ressource	Volume médian estimé	Étude de référence (année de publication)
Dolomies hydrothermales de l'Ordovicien inférieur	Gaz	20 Gpi ³	Lavoie et coll. (2009)
Dolomies hydrothermales de l'Ordovicien moyen à supérieur	Gaz	114 Gpi ³	Lavoie et coll. (2009)
Shale d'Utica de l'Ordovicien supérieur	Gaz	176 730 Gpi ³	Chen et coll. (2014)
	Pétrole	1,87 milliard de barils	Chen et coll. (2014)

Source : Institut national de la recherche scientifique⁶⁸

Junex inc., une entreprise basée à Québec, possède plus de 5 millions d'acres nets⁶⁹. Elle détient des permis d'exploration pour les basses-terres du Saint-Laurent, la Gaspésie et l'île d'Anticosti. Dans le premier, elle possède un permis d'exploration pour 584 338 hectares (1 443 931 acres)⁷⁰

⁶⁴ Peter Dorrins, *Petroleum & Natural Gas Resource Potential of Quebec Shales - Exploration & Production*, Junex, p. 3. Présentation effectuée le 24 janvier 2012.

⁶⁵ Stephan Séjourné et Michel Malo, *Géologie et potentiel en hydrocarbures des bassins sédimentaires du sud du Québec*, Institut national de la recherche scientifique, Centre Eau Terre Environnement, rapport de recherche R1552, janvier 2015, p. 5.

⁶⁶ Peter Dorrins, *The Utica Shale Play – It All Started in Quebec Nature & Potential*, Junex, p. 17. Présentation effectuée au 2nd Annual Shale Development Satrategies, Houston, 12 et 13 septembre 2012.

⁶⁷ *Ibid.*

⁶⁸ Stephan Séjourné et Michel Malo, *loc. cit.*

⁶⁹ Junex, *Des millions d'acres à explorer : Trouver du pétrole et gaz naturel au Québec*. Sur Internet : <http://www.junex.ca/explorer-quebec>.

⁷⁰ Junex, *Un bassin gazier en émergence : Basses-Terres du Saint-Laurent*. Sur Internet : <http://www.junex.ca/basses-terres-st-laurent>. Données en date du 12 décembre 2016.

pour lesquelles elle estime à 3,7 Gpi³ le volume de gaz naturel récupérable⁷¹.

Après la réussite de sondages verticaux exploratoires menés en 2008 et en 2009, les exploitants implantés dans les basses-terres du Saint-Laurent, menés par Talisman Energy, Forest Oil et Questerre, ont lancé en 2010 un programme de puits pilotes horizontaux pour évaluer la commercialité du shale d'Utica. Les premiers résultats des trois puits initiaux – Saint-Édouard, Léclercville et Gentilly –, forés dans différentes parties du chenal ont incité à passer à l'étape suivante. Plus de 100 millions de dollars ont été investis jusqu'à ce que les travaux de forage soient suspendus dans l'attente des conclusions de l'évaluation environnementale.

Île d'Anticosti : shale de Macasty

L'île d'Anticosti est située dans le golfe du Saint-Laurent, au large de la Gaspésie. Elle fait partie de la région de l'estuaire du Saint-Laurent. Si l'île, qui mesure environ 220 km de long par 56 km de large, est le lieu d'explorations depuis les années 1960, on ne s'intéresse au shale de Macasty que depuis très récemment. Cinq sondages stratigraphiques y ont été réalisés en 2014 et sept autres en 2015⁷².

Réputée pour la chasse, la pêche et le tourisme, l'île d'Anticosti compte 240 habitants concentrés dans la seule agglomération, le village de Port-Menier⁷³. Elle abrite le shale de Macasty, qui présente un important potentiel pétrolier et gazier, comparable à celui des shales de l'Ohio et d'Utica, dont il est l'équivalent latéral⁷⁴. Le shale de Macasty a été identifié comme la roche-mère des hydrocarbures du bassin sédimentaire de l'île d'Anticosti. L'île appartient en effet à un bassin sédimentaire du Paléozoïque inférieur qui englobe toutes les roches de surface et de sous-surface de l'île, jusqu'au socle précambrien du Bouclier canadien⁷⁵.

La figure 2.5 illustre l'emplacement de zones des schistes ordoviciens du Québec. Il s'agit d'une ampélite riche en matières organiques, qui est stratigraphiquement équivalente au shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent et des zones de gaz de schiste analogues du nord-est des États-Unis⁷⁶. Tout comme les zones des basses-terres du Saint-Laurent sont comparables aux autres zones schisteuses des États-Unis, le shale de Macasty présente des similitudes avec le shale d'Utica. Par exemple, tous deux datent de l'Ordovicien⁷⁷, ce qui est un élément important parce ce qu'il s'agit d'un milieu géologique recélant de fortes quantités de pétrole brut, de gaz naturel et de gaz naturel liquide en Ohio et en Pennsylvanie⁷⁸.

⁷¹ Ibid.

⁷² Ressources naturelles Canada, *Ressources de schiste et de réservoirs étanches du Québec*. Sur Internet : <https://www.rncan.gc.ca/energie/sources/schiste-reservoirs-etanches/17715>.

⁷³ Gouvernement du Québec, *Exploration à Anticosti, Portrait de l'Île*. Sur Internet : <http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/ile-anticosti.asp>.

⁷⁴ Corridor Resources, *Macasty Formation*. Sur Internet : <http://www.corridor.ca/oil-gas-exploration/macasty-formation.html>.

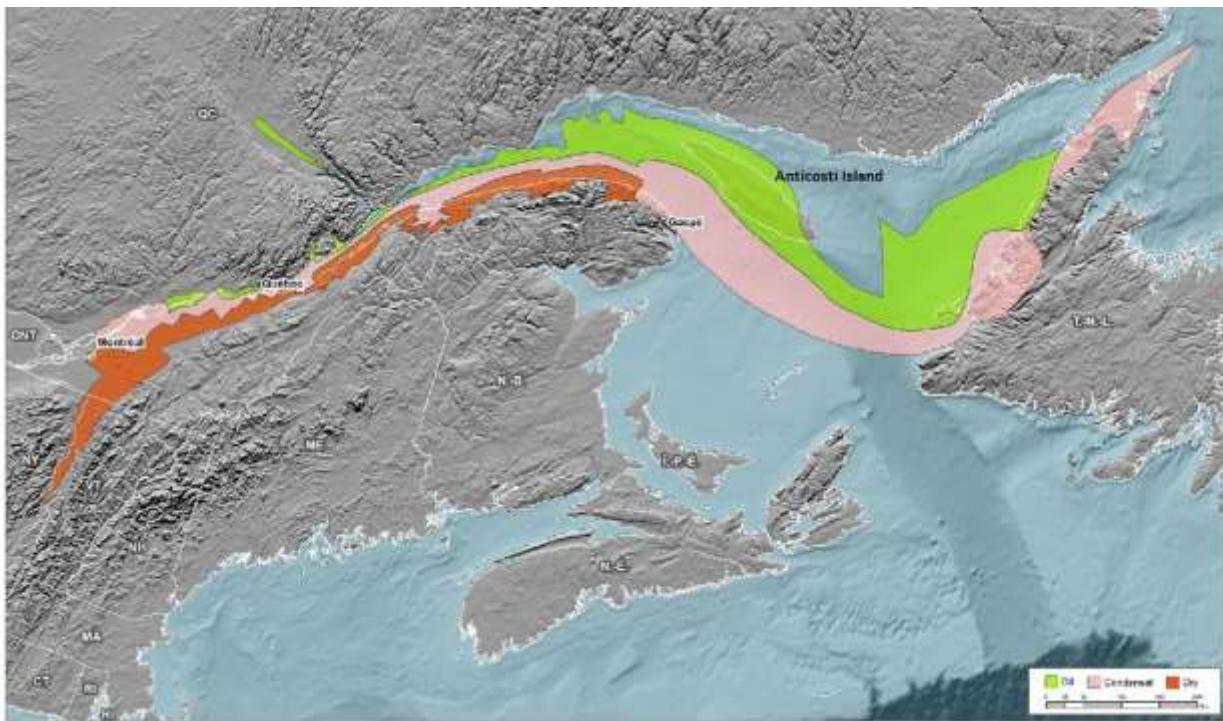
⁷⁵ Ressources naturelles Canada, *op. cit.*

⁷⁶ Hydrocarbures Anticosti, *Géologie : Anticosti*. Sur Internet : <http://hydrocarbures-anticosti.com/fr/projet/geologie>.

⁷⁷ Ibid.

⁷⁸ Geology.com, *Utica Shale – The Natural Gas Giant Below the Marcellus*. Sur

Figure 2.5 : Régimes de maturité thermique des shales ordoviciens du Québec



Source : Junex⁷⁹

La figure 2.5 montre également les zones renfermant du pétrole, du condensat et du gaz sec. Comme il est mentionné plus haut, le shale d'Utica contient ces trois types de ressources. Si le shale d'Utica est riche en gaz, le shale de Macasty est, lui, principalement riche en pétrole.

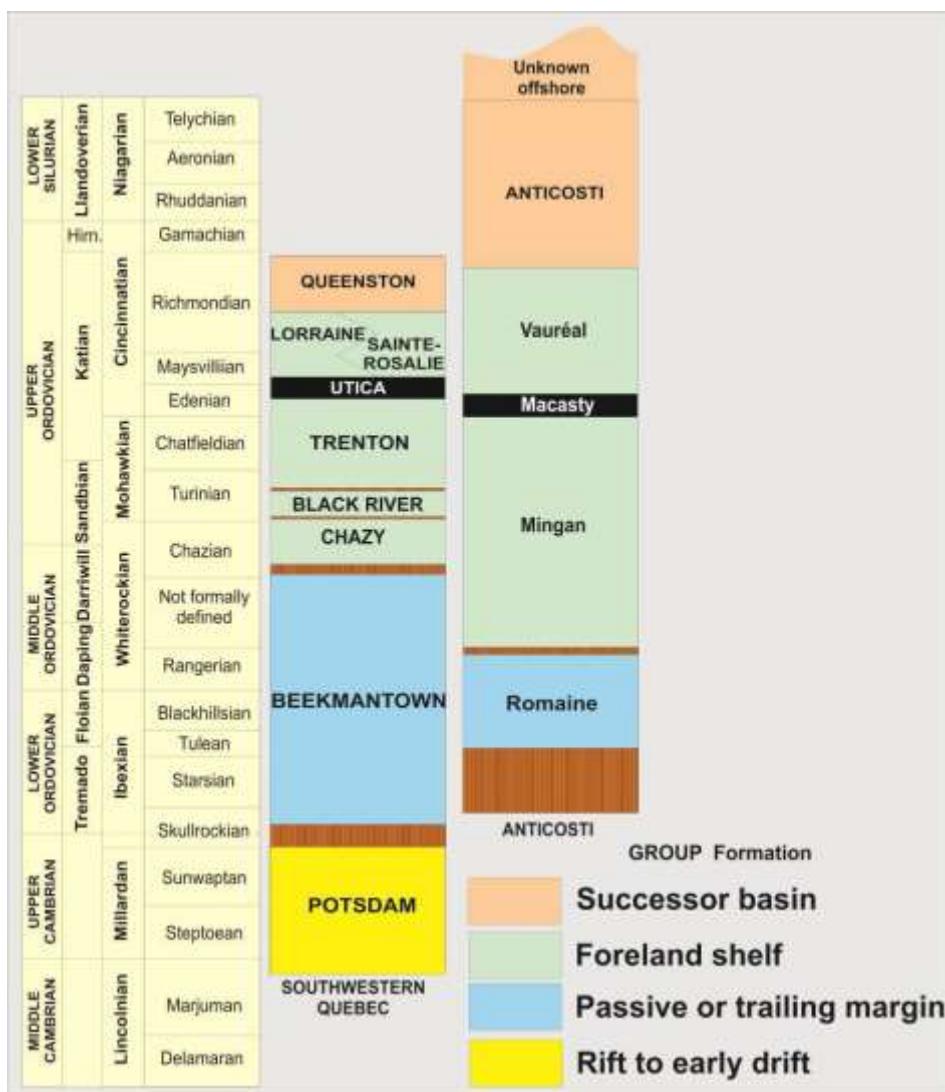
La figure 2.6 représente la stratigraphie de l'île d'Anticosti. Le shale d'Utica et le shale de Macasty datent de l'Ordovicien supérieur et sont indiqués par des étiquettes noires. Le shale de Macasty recouvre la formation de Mingan, qui est comparable au clastite de Trenton précédemment mentionné⁸⁰.

Internet : <http://geology.com/articles/utica-shale/>.

⁷⁹ Peter Dorrins, *The Utica Shale Play – It All Started in Québec Nature & Potential*, Junex, p. 21. Présentation effectuée au 2nd Annual Shale Development Strategies, Houston, 12-13 septembre 2012.

⁸⁰ Hydrocarbures Anticosti, *op. cit.*

Figure 2.6 : Stratigraphie du shale de Macasty

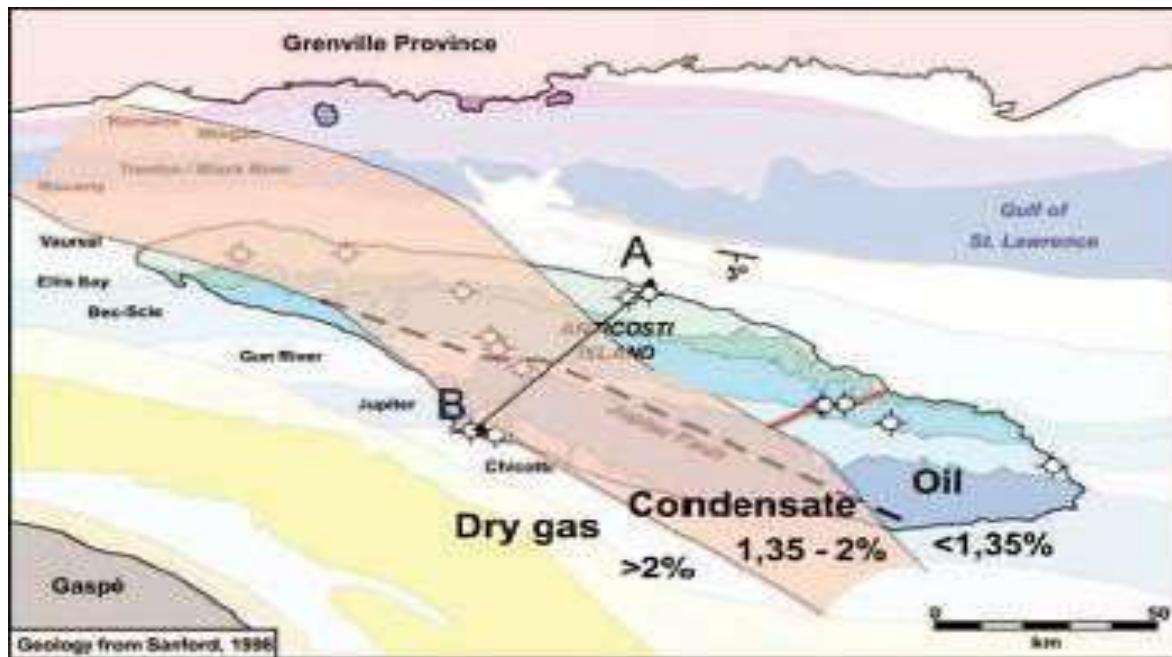


Source : Denis Lavoie et Robert Theriault⁸¹

La figure 2.7 illustre plus en détail les régimes de maturité thermique. Les cibles de l'île d'Anticosti sont divisées entre le condensat et le pétrole de réservoirs étanches. Les parties nord et est de l'île sont riches en pétrole, alors que le sud et l'ouest sont riches en gaz sec, et un couloir qui s'étend vers le nord-ouest renferme du condensat. Les parties les moins profondément enfouies du shale de Macasty sont intéressantes pour le pétrole, alors que les parties les plus profondes le sont pour le gaz.

⁸¹ Denis Lavoie et Robert Theriault, *Upper Ordovician shale gas and oil in Quebec: Sedimentological, geochemical and thermal frameworks*, p. 3. Présentation à la GeoConvention 2012: Vision. Sur Internet : http://www.geoconvention.com/archives/2012/030_GC2012_Upper_Ordovician_Shale_Gas-and_Oil_in_Quebec.pdf.

Figure 2.7 : Régimes de maturité thermique de l'île d'Anticosti



Source : Stephan Séjourné et Michel Malo⁸²

Le tableau 2.2 résume les diverses estimations des ressources de l'île d'Anticosti. S'il existe cinq bassins sédimentaires sur l'île, le potentiel pétrolier et gazier peut y être réparti sur trois d'entre eux : les dolomies hydrothermales de l'Ordovicien inférieur, les dolomies hydrothermales de l'Ordovicien moyen à supérieur et le shale d'Utica de l'Ordovicien supérieur⁸³.

Les deux premiers bassins sont riches en pétrole et en gaz naturel, le troisième n'est riche qu'en pétrole et intéresse particulièrement les sociétés d'exploration et de production. Il recèle en effet la plus grande réserve de pétrole estimée au Québec. Les estimations qu'en ont faites Pétrolia et Junex, deux acteurs majeurs de l'industrie à Anticosti, sont incluses dans le tableau 2.2.

⁸² Stephan Séjourné et Michel Malo, *op. cit.*, p. 80.

⁸³ *Ibid.*, p. 81.

Tableau 2.2 : Estimation des principales zones de l'île d'Anticosti

Type de zone	Nature de la ressource	Volume médian estimé	Étude de référence (année de publication)
Dolomies hydrothermales de l'Ordovicien inférieur	Gaz	17 Gpi ³	Lavoie et coll. (2009)
	Pétrole	22,6 millions de barils	Lavoie et coll. (2009)
Dolomies hydrothermales de l'Ordovicien moyen à supérieur	Gaz	103 Gpi ³	Lavoie et coll. (2009)
	Pétrole	40,7 millions de barils	Lavoie et coll. (2009)
Shale d'Utica de l'Ordovicien supérieur	Pétrole	43,6 milliards de barils	Pétrolia (2011b)
	Pétrole	102,4 milliards de barils	Junex (2011b)

Source : Institut national de la recherche scientifique⁸⁴

Selon Corridor Resources, le volume de pétrole en place (PEP) non découvert serait de 20,9 à 45,2 milliards de barils d'équivalent pétrole (Gbep)⁸⁵. De son côté, Pétrolia estime qu'il est de 19,8 à 48,2 Gbep⁸⁶. Junex évalue, elle, que les 233 275 acres qu'elle possède sur l'île seulement pourraient renfermer un volume de PEP de 12,2 milliards de barils⁸⁷.

Corridor Resources et Pétrolia sont devenues partenaires en 2010 au sein d'Hydrocarbures Anticosti S.E.C.⁸⁸ Le capital de cette coentreprise est réparti entre Ressources Québec (35 %), Corridor Resources (21,67 %), Pétrolia (21,67 %) et Maurel et Prom, une société française (21,67 %)^{89,90}. Le gouvernement du Québec a annoncé à la mi-février 2014 la conclusion

⁸⁴ Ibid., p. 7.

⁸⁵ Corridor Resources, *Summary of Estimates of Total Unrisked Undiscovered Petroleum Initially-in-Place, Macsty Shale, Anticosti Island, Québec, as of April 30, 2015*. Sur Internet : <http://hydrocarbures-anticosti.com/imports/medias/documentation/table-s-1-an.pdf>.

⁸⁶ Sproule, *Resource Assessment of the Macasty Formation in Certain Petroleum and Natural Gas Holdings on Anticosti Island for Petrolia Inc. and Corridor Resources Inc. (As of 1 June 2011)*, p. 1. Sur Internet : <http://www.petroliagaz.com/imports/medias/pdf/rapports-financiers/2011-rapport-51-101-anticosti-en.pdf>.

⁸⁷ Peter Dorrins, *Petroleum & Natural Gas Resource Potential of Quebec Shales - Exploration & Production*, Junex, p. 37. Présentation effectuée le 24 janvier 2012.

⁸⁸ Sproule, *op. cit.*, p. 15.

⁸⁹ Corridor Resources, *Corridor Announces \$100 Million Anticosti Joint Venture: The Government of Quebec and Maurel & Prom to Invest*. Sur Internet : <http://www.corridor.ca/2014/02/13/corridor-announces-100-million-anticosti-joint-venture-the-government-of-quebec-and-maurel-prom-to-invest/>.

⁹⁰ Hydrocarbures Anticosti, *Entreprise : Profil*. Sur Internet : <http://hydrocarbures-anticosti.com/fr/entreprise>.

d'une entente avec Pétrolia et Corridor Resources pour la détermination du potentiel pétrolier de l'île d'Anticosti⁹¹.

Ce partenariat est bien connu pour avoir foré le puits Pétrolia-Corridor Chaloupe n° 1 dans la portion sud-est de l'île. Percé en 2010, ce puits révèle que le schiste de l'Ordovicien supérieur est en fait riche en pétrole⁹². Ce sondage d'exploration a relevé que le schiste a une porosité moyenne de 4 à 6 % et que ses caractéristiques sont semblables à celle du shale de l'Ohio en ce qui concerne l'épaisseur, le carbone organique total, la teneur en argile et la saturation en hydrocarbures⁹³. Par contre, l'épaisseur moyenne du schiste y est de 20 à 175 mètres, soit légèrement moins qu'à Utica (50 à 300 mètres)⁹⁴.

Les sociétés d'exploration et de production qui mènent des activités sur l'île d'Anticosti pourraient profiter de caractéristiques géographiques uniques. En effet, en raison de la proportion d'eau – de 98 à 99,5 %⁹⁵ – que contiennent les fluides de fracturation hydraulique, cette ressource est essentielle à l'exploitation du gaz de schiste et du pétrole de réservoirs étanches. Même si le volume de fluide de fracturation et d'eau dépend des qualités géologiques uniques du schiste et de la taille et du nombre d'étapes de la fracturation hydraulique⁹⁶, l'île d'Anticosti offre une possibilité unique, celle d'utiliser l'eau de mer.

Les entreprises emploient d'ailleurs l'eau de mer comme fluide de base dans différentes parties du monde, mais généralement pour la fracturation extracôtière, comme dans le système SeaQuest d'Haliburton.

Toutefois, la composition chimique du réservoir doit s'y prêter, car certains minéraux composant la roche peuvent réagir au contact des minéraux présents dans l'eau. Par exemple, un des inconvénients de l'eau de mer est qu'elle contient du sulfate, qui crée des dépôts⁹⁷. Dans la plupart des gisements de gaz de schiste, il est absurde d'envisager l'approvisionnement en eau de mer par camion, mais en raison de la proximité du golfe du Saint-Laurent, il peut s'agir d'une solution intéressante à Anticosti. Tout dépendra du schiste.

La figure 2.8 répertorie les détenteurs de parcelles pétrolières et gazières sur l'île. Une des caractéristiques qui distinguent Anticosti des autres régions du Québec en ce qui concerne le potentiel pétrolier et gazier est que seule une poignée d'entreprises y œuvrent : Anticosti Hydrocarbures, Junex et Transamerican Energy. D'autres sociétés y ont toutefois déjà effectué

⁹¹ Gouvernement du Québec, *Ententes en cours*. Sur Internet : <http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/ententes-anticosti-petrolia-maurel.asp>.

⁹² « Petrolia: First Ressources Assessment of Macasty Shale, Anticosti Island, Quebec », *Market Wired*, 29 juin 2011. Sur Internet : <http://www.marketwired.com/press-release/petrolia-first-resource-assessment-of-macasty-shale-anticosti-island-quebec-tsx-v-pea-1532654.htm>.

⁹³ Rigzone, *Pétrolia: Anticosti Macasty Comparable to Utica Shale*, 21 février 2012.

⁹⁴ Denis Lavoie et Robert Theriault, *op. cit.*, p. 3.

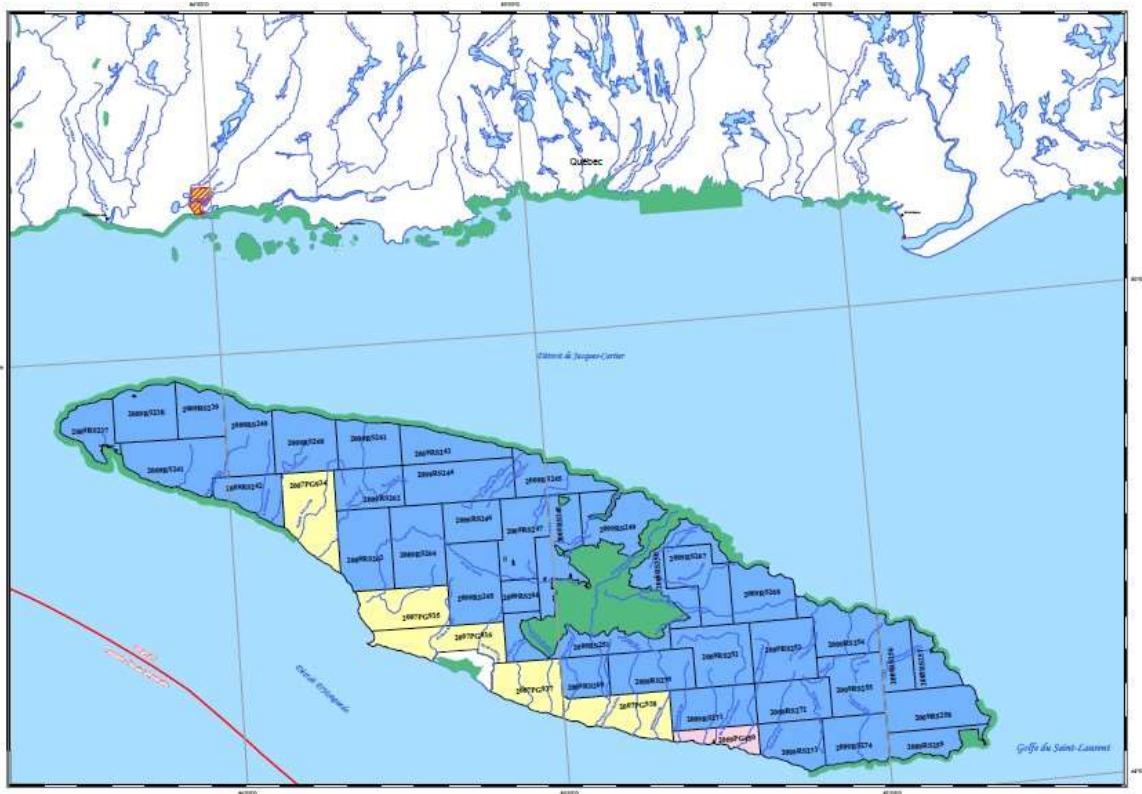
⁹⁵ US Department of Energy, *Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer*, US Department of Energy, Office of Fossil Energy and the National Energy Technology Laboratory, avril 2009, p. 25.

⁹⁶ Canadian Society for Unconventional Gas (CSUG), *Understanding Hydraulic Fracturing*, janvier 2011, p. 18.

⁹⁷ Carl Montgomery, Chapter 2 Fracturing Fluid Components, p. 25. Sur Internet : <http://cdn.intechopen.com/pdfs-wm/44660.pdf>.

des forages par le passé, comme Imperial Oil, Consolidated Paper, Atlantic Richfield, New Associated Developments, Gamache Exploration and Mining, SOQUIP, Shell, Encal et HQPG.

Figure 2.8 : Carte des permis d'exploration pétrolière et gazière sur l'île d'Anticosti



Source : Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles⁹⁸

Le plus grand détenteur de parcelles est Hydrocarbures Anticosti, dont la superficie nette détenue est indiquée en bleu. Elle prévoit consacrer en tout 100 millions de dollars pour effectuer les sondages stratigraphiques et le forage des puits exploratoires dans les prochaines années⁹⁹. Le projet se déroulera en deux phases. La première, d'un coût total de 55 millions, comprendra la réalisation d'environ 15 sondages stratigraphiques (2014 et 2015) et le forage de trois puits horizontaux avec fracturation en plusieurs étapes (2016). La deuxième phase, d'un montant de 45 millions de dollars, sera déterminée par les résultats de la phase initiale¹⁰⁰. Le partenariat travaille en étroite collaboration avec la population d'Anticosti et respecte les exigences environnementales relatives à l'écosystème sensible de l'île¹⁰¹. Les travaux d'exploration sont supervisés par le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles et par le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements

⁹⁸ Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, Carte des détenteurs de permis de recherche. Sur Internet : <http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/documents/carte-detenteurs-permis.pdf>.

⁹⁹ Hydrocarbures Anticosti, *Projet : L'entente*. Sur Internet : <http://hydrocarbures-anticosti.com/fr/projet>.

¹⁰⁰ *Ibid.*

¹⁰¹ Gouvernement du Québec, *op. cit.*

climatiques (MDDELCC)¹⁰².

Junex est le plus gros acteur sur l'île d'Anticosti. Cette société, dont le siège social est situé à Québec, y détient 233 275 acres – principalement en raison du potentiel pétrolier du shale de Macasty¹⁰³. Ses parcelles sont indiquées en jaune sur la figure 2.8. Junex ne possède pas de programme d'exploration à Anticosti pour le moment.

Péninsule de Gaspé (Gaspésie)

La Gaspésie attire les forages pétroliers depuis 1865¹⁰⁴. Aujourd'hui, la majeure partie de l'exploration s'effectue dans la partie nord-est de la péninsule. Divers puits exploratoires ont permis d'y détecter plusieurs bassins sédimentaires.

La figure 2.9 illustre la géologie du Silurien-Dévonien de la région, y compris les quatre principales occurrences de dolomies hydrothermales de carbonates du Silurien inférieur : 1) le secteur du ruisseau Isabelle, 2) la carrière de Saint-Cléophas, 3) le secteur de Petit-Rocher-Belledune (Nouveau-Brunswick) et 4) la section du quai de New Richmond¹⁰⁵.

¹⁰² Gouvernement du Québec, *Exploration a Anticosti*. Sur Internet :

<http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/exploration-petroliere-anticosti.asp>.

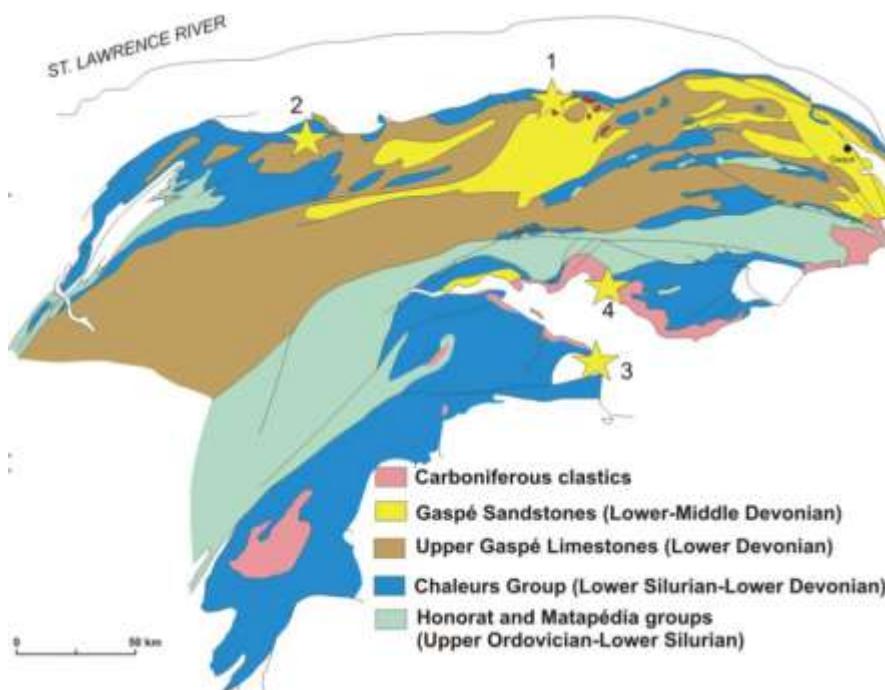
¹⁰³ « Junex Announces Exploration Operations on its Macasty Shale Oil Play on Anticosti Island », *Market Wired*, 25 avril 2012 (consulté le 5 juin 2012). Sur Internet : <http://www.marketwired.com/press-release/junex-announces-exploration-operations-on-its-macasty-shale-oil-play-on-anticosti-island-tsx-venture-jnx-1648703.htm>.

¹⁰⁴ Gouvernement du Québec, *Exploration en Gaspésie et dans le Bas-Saint-Laurent*. Sur Internet :

<http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/gaspesie-exploration-hydrocarbures.asp>.

¹⁰⁵ Denis Lavoie et Nicolas Pinet, *Mapping the Basement – Assessing the Potential for Hydrothermal Dolomitization in the Paleozoic of Eastern Canada*. Présentation effectuée au 2008 CSPG CSEG CWLS Convention, Calgary, 12 au 15 mai 2008, p. 2. Sur Internet : <http://www.geoconvention.com/archives/2008/010.pdf>.

Figure 2.9 : Carte géologique de la Gaspésie



Source : Denis Lavoie et Nicolas Pinet¹⁰⁶

La Gaspésie comprend six bassins sédimentaires définis : les sédiments clastiques du Cambro-Ordovicien de la bande taconique, les calcaires de l'Ordovicien supérieur et du Silurien inférieur, les dolomies hydrothermales du Silurien inférieur et du Dévonien inférieur, les brèches à carbonates dolomitises du Dévonien inférieur et les grès fluviatiles du Dévonien inférieur. Ce sont les deux derniers qui suscitent l'intérêt.

Le tableau 2.3 illustre ces deux zones sédimentaires. Pétrolia et Junex ont lancé trois projets d'exploration dignes de mention : Haldimand, Bourque et Galt.

¹⁰⁶ *Ibid.*

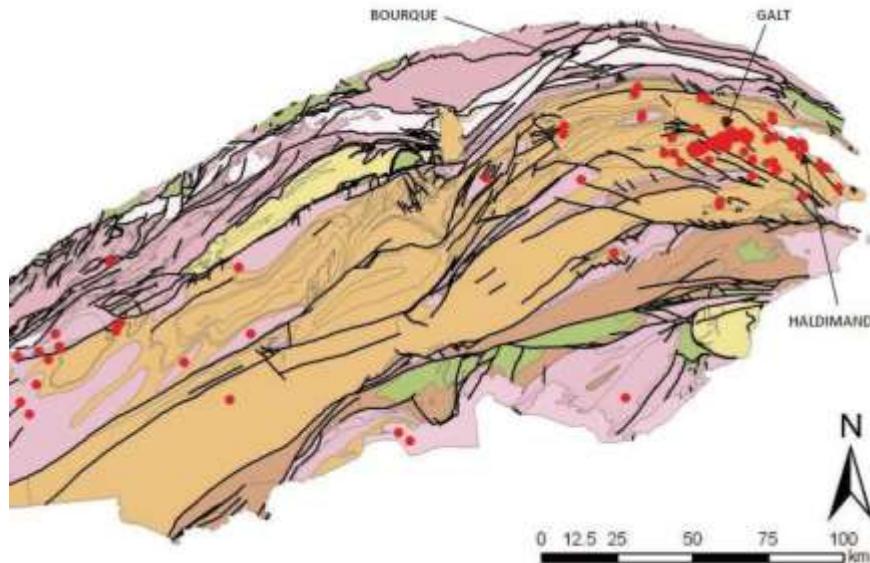
Tableau 2.3 : Estimation des principales zones de Gaspésie

Type de zone	Nature de la ressource	Volume médian estimé	Prospect ou réservoir de référence au Québec	Étude de référence (année de publication)
Brèches à carbonates dolomitisés du Dévonien inférieur	--	--	Galt, Bourque	--
Grès fluviatiles du Dévonien inférieur	Pétrole	102 millions de barils	Haldimand	Lavoie et coll. (2009)

Source : Institut national de la recherche scientifique¹⁰⁷

De 2008 à 2013, plus de 40 millions de dollars ont été dépensés en exploration dans ces trois projets¹⁰⁸. La figure 2.10 illustre l'emplacement de ces derniers et des puits forés depuis 1860 (points rouges).

Figure 2.10 : Emplacement des puits forés en Gaspésie



Source : Séjourné et Malo¹⁰⁹

Le projet d'Haldimand est connu géologiquement pour son potentiel pétrolier. Pétrolia y a foré le puits n° 1 en 2005 et le puits n° 2 en 2009¹¹⁰. Le 30 décembre 2014, elle a également terminé

¹⁰⁷ Stephan Séjourné et Michel Malo, *op. cit.*, p. 122.

¹⁰⁸ *Ibid.*

¹⁰⁹ *Ibid.*, p. 65.

¹¹⁰ Gouvernement du Québec, *Droits accordés et détails sur les projets en cours*. Sur Internet : <http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/gaspesie-droit->

le puits n° 4, un puits horizontal foré sans fracturation d'une longueur totale de 2 630 m¹¹¹. Une évaluation indépendante effectuée par Sproule Associates Limited a estimé les ressources en place à 69,7 millions de barils et la partie récupérable à 7,7 millions de barils¹¹².

Pétrolia dirige aussi le projet Bourque, un réservoir à potentiel de pétrole et de gaz naturel¹¹³. Elle y a foré les puits n° 1 et 2 en 2012¹¹⁴ et Sproule Associates Limited a évalué la ressource en place en avril 2013 à plus de 1 billion de pieds cubes de gaz sec¹¹⁵. Ces puits ont confirmé la présence d'un réservoir contenant du pétrole, du condensat et du gaz naturel. Le 5 août 2015, l'entreprise a annoncé qu'elle lançait l'élaboration d'un programme de confirmation des ressources pour ce projet, afin d'avoir une meilleure idée des ressources en place et du volume potentiellement récupérable¹¹⁶.

Le projet Galt est dirigé par Junex, qui détient 300 000 hectares sous permis en Gaspésie¹¹⁷. Le puits n° 4, qui a été foré en 2014, y a un débit de 300 barils de pétrole par jour¹¹⁸. Le 31 juillet 2015, Junex a foré par battage le puits n° 5 à une profondeur totale de 2 500 m, dont la moitié est horizontale¹¹⁹. Netherland, Sewell & Associates Inc. a récemment estimé le pétrole en place à 557 millions de barils pour les formations de Forillon et d'Indian Point au Québec. La partie nette des ressources récupérables de l'exploitant est de 55,7 millions de barils¹²⁰.

[accorde.asp.](#)

¹¹¹ Market Wired, *Petrolia Inc./Haldimand 4: Drilling is Completed*, 6 juillet 2015. Sur Internet :

<http://www.marketwired.com/press-release/Pétrolia-inc-haldimand-4-drilling-is-completed-tsx-venture-pea-1980584.htm>.

¹¹² Pétrolia, *Projets*. Sur Internet : <http://www.petrolia-inc.com/fr/corporatif/projets/projet-haldimand>.

¹¹³ Gouvernement du Québec, *Droits accordés et détails sur les projets en cours*, loc. cit.

¹¹⁴ *Ibid.*

¹¹⁵ Maretwired, Petrolia: New Outlook for the Bourque Project, 5 août 2015. Sur

Internet : <http://www.marketwired.com/press-release/P%C3%A9trolia-new-outlook-for-the-bourque-project-tsx-venture-pea-%202045219.htm>.

¹¹⁶ *Ibid.*

¹¹⁷ Junex, *Un géant pétrolier qui dort?* (consulté le 18 décembre 2015). Sur Internet : <http://www.junex.ca/gaspesie>.

¹¹⁸ « Junex spuds fifth well on Quebec's Galt prospect », *Oil & Gas Journal*, 31 juillet 2015. Sur Internet :

<http://www.ogj.com/articles/2015/07/junex-spuds-fifth-well-on-quebec-s-galt-prospect.html>.

¹¹⁹ *Ibid.*

¹²⁰ *Ibid.*

Chapitre 3

Coûts de production et demande du marché

Coût de l'offre au Québec

Pour jauger la compétitivité de l'exploitation pétrolière et gazière au Québec, il est important d'estimer le coût de l'offre de ces deux produits. Ce coût est le prix (en dollars canadiens de 2015) du pétrole ou du gaz nécessaire pour couvrir les dépenses en capital, les charges d'exploitation, les redevances, les impôts, et obtenir un certain rendement du capital investi à chaque puits.

Pour qu'un puits de pétrole ou de gaz soit économiquement viable, la différence entre les revenus totaux tirés de sa production et les coûts doit compenser la mise de fonds initiale et les coûts du terrain. Si le coût de l'offre est inférieur aux prix actuels du marché, le puits peut être entièrement rentabilisé durant sa durée de vie et offrir un rendement du capital investi positif. Inversement, si le coût de l'offre est supérieur à la valeur marchande, le puits ne sera pas rentable et ne sera pas considéré comme économiquement viable.

Le coût de l'offre se calcule puits par puits, au moyen d'un modèle de flux de trésorerie dans lequel le flux net de trésorerie est égal aux revenus totaux moins les coûts et autres paiements, comme les impôts et les redevances.

Le flux net de trésorerie est actualisé sur la durée de vie du puits (25 ans en moyenne) par rapport à la première période (2015) à l'aide d'un taux d'actualisation de 10 % (réel), ce qui permet de calculer le coût de l'offre avec un prix du pétrole ou du gaz variable. Le coût de l'offre correspond au prix du pétrole au baril ou du gaz par milliers de pieds cubes (kpi³) pour lequel la valeur actualisée nette du flux de trésorerie est nulle.

Il est à noter que les entreprises peuvent évaluer les projets et les investissements au moyen de taux d'actualisation supérieurs ou inférieurs à ceux utilisés dans la présente analyse. Le coût de l'offre résultant sera alors plus élevé ou plus faible que celui qui est présenté ici.

L'analyse a porté sur deux secteurs d'étude : le shale Macasty et le shale d'Utica; les résultats représentent le coût de l'offre pour un « puits type » des chaque secteur.

Shale de Macasty

Le calcul du coût de l'offre du pétrole dans le bassin de Macasty repose sur certaines hypothèses de coût en capital et de charges d'exploitation et sur un profil de production de puits horizontal à fracturation hydraulique en 12 étapes, un taux de production initial de 95 barils/jour et une baisse de la production selon une courbe harmonique. On présume que le coût en capital est de 5,78 millions de dollars par puits et que les charges d'exploitation sont de 60 000 \$ par puits et par an. Les redevances et les impôts sont calculés à partir de la structure de redevances actuelle de la province et selon le taux d'imposition des sociétés provincial et fédéral.

Il faut noter que le taux de production initial peut varier considérablement. Dans le cas présent, en raison du manque d'information sur le shale de Macasty, l'incertitude quant à ce taux se traduit par la formulation de deux hypothèses.

Les données ci-dessous correspondent à l'hypothèse du CERI, dans laquelle le taux de production initial est de 95 barils/jour. L'appendice C présente une autre hypothèse, élaborée par le gouvernement du Québec, dans laquelle ce taux est de 135 barils/jour. L'effet de la différence entre les deux est examiné au chapitre 5.

Selon l'hypothèse du CERI, le coût de l'offre pour une toute nouvelle production de pétrole dans le shale de Macasty est de 95,50 \$ par baril en sortie d'usine, comme l'expose le tableau 3.1.

Tableau 3.1 : Coût de l'offre en valeur actualisée – pétrole du shale de Macasty

Coûts (\$/baril)	Coûts de référence	Coût en capital +25 %	Coût en capital -25 %	Charges fonction. +50 %	Charges fonction. -50 %
Coût en capital	79,42 \$	99,27 \$	59,56 \$	79,42 \$	79,42 \$
Charges d'exploitation	8,57 \$	8,57 \$	8,57 \$	12,85 \$	4,28 \$
Redevances	0,82 \$	1,00 \$	0,63 \$	0,85 \$	0,78 \$
Impôts	6,69 \$	8,37 \$	5,02 \$	6,69 \$	6,69 \$
Coût de l'offre total	95,50 \$	117,21 \$	73,78 \$	99,82 \$	91,18 \$

Source : CERI

Pour prouver la sensibilité de ces estimations, le CERI a fait varier le coût en capital et les charges d'exploitation de plus ou moins 25 % et de plus ou moins 50 %, respectivement. Les résultats révèlent que l'avantage concurrentiel obtenu est meilleur si on parvient à minimiser le coût en capital, que si on met l'accent sur la réduction des charges de fonctionnement.

Le gouvernement du Québec et les entreprises actives dans le secteur évaluent actuellement le bassin de Macasty en fonction des données géologiques et géophysiques recueillies ces dernières années dans la zone du shale de Point Pleasant, dans l'Ohio. Cette zone qui connaît une croissance rapide partage de nombreuses caractéristiques géologiques avec Macasty.

Les sociétés d'exploration étudient le potentiel en liquides de gaz naturel (LGN) des futurs gisements de Macasty. Cependant, des forages exploratoires doivent être réalisés sur l'île d'Anticosti afin de mieux saisir la nature des ressources. D'ici là, la composition des ressources en hydrocarbures de ce shale demeure largement inconnue. Le présent rapport se concentre sur le potentiel de production pétrolière, et l'exploitation des LGN dépasse sa portée. Le lecteur souhaitant en savoir plus est encouragé à consulter l'étude AECNO1 effectuée dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique par le gouvernement du Québec et le site Web de Corridor Resources, de Pétrolia et de Junex.

Shale d'Utica

Le calcul du coût de l'offre du gaz naturel du bassin d'Utica s'appuie sur des hypothèses de coût en capital et de charges d'exploitation particulières et sur un profil de production¹²¹ de puits horizontal avec fracturation hydraulique en 12 étapes, un taux de production initial de 7,5 millions de pieds cubes par jour (Mpi^3/j) et une baisse de la production selon une courbe harmonique.

Ici encore, il faut noter que le taux de production initial diffère du taux présumé par d'autres organismes. Dans ce cas-ci, le taux de remplacement est tiré d'un rapport de Talisman, qui l'a établi à $9,75 Mpi^3/j$. L'hypothèse du CERI est étudiée plus bas et l'hypothèse de Talisman est, elle, analysée à l'annexe C. L'effet de la variation du taux de production initial est examiné au chapitre 5.

On présume que le coût en capital est de 9,47 millions de dollars par puits et que les charges d'exploitation sont de 1 \$ par millier de pieds cubes par jour (kpi^3/j) et par puits. Ces charges varient avec le temps, car si une partie est fixe, le reste change avec le taux de production. Dans ce cas, le CERI présume une répartition 50-50 entre la portion fixe et la portion variable. Les redevances et les impôts sont calculés d'après la structure de redevances actuelle de la province et en fonction du taux d'imposition des sociétés provincial et fédéral. Selon ces hypothèses, le coût de l'offre de production de gaz naturel dans le shale d'Utica, forage et production d'un puits horizontal à fracturation en 12 étapes et transformation sur place compris, est de $3,72 \$/kpi^3$ au gisement, comme l'illustre le tableau 3.2.

Tableau 3.2 : Coût de l'offre en valeur actualisée – gaz naturel du shale d'Utica

Coût (\$/ kpi^3)	Coûts de référence	Coût en capital +25 %	Coût en capital -25 %	Charges fonction. +50 %	Charges fonction. -50 %
Coût en capital	2,41 \$	3,01 \$	1,80 \$	2,41 \$	2,41 \$
Charges d'exploitation	0,77 \$	0,77 \$	0,77 \$	1,05 \$	0,49 \$
Redevances	0,35 \$	0,42 \$	0,28 \$	0,38 \$	0,32 \$
Impôts	0,19 \$	0,24 \$	0,14 \$	0,19 \$	0,19 \$
Coût de l'offre total	3,72 \$	4,43 \$	3,00 \$	4,02 \$	3,41 \$

Source : CERI

Ici encore, nous observons les répercussions de la variation des coûts estimés. Selon les chiffres actuels, le gaz naturel est légèrement concurrentiel.

Le coût de l'offre est calculé pour un tout nouveau puits type. Les estimations n'incluent pas les

¹²¹ Un profil de production de remplacement pour le pétrole et le gaz est étudié à l'appendice C. La variation du profil de production a un effet important sur le calcul des coûts de production et sur l'évaluation des retombées économiques.

économies d'échelle du forage horizontal avec fracturation en plusieurs étapes pour le gaz de schiste ou le pétrole. Elles ne comprennent pas non plus les coûts d'infrastructure nécessaire pour acheminer le gaz et le pétrole sur le marché. En revanche, le Québec profiterait d'économies sur les coûts de transport si le gaz était produit dans la province (entre 0,50 et 1 \$ par kpi³).

Pour que les producteurs du Québec récupèrent l'ensemble des coûts et obtiennent un rendement sur le capital investi de 10 %, le prix du pétrole doit être de 95,50 dollars canadiens (\$CA) le baril et le prix du gaz de 3,72 \$CA/kpi³. Dans le marché d'aujourd'hui, où le pétrole brut est à environ 55 \$CA/baril et le gaz à environ 4 \$CA/kpi³, les zones pétrolifères du Québec ne sont pas concurrentielles, mais les zones gazéifères pourraient l'être. La compétitivité du gaz dépendra en grande partie du surcroît de coût d'infrastructure par rapport aux économies qu'apporterait le fait de ne pas avoir à acheminer le gaz sur le marché.

Le calcul des coûts fait par le CERI dépend d'hypothèses relatives au coût en capital, aux charges d'exploitation et au rendement présumé. Chaque producteur peut toutefois évaluer ses projets au moyen d'un rendement ou de coûts inférieurs (ou supérieurs), ce qui pourrait entraîner des résultats différents en ce qui concerne le coût de l'offre.

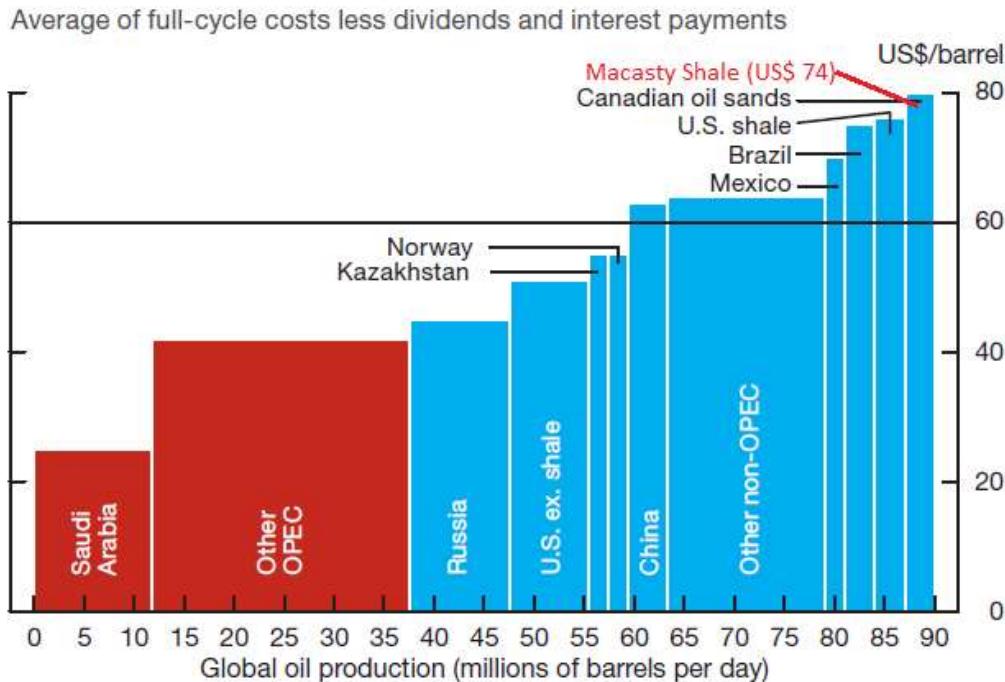
Le coût de l'offre pour le pétrole et le gaz dépendent de la réalisation d'économies d'échelle et de l'amélioration de l'efficience des producteurs. Les estimations du CERI ne tiennent pas compte de la possibilité d'économies possibles à mesure que les producteurs en savent plus sur les ressources locales et élaborent des procédés d'extraction plus appropriés. Les coûts peuvent être réduits par l'augmentation du nombre de puits par terre-plein, par l'analyse de données et par l'accroissement du nombre de fracturations par puits. La *supermajor* française Total a récemment annoncé une réduction de 20 % de ses coûts sur une année grâce à l'emploi de diverses techniques dans ses activités de production aux États-Unis¹²².

Coût de l'offre au Québec comparé à celui d'autres provinces et pays

Les figures 3.1 et 3.2 illustrent le paysage concurrentiel des coûts dans lequel le Québec s'inscrirait pour s'établir comme producteur de pétrole et de gaz naturel. En ce qui a trait au pétrole, les coûts à Macasty seraient parmi les plus élevés au monde, ils seraient approximativement égaux aux coûts des sables bitumineux de l'Alberta. La figure 3.1 montre que le Québec ne serait pas concurrentiel à 60 \$US le baril, tout comme le Brésil et le Mexique et les sables bitumineux. À la date de publication de ce rapport, le prix du Brent est d'environ 50 \$ le baril, ce qui ajoute plusieurs autres pays à la liste des producteurs non rentables.

¹²² Clifford Krauss, « Drillers Answer Low Oil Prices With Cost-Saving Innovations », *New York Times*, 11 mai 2015.

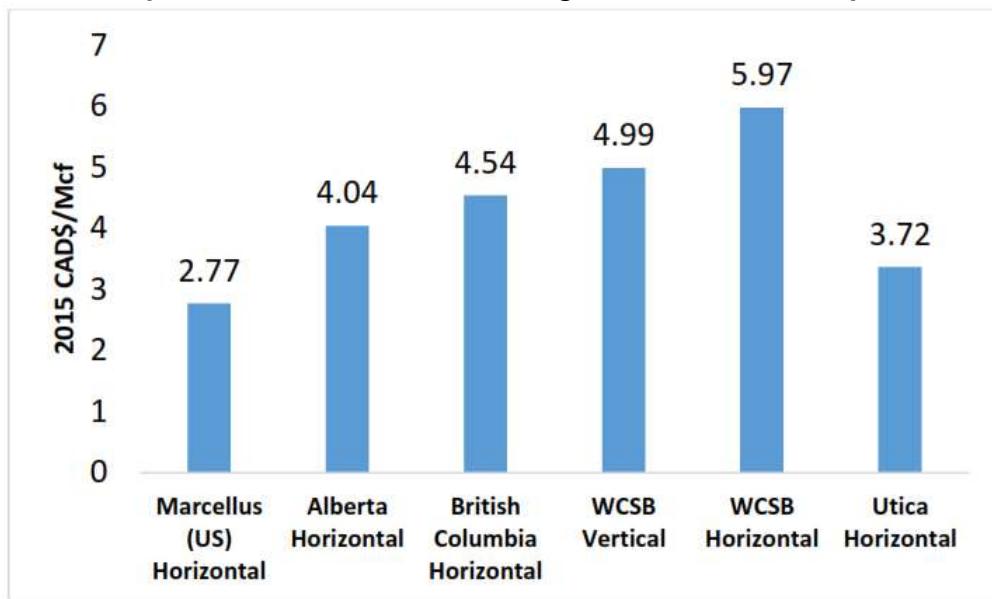
Figure 3.1 : Comparaison mondiale du coût de l'offre de pétrole, 2015



Source : Energy Aspects, Banque du Canada et CERI.

La figure 3.2 compare les coûts de production de gaz de la partie québécoise du shale d'Utica avec ceux d'autres secteurs de production gazière du Canada et avec les coûts de production au shale de Marcellus. L'écart entre Utica et Marcellus est inférieur à 1 \$/kpi³, ce qui signifie que si la production dans le shale d'Utica veut concurrencer celle de Marcellus et que le prix du gaz naturel demeure bas (le carrefour Henry est d'environ 2,50 \$/kpi³ à la date de publication de ces lignes), les coûts de production devront être contenus et les coûts d'infrastructure gardés au minimum.

Figure 3.2 : Comparaison du coût de l'offre de gaz naturel en Amérique du Nord, 2015



Sources : CERI et Bloomberg

Le Québec ne compte qu'un nombre négligeable de conduites de collecte ou de canalisations principales. Le scénario de développement le plus probable dans la province serait une croissance interne par le raccordement des conduites de collecte et des canalisations des champs de production au réseau nord-américain de pipelines actuel.

Les pipelines de liquides servent à transporter le pétrole brut ou les liquides de gaz naturel des champs producteurs aux raffineries et, dans certains cas, les produits pétroliers raffinés des raffineries aux centres de distribution. Le marché québécois manque de réservoirs de stockage et d'oléoducs pour le pétrole brut. Le pétrole brut consommé au Québec est expédié par oléoduc, par rail ou par navire-citerne à deux grandes raffineries : Lévis (raffinerie Jean-Gaulin – Énergie Valero) et Montréal (Suncor)¹²³. La capacité d'Énergie Valero est de 265 000 barils/jour, alors que celle de la raffinerie Suncor de Montréal est d'environ 140 000 barils/jour¹²⁴. La première est approvisionnée en pétrole expédié par navire-citerne, tandis que la seconde est principalement approvisionnée par oléoduc (oléoduc Portland-Montréal) et, depuis récemment, par train.

Par conséquent, en plus des coûts de production des puits, l'analyse d'un marché d'hydrocarbures concurrentiel doit considérer les coûts d'infrastructure. Ces derniers ne sont pas inclus dans les estimations du CERI, ce qui augmente encore le défi économique pour l'industrie des hydrocarbures québécoise.

¹²³ Gouvernement du Québec, *Politique énergétique 2016-2017 : Hydrocarbures fossiles*, p. 24. Sur Internet : <http://www.politiqueenergetique.gouv.qc.ca/wp-content/uploads/fascicule-6.pdf>.

¹²⁴ Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, *Raffinage du pétrole*. Sur Internet : <http://www.mern.gouv.qc.ca/energie/statistiques/statistiques-production-petrole.jsp>.

Régime de redevances

Les redevances sont un paramètre important lors de la détermination des coûts de production sur un territoire donné. Le régime de redevances peut nuire à la productivité globale d'une zone de pétrole ou de gaz naturel.

En 2014-2015, le gouvernement du Québec a perçu 1,057 milliards de dollars en droits et redevances des secteurs des mines, des forêts, de l'hydroélectricité et du pétrole et gaz naturel¹²⁵. Il s'agit d'une augmentation par rapport au 1,037 milliard perçu en 2012-2013 et au 1,008 milliard perçu en 2013-2014¹²⁶. Les plus forts droits et redevances reçus s'élevaient à 752 millions dollars, issus de l'hydroélectricité, suivis de 240 millions de l'industrie forestière. Le gouvernement du Québec n'a pas perçu de redevances de l'industrie des hydrocarbures.

Le régime de redevances du Québec a subi de nombreuses modifications au cours des dernières années. Certains changements ont été apportés au gaz de schiste et le régime concernant le pétrole terrestre est en cours de révision. Les paragraphes qui suivent analysent le nouveau régime de redevances pour le gaz de schiste et les principes du régime proposé pour le pétrole terrestre.

Le ministère des Finances du Québec a publié son nouveau régime de redevances pour l'exploitation du gaz de schiste dans la province le 17 mars 2011¹²⁷. Ce régime n'a jamais fait l'objet d'une loi et donc, l'ancien régime est toujours en vigueur. Par conséquent, il est prudent d'examiner les deux.

Le régime de redevances actuel s'appuie sur un taux fixe de 10 ou 12,5 %, selon le niveau de production du puits¹²⁸. La structure à deux niveaux ne tient cependant pas compte des caractéristiques du réservoir ou du gisement, ou encore du marché. Et comme aucun puits de gaz n'a atteint le stade de production, le gouvernement du Québec n'a reçu aucune redevance¹²⁹. Si la productivité était égale ou inférieure à 2 966 kpi³/j, le taux de redevance serait de 10 % de la valeur marchande à la tête de puits. Si la production était supérieure, le taux de redevance serait de 10 % de la valeur marchande pour les premiers 2 966 kpi³/j et de 12,5 % sur le restant¹³⁰.

¹²⁵ Finances Québec, « Le plan économique du Québec », *Budget 2015-2016*, mars 2015, p. D.72. Sur Internet :

<http://www.budget.finances.gouv.qc.ca/budget/2015-2016/fr/documents/Planéconomique.pdf>.

¹²⁶ Finances Québec, « Plan budgétaire », *Budget 2014-2015*, juin 2014, p. D.19. Sur Internet : <http://www.budget.finances.gouv.qc.ca/budget/2014-2015a/fr/documents/Planbudgetaire.pdf>.

¹²⁷ Finances Québec, « Un régime de redevances juste et concurrentiel : Pour une exploitation responsable des gaz de schiste », *Budget 2011-2012*. Sur Internet : <http://www.budget.finances.gouv.qc.ca/Budget/2011-2012/fr/documents/Schiste.pdf>.

¹²⁸ *Ibid.*

¹²⁹ Jean-Marc Gagnon et Emmanuel Sala, *Le positionnement du gouvernement du Québec annoncé en regard de l'exploration/exploitation du gaz de shale*, Blakes, 20 juin 2011. Sur Internet :

<http://www.blakes.com/French/Resources/Bulletins/Pages/Details.aspx?BulletinID=270>.

¹³⁰ Finances Québec, « Un régime de redevances juste et concurrentiel : Pour une exploitation responsable des gaz de schiste », *op. cit.*, p. 17.

Le nouveau régime pour le gaz de schiste est fondé sur deux paramètres : la productivité et le prix du gaz commercialisable. Le taux de redevance varie entre 5 et 35 % en fonction de ces deux facteurs¹³¹. Ce taux progressif tient compte du prix du marché, des coûts de transport et du coût de transformation¹³². Le taux de 5 % s'applique lorsque le prix et le volume de production sont à leur plus bas – prix de 4 à 5 \$/kpi³ et production de 250 kpi³/j¹³³ –, alors que le taux de 35 % s'applique quand ils sont à leur plus haut¹³⁴. Le tableau 3.3 présente la façon dont le taux varie selon le prix et le volume de production.

Tableau 3.3 : Taux de redevance en fonction du prix et de la productivité

Prix ¹³⁰	Volume moyen par jour pour un mois donné (en milliers de pieds cubes)						
	Faible			Moyen		Fort	
	250	750	1 250	1 750	2 250	2 750	3 500
4,00 \$	5,0	6,1	13,0	19,8	26,6	30,0	30,0
5,00 \$	5,0	11,1	18,0	24,8	31,6	35,0	35,0
6,00 \$	9,2	16,1	23,0	29,8	36,0	36,0	36,0
7,00 \$	11,7	18,6	25,5	32,3	36,0	35,0	35,0
8,00 \$	14,2	21,1	28,0	34,8	35,0	35,0	35,0
9,00 \$	16,7	23,6	30,5	35,0	35,0	35,0	35,0
10,00 \$	19,2	26,1	33,0	35,0	35,0	35,0	35,0

¹Le prix qui servira à établir le taux de redevance tiendra compte du prix du marché, du coût de transport, du coût de traitement du gaz, etc. Le cadre légal et réglementaire en précisera les modalités.

Source : Finances Québec¹³⁵

La figure 3.3 illustre la variation du taux de redevance (à gauche) et le taux moyen (à droite) sur 25 ans pour diverses productivités. Par exemple, si la productivité initiale moyenne au puits est de 2 250 kpi³/j, avec un prix présumé de 6 \$/kpi³, le taux de redevance sera de 25 % au départ, pour baisser graduellement jusqu'à environ 5 % sur 25 ans.

¹³¹ *Ibid.*, p. 18.

¹³² Sylvain Lussier et Alexandre Fallon, *Le gouvernement du Québec a annoncé un nouveau régime de redevances pour l'industrie du gaz de shale*, Osler, 24 mars 2011. Sur Internet :

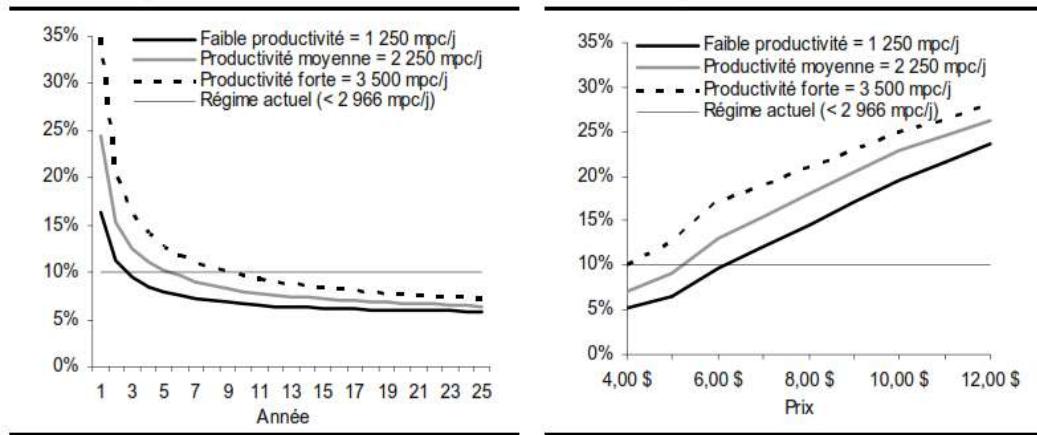
<https://www.osler.com/fr/ressources/reglements/2011/le-gouvernement-du-quebec-a-annonce-un-nouveau-reg>.

¹³³ Finances Québec, « Un régime de redevances juste et concurrentiel : Pour une exploitation responsable des gaz de schiste », *op. cit.*, p. 20.

¹³⁴ Jean-Marc Gagnon et Emmanuel Sala, *op. cit.*

¹³⁵ *Ibid.*, p. 19.

Figure 3.3 : Évolution du taux de redevance (gauche) et du taux moyen (droite) sur une période de production de 25 ans



¹ À un prix constant de 6 \$/kpi³

Source : Finances Québec¹³⁶

D'autres provinces au Canada ont adopté le principe du taux progressif : la Colombie-Britannique, l'Alberta et la Saskatchewan.

Dans son budget 2011-2012, le gouvernement du Québec a annoncé la modernisation du régime de redevances pour le pétrole terrestre¹³⁷, mais à la date de publication de ce rapport, ce régime n'avait pas fait l'objet d'une loi. Le régime de redevances actuel impose un taux de 5 à 12,5 % de la valeur du marché au puits¹³⁸. Ce taux est fonction de la productivité quotidienne moyenne du puits sur un mois donné. Le régime actuel est présenté au tableau 3.4.

¹³⁶ *Ibid.*, p. 20.

¹³⁷ Finances Québec, « Le Québec et ses ressources naturelles : Pour en tirer le plein potentiel », *Budget 2012-2013*, mars 2012, p. 84. Sur Internet : <http://www.budget.finances.gouv.qc.ca/Budget/2012-2013/fr/documents/Ressources.pdf>.

¹³⁸ *Ibid.*, p. 85.

Figure 3.4 : Régime actuel de redevances pour le pétrole au Québec

Production quotidienne moyenne d'un puits pour un mois donné	Taux de redevance
Inférieure à 44 barils ⁽¹⁾	5 % de la valeur au puits
Entre 44 et 189 barils ⁽²⁾	5 % de la valeur au puits sur les 44 premiers barils 10 % de la valeur au puits sur l'excédent
Plus de 189 barils ⁽²⁾	8,75 % de la valeur au puits sur les 189 premiers barils 12,5 % de la valeur au puits sur l'excédent

(1) Le règlement présente plutôt l'équivalent en mètres cubes, soit 7 mètres cubes.

(2) Le règlement présente plutôt l'équivalent en mètres cubes, soit 30 mètres cubes.

Source : Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains, R.R.Q. c. M-13.1, r. 1, art. 104.

Source : Finances Québec¹³⁹

Comme pour le nouveau régime de redevances concernant le gaz de schiste, le régime proposé pour le pétrole terrestre fonctionne selon un taux progressif. Il est fondé sur le prix du pétrole et sur la productivité du puits et comporte un taux s'échelonnant de 5 à 40 %. Le taux de 5 % s'applique quand le prix de la ressource et la productivité du puits sont bas, tandis que le taux de 40 % s'applique quand ils sont élevés¹⁴⁰. Il est important de noter que le taux de redevance pour le pétrole examiné n'a toutefois jamais été officialisé.

Le tableau 3.4 présente la variation du taux en fonction du prix et du volume quotidien moyen du puits pour un mois donné.

Tableau 3.4 : Taux de redevance en vertu du nouveau régime

Prix	Volume moyen par jour pour un mois donné (en barils de pétrole)							
	Faible			Moyen		Fort		
	25	50	75	200	300	600	800	
50 \$	5,0	5,0	10,0	21,3	25,8	31,8	35,0	
75 \$	8,3	13,3	18,3	29,6	34,1	40,0	40,0	
100 \$	16,7	21,7	26,7	37,9	40,0	40,0	40,0	
125 \$	25,0	30,0	35,0	40,0	40,0	40,0	40,0	
150 \$	25,0	30,0	35,0	40,0	40,0	40,0	40,0	

Source : Finances Québec¹⁴¹

La figure 3.5 illustre le calcul du taux selon le nouveau régime de redevances pour le pétrole terrestre. Pour rappel, le taux varie en fonction de deux paramètres : le prix et le volume.

¹³⁹ *Ibid.*

¹⁴⁰ *Ibid.*, p. 86.

¹⁴¹ *Ibid.*

Figure 3.5 : Calcul des éléments du taux de redevance pour le pétrole terrestre au Québec

Composante prix (R_{prix}) (en dollars par baril de pétrole)	Calcul (en pourcentage)
De 0 \$ à 50 \$	$(Prix^{(1)}) \times 0,5 - 20$
De plus de 50 \$ à 125 \$	$(Prix - 50 \$) \times \frac{1}{5} + 5$
Plus de 125 \$	30
Composante volume (R_{volume}) (en barils de pétrole par jour pour un mois donné)	
De 0 à 100 barils	Volume x 0,2 - 10
De plus de 100 à 260 barils	$(Volume - 100 bbl) \times 0,0625 + 10$
De plus de 260 à 760 barils	$(Volume - 260 bbl) \times 0,02 + 20$
Plus de 760 barils	30

(1) Le prix qui servira à établir le taux de redevance tiendra compte du prix du marché, du coût de transport, etc. La réglementation en précisera les modalités.

Source : Finances Québec¹⁴²

En raison du coût global élevé causé par le fort coût de production, l'absence d'infrastructure et le régime de redevance, les éléments fondamentaux du pétrole québécois ne sont pas économiquement concurrentiels et les éléments fondamentaux du gaz ne le sont que légèrement. Pour que l'industrie des hydrocarbures dans la province puisse démarrer et croître, les coûts devront donc être réduits – par l'amélioration des processus d'affaires ou par mesure gouvernementale –, ou le prix sur le marché devra augmenter.

Demande du marché

La demande d'hydrocarbures peut venir des besoins du Québec même ou de ceux du reste du Canada, de l'Amérique du Nord et du monde entier. Comme l'expliquent les paragraphes ci-dessous, le marché du gaz naturel diffère du marché du pétrole. La demande du marché influe à la fois sur l'opportunité et sur le prix d'équilibre. Il s'agit d'un critère important de la viabilité de l'industrie pétrolière et gazière du Québec.

Demande intérieure de gaz naturel

La demande à l'intérieur du Québec ne touche que le marché du gaz naturel. Le présent rapport présume que le pétrole de Macasty sera expédié sur les marchés mondiaux à partir d'un futur port construit sur l'île d'Anticosti.

Au Québec, le gaz naturel est principalement utilisé pour le chauffage industriel, commercial et résidentiel. Toutefois, il pourrait aussi y remplacer d'autres hydrocarbures afin de permettre à la province d'atteindre ses cibles d'émissions. Le Québec est l'un des plus gros importateurs de mazout au Canada, il représente environ 33 % des ventes de ce produit au pays.

En Amérique du Nord en général, les meilleures perspectives de demande intérieure à court terme sont la production d'électricité au gaz naturel. Cependant, il est peu probable qu'elles se

¹⁴² Ibid., p. 129.

concrétisent au Québec, car la province compte énormément sur l'hydroélectricité, qui fournissait 95,5 % de son électricité totale en 2014¹⁴³. Dans le passé, la centrale nucléaire de Gentilly, d'une puissance de 675 MW, contribuait à la production de base, mais elle a été fermée en 2012 et l'hydroélectricité a pris le relais.

Hydro-Québec Production produit suffisamment d'électricité pour les besoins québécois et pour pouvoir en offrir sur le marché mondial. En 2014, la production et l'exploitation hydroélectriques de la société comptaient sur 62 centrales électriques, 27 grands réservoirs, 668 barrages et 98 ouvrages régulateurs. La capacité de stockage de ses réservoirs était de 176 TWh et la puissance installée d'Hydro-Québec de 36 643 MW¹⁴⁴.

La figure 3.6 illustre le réseau électrique du Québec; elle répertorie les centrales hydroélectriques et thermiques d'au moins 300 MW, les centrales électriques en construction et les centrales prévues. Elle représente également les centrales électriques hors réseau de la province. La majorité de ces dernières fonctionnent au diesel (elles pourraient être converties au gaz naturel liquéfié) et se trouvent dans de petites localités le long de la côte, isolées du réseau principal. Toutes les centrales hors réseau appartiennent à Hydro-Québec Distribution, la branche d'Hydro-Québec chargée des ventes au détail à la plupart des clients de la province.

Actuellement, les centrales thermiques ne jouent qu'un rôle mineur au Québec. Les centrales au diesel approvisionnent les communautés éloignées en électricité, les îles-de-la-Madeleine, l'île d'Anticosti et des localités isolées du Nunavik, de la Basse-Côte-Nord et de la Haute-Mauricie¹⁴⁵. Il existe 24 centrales au diesel dans la province, qui totalisent une puissance installée de 130 MW¹⁴⁶. Outre les centrales alimentant les régions éloignées, la seule centrale de plus de 300 MW est la centrale au gaz de Bélancour¹⁴⁷, qui comprend quatre groupes et possède une puissance installée de 411 MW¹⁴⁸.

¹⁴³ Hydro Québec, *Faits sur l'électricité d'Hydro-Québec : Approvisionnements en électricité et émissions atmosphériques*, 2014. Sur Internet : <http://www.hydroquebec.com/developpement-durable/pdf/approvisionnements-energetiques-emissions-atmospheriques-2014.pdf>.

¹⁴⁴ Hydro Québec, *Hydro-Québec en bref*. Sur Internet : <http://www.hydroquebec.com/a-propos-hydro-quebec/qui-sommes-nous/hydro-quebec-bref.html>.

¹⁴⁵ Hydro-Québec, *Combustibles fossiles*. Sur Internet : <http://www.hydroquebec.com/comprendre/autres-sources/fossile.html>.

¹⁴⁶ Hydro-Québec, *Centrales thermiques*. Sur Internet : <http://www.hydroquebec.com/production/centrale-thermique.html>.

¹⁴⁷ Hydro-Québec, *Combustibles fossiles, op. cit.*

¹⁴⁸ Hydro-Québec, *Centrales thermiques, op. cit.*

Figure 3.6 : Réseau électrique du Québec



Source : HEC Montréal¹⁴⁹

Il y a peu de place pour une augmentation de la part du pétrole et du gaz dans l’assemblage de production énergétique au Québec en raison de la considérable prédominance de l’hydroélectricité. Pour la distribution localisée de gaz naturel, l’éventuel gaz provenant du shale d’Utica injecté dans le réseau québécois devra avoir un prix concurrentiel avec celui du gaz nord-américain.

Le gaz naturel liquéfié (GNL) peut remplacer le diesel dans la majorité des centrales des localités côtières, mais les volumes nécessaires seraient minimes pour ce type de production thermique; ils ne seraient pas suffisants en eux-mêmes pour justifier l’exploitation du bassin d’Utica. On peut avancer que le gaz d’Utica permettrait de répondre à la demande de pointe en hiver au Québec, mais en raison de l’absence de réservoirs de stockage de gaz naturel dans la province, le prix en pointe devrait pouvoir soutenir une industrie à l’année. Mais la situation serait là aussi problématique, car d’autres régions d’Amérique du Nord disposent d’un approvisionnement et d’une infrastructure adéquats.

¹⁴⁹ Johanne Whitmore et Pierre-Olivier Pineau, *État de l’énergie au Québec*, Montréal, HEC Montréal, Chaire de gestion du secteur de l’énergie, 2015, p. 14.

Demande extérieure de gaz naturel

Les marchés du gaz naturel – mondial et nord-américain – ont subi de considérables variations ces cinq dernières années. Le shale de Marcellus, dans le nord-est des États-Unis, l'une des zones de gaz de schiste les plus exploitées en Amérique du Nord, a cru de 1 Gpi³/j en 2008 à 14 Gpi³/j en 2014. Si la tendance se maintient, il pourrait dépasser les 30 Gpi³/j d'ici à 2025¹⁵⁰. L'augmentation de l'offre dans l'est du continent, notamment, a entraîné une baisse soutenue du prix du gaz naturel dans l'ensemble de l'Amérique du Nord.

L'offre de GNL a aussi connu une croissance dynamique dans le monde entier, des dizaines d'installations de liquéfaction et une multitude d'usines de regazéification étant construites partout sur la planète. Les producteurs nord-américains, Québec compris, pourraient profiter de la demande à l'origine de cette offre.

La majeure partie de la nouvelle offre internationale de GNL est expédiée en Asie, qui regroupe les cinq plus gros pays importateurs du monde (Japon, Corée du Sud, Chine, Inde et Taiwan)¹⁵¹. De plus, jusqu'à très récemment, la croissance économique constante que connaissent la Chine, les nouvelles possibilités de croissance en Inde et la transformation du bouquet énergétique au Japon et en Corée avait fait naître un large optimisme quant à une croissance rapide de la demande de gaz naturel dans la région. Il y a à peine un an, on a beaucoup parlé d'occasions d'arbitrage en Asie pour les exportateurs de GNL, mais cette année, les prix du GNL livrés se sont effondrés, même en Asie. La raison principale en est le ralentissement économique en Chine, la mise en service de nouvelles installations de liquéfaction en Australie et l'augmentation du volume de gaz canalisé entrant en Chine à partir de l'Asie centrale, de la Birmanie et, bientôt, de la Russie.

La figure 3.7 illustre la demande prévue d'importation de gaz naturel de l'Asie (ligne continue), à laquelle se superpose la capacité de liquéfaction combinée prévue (barres verticales) ces prochaines années. Les prévisions des besoins en importation de gaz naturel sont fondées sur les données du scénario « nouvelles politiques » de l'AIE (2014). La demande de GNL en 2015 est faible, l'AIE continue à s'attendre à ce qu'elle augmente dans les 15 prochaines années¹⁵².

¹⁵⁰ Peter Howard, *Western Canada Natural Gas Forecasts and Impacts (2015-2035)*, étude n° 149, Calgary, Canadian Energy Research Institute, juillet 2015. Sur Internet :

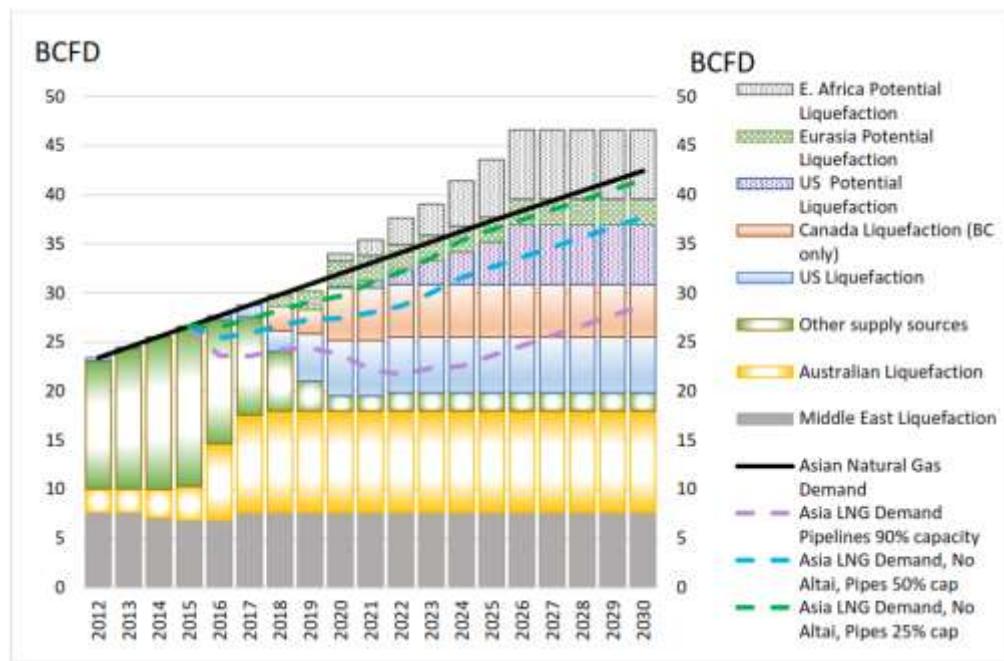
<http://static1.squarespace.com/static/557705f1e4b0c73f726133e1/t/55f9c8cbe4b04c9a66458c45/1442433227844/CERI+Study+149+-+Final+Report.pdf>.

¹⁵¹ BP, *Statistical Review of World Energy 2015*, juin 2015. Sur Internet :

<http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>.

¹⁵² Il faut noter que le scénario « nouvelles politiques » n'est pas le scénario le plus pessimiste de l'AIE en ce qui concerne la croissance de la demande d'hydrocarbures. Par contre, le scénario 450, qui présume une action mondiale concertée sur les changements climatiques à partir de 2020, prévoit encore une croissance de la demande de gaz naturel en Asie et dans le reste du monde, mais à un rythme plus faible (Agence internationale de l'énergie, *World Energy Outlook 2014*, p. 607).

Figure 3.7 : Offre et demande de GNL en Asie-Pacifique, 3 scénarios de gazoduc, 2012 à 2030



Sources : AIE, CERI, divers.

Trois lignes pointillées ont également été superposées au graphique. Chacune d'elle représente les effets possibles sur la demande d'importation de GNL du pourcentage prévu de gaz naturel canalisé entrant en Chine. La ligne mauve correspond aux effets si tous les gazoducs vers la Chine, ceux en service et ceux proposés, sont raccordés et fonctionnent à 90 % de leur capacité. La ligne bleue indique les effets si le projet de gazoduc Altaï, qui traverse le centre de la Russie, est annulé et que les autres canalisations fonctionnent à 50 % de leur capacité et la ligne verte montre les effets si l'Altaï est annulé et que les autres canalisations fonctionnent à 25 % de leur capacité.

Si l'infrastructure de liquéfaction proposée aux États-Unis, en Eurasie (c.-à-d. Russie) et en Afrique de l'Est est construite, l'offre excédera la demande, quel que soit le nombre de projets de gazoducs asiatiques menés à bien, annulés ou exploités à faible capacité. Il reste toutefois une possibilité pour que les installations canadiennes de GNL proposées aient accès à ce marché, car si l'exploitation prend notamment du retard dans les autres pays, la demande sera satisfaite par d'autres exportateurs.

Y a-t-il de la place pour le gaz de schiste du Québec sur le marché nord-américain? L'avenir peut prendre plusieurs directions. Plus de 8 Gpi³/j de nouvelle capacité de liquéfaction de GNL sont aujourd'hui en construction dans le golfe du Mexique et sur la côte Atlantique des États-Unis, et 28,5 Gpi³/j supplémentaires sont en projet¹⁵³. Du point de vue canadien, la demande de liquéfaction peut éloigner le gaz de Marcellus de la Nouvelle-Angleterre et de l'est du Canada, ce

¹⁵³ Jon Rozhon et Allan Fogwill. *LNG Liquefaction for the Asia-Pacific Market: Canada's Place in a Global Game*, étude n° 148, Calgary, CERI, juin 2015. Sur Internet : <http://static1.squarespace.com/static/557705f1e4b0c73f726133e1/t/56535c48e4b055e2fab2cb61/1448303688279/CERI+Study+148.pdf>.

qui permettrait à l'offre canadienne, qui pourrait inclure le gaz du shale d'Utica québécois, de trouver une place sur le marché continental.

Une autre possibilité, qui a cependant moins de chance de se concrétiser parce que jusqu'ici, aucune décision définitive d'investissement n'a été prise, est que certains gros projets de liquéfaction de GNL au Canada soient réalisés en Nouvelle-Écosse, au Nouveau-Brunswick et au Québec. Ces installations pourraient également attirer une partie de l'offre provenant de Marcellus, de l'Ouest canadien et, possiblement, du gaz du shale d'Utica québécois. La majeure partie du GNL serait dirigé vers l'Europe et l'Inde, même s'il est possible qu'il prenne la direction de l'Asie de l'Est, par le canal de Panama élargi. Les volumes d'exportation pourraient être d'à peine 5 millions de tonnes par année (Mt/a) (0,67 Gpi³/j) si le terminal Canaport au Nouveau-Brunswick était réaménagé pour permettre la liquéfaction et qu'aucun autre projet n'était réalisé¹⁵⁴. Cependant, dans le meilleur scénario, le volume devrait être de 47,5 Mt/a (7,4 Gpi³/j) pour que toutes les installations fonctionnent à plein rendement. Le gaz de Marcellus et de l'Ouest canadien, tout comme l'éventuel gaz d'Utica, serait alors expédié vers le Québec.

Une situation plus probable est qu'une ou deux installations de liquéfaction soient construites dans l'est du Canada. Deux projets sont intéressants à cet égard : Canaport – en raison de sa petite taille et de sa faible structure de coûts – et Goldboro, qui a obtenu d'un acheteur européen (la société de services publics E.ON.) qu'il acquière la moitié des 10 Mt/a de production de GNL projetés. Le projet de Bearhead est aussi prometteur, car une bonne partie de l'infrastructure civile requise existe déjà.

Si ces projets se concrétisent, il faudrait que l'offre de gaz naturel provenant de plusieurs sources soit supérieure à 1,5 Gpi³/j. Le shale d'Utica permettrait d'assurer une production soutenue de gaz commercialisable de 1 Gpi³/j jusqu'à 2040, soit une grande portion du débit requis. Si du gaz naturel était produit dans d'autres régions de la province, comme la Gaspésie – même si cela dépasse la portée de cette étude – le Québec pourrait à lui seul approvisionner ces installations de GNL.

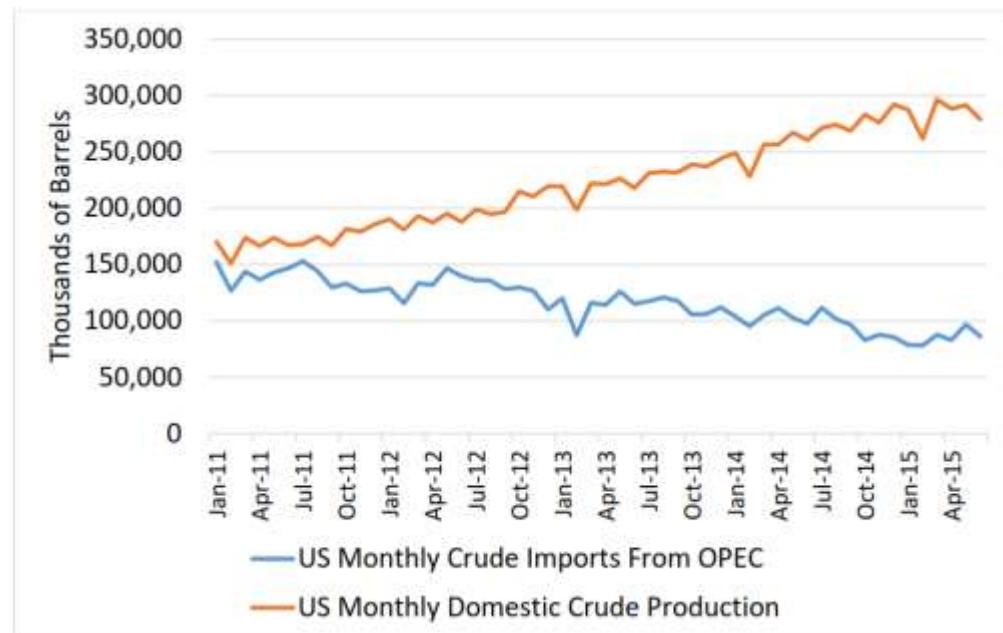
Le secteur du GNL de l'Ouest canadien semble avoir de bonnes probabilités de se développer à présent qu'une décision définitive d'investissement a été prise pour l'un des projets, Pacific Northwest LNG de Petronas (19,2 Mt/a [2,6 Gpi³/j]). Le développement sera lent, mais si un ou plusieurs gros projets de liquéfaction en Colombie-Britannique étaient approuvés, le Canada deviendrait un acteur de poids de l'industrie mondiale du GNL. Le gaz des installations Petronas et d'autres projets proviendra du nord-est de la Colombie-Britannique et de l'Alberta. Il est également possible que le gaz issu de ces deux sources soit acheminé vers l'Oregon pour y approvisionner deux usines de GNL projetées, ce qui réduirait les débits, les destinations et les volumes ailleurs sur le continent, y compris, possiblement, au Québec.

¹⁵⁴ L'usine de Stolt LNGaz, en projet, pourrait éventuellement exporter du gaz naturel vers l'Europe, mais son rôle principal sera de liquéfier du gaz destiné à être convoyé par navire vers des sites industriels sur le littoral québécois et vers d'autres endroits du Canada atlantique.

Demande de pétrole

Le prix du pétrole a baissé, particulièrement depuis le milieu de 2014, notamment en raison des progrès technologiques réalisés, particulièrement aux États-Unis. Depuis 2011, ce pays utilise des méthodes avancées de fracturation et le forage horizontal pour augmenter la production de pétrole léger et de pétrole léger non sulfuré dans des régions comme le shale d'Eagle Ford, le bassin de Permian, au Texas, ou le shale de Bakken, au Dakota du Nord. Cela lui a permis d'extraire la majeure partie de ce pétrole qu'il importait auparavant des pays de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP), comme l'illustre la figure 3.8.

Figure 3.8 : Production mensuelle de brut aux États-Unis et importations mensuelles de brut des pays de l'OPEP

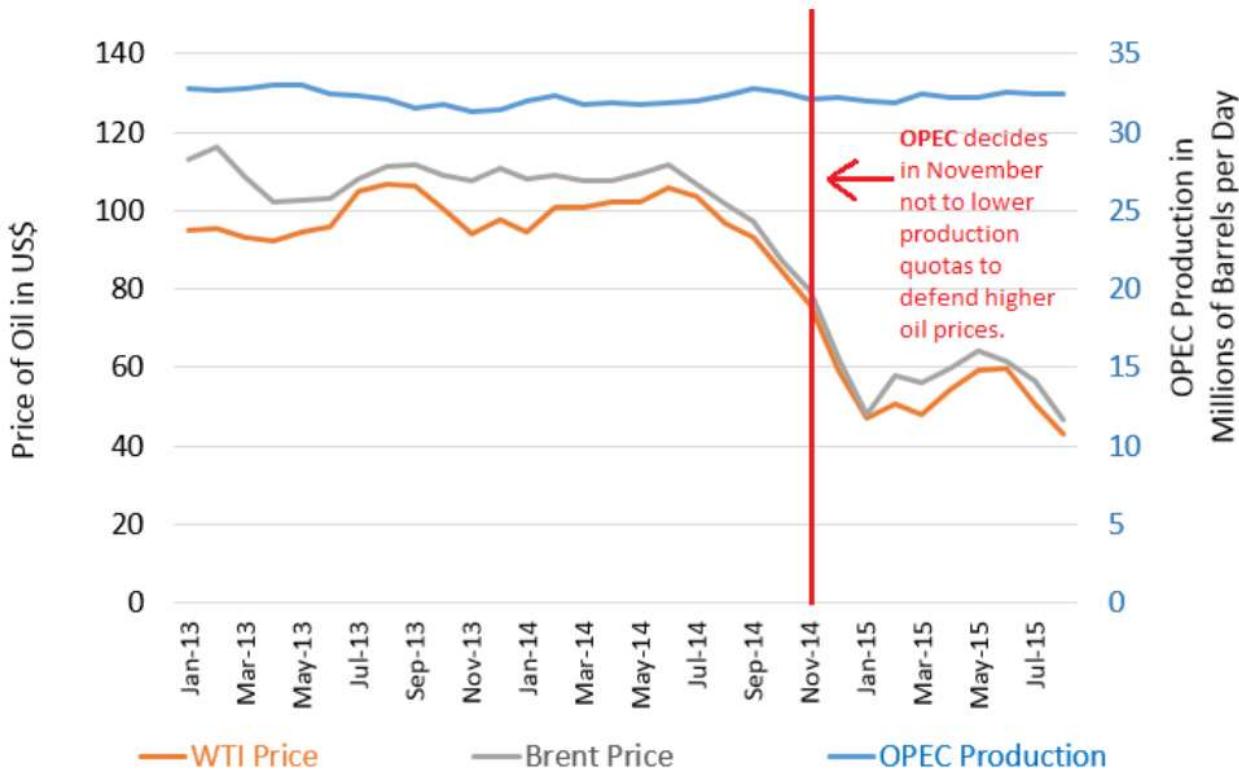


Source : IEA

L'OPEP tente depuis plusieurs années d'atténuer la volatilité de sa production. Ses pays membres ont notamment dû trouver des destinations de remplacement pour le pétrole qu'ils vendaient jusque-là aux États-Unis. Le prix a suivi l'évolution de la production, demeurant en grande partie entre 100 et 110 \$ durant plus de trois ans. Mais avec la réduction des importations de Chine et d'Europe, l'offre de pétrole a commencé à dépasser la demande. Depuis que le Brent a atteint les 115 \$ à la fin juin 2014¹⁵⁵, les pressions à la baisse sont fortes et, comme l'illustre la figure 3.9, le prix a d'ailleurs chuté; il demeure principalement entre 40 et 60 \$ depuis début janvier 2015.

¹⁵⁵ EIA, Europe Brent Spot Price FOB. Sur Internet : <http://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=RB RTE&f=D>.

Figure 3.9 : Production et prix du pétrole de l'OPEP, 2013 à 2015



Sources : IEA et CERI

Une nouvelle décision a encore intensifié la tendance à la baisse des prix : l'Arabie Saoudite a abandonné, au moins pour le moment, son rôle historique de producteur d'appoint mondial de pétrole. À sa réunion de novembre 2014, l'OPEP a décidé de maintenir les niveaux de production de tous les États membres, Arabie Saoudite comprise. Au lieu d'ajuster l'offre à la baisse pour soutenir un prix plus élevé du pétrole, ce pays a déclaré être satisfait de voir les prix baisser et a laissé la responsabilité aux producteurs de pétrole de schiste américains de réduire leur propre production. Jusqu'ici, le processus a été pénible pour tous les producteurs concernés, les sociétés américaines devant améliorer leur efficacité ou subir des pertes. Selon JP Morgan, l'OPEP a perdu la somme imposante de 200 milliards de dollars de revenus, l'Arabie Saoudite seule ayant perdu 90 milliards depuis que la décision a été prise¹⁵⁶.

Le pétrole du shale de Macasty québécois, qui se trouve sur l'île d'Anticosti et autour, ressemble à de nombreux égards au pétrole de schiste des États-Unis. C'est un pétrole léger non sulfuré et son coût de production sera comparativement plus élevé que celui du pétrole des zones classiques. Avec la construction d'un port à Anticosti, le pétrole du Québec aura accès aux marchés mondiaux, à peu près comme le pétrole de Terre-Neuve, mais à l'inverse du brut des États-Unis qui est lié par une loi de non-exportation. Cependant, trouver un marché ne sera pas chose simple, car les États-Unis comptent de plus en plus sur leur pétrole brut et il est probable

¹⁵⁶ « OPEC is costing OPEC \$200 billion a year », *Business Insider*, 26 juillet 2015. Sur Internet : <http://newscentral.exsees.com/item/2d200692de14313f998108b6a4ae7118-fecd512d519c3947dd93ffb74fb68a09>.

que les anciens fournisseurs américains viennent concurrencer le Québec face aux autres acheteurs. Le marché mondial de brut est extrêmement concurrentiel en ce moment, les producteurs à bas coût détenant un net avantage sur les producteurs à coût élevé.

Politiques limitant les émissions de carbone et leurs effets sur la demande

Les changements climatiques sont une grande préoccupation pour les pays et les citoyens partout dans le monde. Des discussions actives ont lieu pour établir des politiques limitant les émissions de carbone à l'échelle provinciale, nationale et internationale. Ces politiques auront des répercussions sur la demande du marché de gaz naturel et de pétrole.

Du point de vue du marché, les politiques de réduction des émissions diminueront la demande, soit à cause de l'augmentation du prix de l'énergie nécessaire pour se conformer aux limites d'émissions de consommation soit en raison de limitations réglementaires. Le prix du carbone se répercutera directement sur le prix de détail. On pourrait aussi envisager des plafonds de consommation attribués. Quoi qu'il en soit, une réduction de la demande sans ajustement correspondant de l'offre entraînera une baisse du prix sur le marché, laquelle fera en sorte qu'il sera plus difficile à une industrie des hydrocarbures québécoise naissante d'être concurrentielle.

Prévoir les conséquences d'un traité sur les changements climatiques est problématique et non nécessaire. Quels que soient les éléments des politiques de réduction des émissions de carbone, le marché y répondra probablement par une combinaison de baisse des prix et de baisse de l'offre. Il est peu probable que le secteur des hydrocarbures québécois, dont la structure de coûts est déjà élevée par rapport à celle des autres provinces et pays, puisse surmonter les forces du marché et croître.

Chapitre 4

Retombées économiques de l'exploitation des hydrocarbures au Québec

Méthodologie

L'analyse qui suit étudie les retombées économiques qu'aurait l'industrie des hydrocarbures si elle devait fonctionner avec les politiques actuelles concernant les émissions de carbone, et dans d'autres situations. Elle utilise un modèle d'intrants-extrants exclusif pour évaluer les conséquences sur l'économie québécoise et sur celle du reste du Canada. Ce modèle nécessite l'étude d'un profil de production des zones et de la façon dont les différentes politiques peuvent affecter la production.

Cette analyse s'effectue selon trois scénarios, qui présument que les activités de production sont touchées de la même façon que la consommation. Cela signifie que si une politique stipule une réduction de 10 % des émissions de carbone, la réduction de la production serait elle aussi de 10 %. Cette hypothèse repose elle-même sur deux hypothèses :

- On présume que la politique sur les émissions inclut les émissions découlant des activités de production;
- Les forces du marché dictent une réponse de type « tout ou rien » (à un certain prix, la zone est rentable ou pas), qui ne fournirait pas d'autre scénario à évaluer.

Les émissions fugitives et l'énergie consommée pour extraire le pétrole et le gaz font partie du secteur de la consommation. Il est probable que ces émissions ne seraient pas traitées différemment de celles des autres activités de consommation. Un des éléments de cette hypothèse est que les producteurs ne modifient pas leur efficacité énergétique ou leurs processus de production.

Les politiques sur les changements climatiques influeraient sur les marchés du pétrole et du gaz en entraînant une hausse des prix. L'industrie des hydrocarbures du Québec serait concurrentielle ou pas selon le nouveau prix. Si elle n'était pas concurrentielle, les retombées économiques seraient nulles, ce qui indiquerait une production nulle elle aussi. Dans un tel cas, nous ne disposerions d'aucun renseignement sur la modification des conséquences économiques en fonction des niveaux de production.

Le CERI a plutôt élaboré des scénarios dans lesquels les politiques de réduction des émissions de carbone ont le même impact sur les producteurs d'énergie que sur les consommateurs. Au sein du modèle d'intrants-extrants, la variation de la production pétrolière et gazière et la variation des retombées économiques sont liées de façon asymétrique. Comme il est utile pour les

décideurs de comprendre cette relation, les trois scénarios ont été bâtis afin de les aider à comprendre ces changements.

Analyse du scénario

L'analyse du scénario renseigne sur la variation des résultats en fonction des hypothèses. Les trois scénarios étudiés sont les suivants :

- Scénario de référence. Ce scénario est basé sur la compréhension du CERI du profil de production et de la structure de coûts types. Il présume que la production est concurrentielle sur le marché et qu'il n'y a aucune contrainte d'émissions de carbone.
- Scénario de plan d'émissions du Québec. Ce scénario est fondé sur l'ajustement des prévisions de production en fonction d'une réduction des émissions produites par l'exploitation pétrolière et gazière équivalente à la réduction pour les activités de consommation. Il présume que les émissions de production sont établies en fonction du scénario de référence. Dans la politique actuelle du Québec, la référence utilisée est le niveau d'émissions en 1990, année où la production de pétrole et de gaz n'émettait pas d'émissions.
- Scénario World Energy Outlook (WEO) 450. Dans ce scénario, les prévisions de production sont également réduites, mais la baisse est supérieure à celle du scénario du plan d'émissions du Québec. La référence est le maintien de la concentration maximum en dioxyde de carbone dans l'atmosphère à 450 parties par million. Ici aussi, on présume que les émissions reliées à la production sont réduites de façon équivalente aux émissions des autres activités de consommation.

Hypothèses pour le modèle d'intrants-extrants¹⁵⁷

Le scénario de référence modélisé dans cette étude présume que deux des bassins pétroliers et gaziers du Québec sont exploités pour leurs ressources : le shale d'Utica (gaz) et le shale de Macasty (pétrole)¹⁵⁸. Même si d'autres bassins offrent un certain potentiel et pourraient être utilisés ultérieurement, on estime qu'Utica et Macasty sont les plus exploitables dans les premières années de l'industrie pétrolière et gazière québécoise. On présume qu'il serait possible de maintenir une production pétrolière de 60 000 barils par année dans le shale de Macasty au-delà de 2040 et une production de gaz naturel de 1 300 millions de pieds cubes par jour (Mpi³/j) pour la même période dans le shale d'Utica.

Dans le scénario du plan d'émissions du Québec, les niveaux de production du scénario de référence sont abaissés pour les deux bassins de façon à atteindre une réduction de 37,5 % des émissions du scénario de référence d'ici à 2030. Dans le scénario WEO 450, les niveaux de production sont réduits afin d'atteindre une baisse de 17 % par rapport aux émissions du scénario de référence pour 2020 et une baisse supplémentaire pour 2040, ce qui reprend les hypothèses

¹⁵⁷ L'annexe C détaille d'autres prévisions de production pour le pétrole et le gaz établies par le gouvernement du Québec dans le cadre de l'EES. La variation de la production a des conséquences sur l'estimation des coûts de production et sur les répercussions économiques de l'exploitation pétrolière et gazière.

¹⁵⁸ Certaines études menées dans le cadre de l'EES révèlent que l'île d'Anticosti est probablement un important bassin de production de liquides de gaz naturel.

de politiques à facettes multiples utilisées aux États-Unis et exposées dans le WEO 2014¹⁵⁹.

Ce rapport présume un facteur de récupération de 15 % et une durée de production de 30 ans pour calculer la production annuelle et quotidienne. Il estime ensuite les charges d'exploitation et les coûts en capital annuels d'après les données sur le Québec, lorsqu'elles sont disponibles, et des données de substitution issues de bassins semblables ailleurs en Amérique du Nord dans le cas contraire.

Comme les dépenses en capital et les dépenses d'exploitation seraient principalement effectuées dans la province, il est facile à comprendre que c'est aussi là que la majorité des avantages économiques seraient réalisés. En fait, c'est ce que les résultats indiquent pour chacun des scénarios. Cependant, ils montrent aussi que des provinces comme l'Ontario, en raison de sa population nombreuse et de sa vaste base industrielle, sont bien placées pour profiter des activités pétrolières et gazières au Québec. D'autres provinces possédant une industrie du pétrole et du gaz mature, comme l'Alberta et la Colombie-Britannique, bénéficieraient aussi d'une croissance importante du produit intérieur brut (PIB), du nombre d'années-personnes d'emploi et des revenus fiscaux.

Ces données sont ensuite entrées dans le modèle régional d'intrants-extrants UCM 3.0 du CERI pour estimer les retombées sur le PIB, l'emploi, les salaires et les revenus fiscaux au Québec et dans le reste du Canada entre 2015 et 2040. On présume que la majorité des dépenses en capital et des dépenses d'exploitation sont tout d'abord effectuées à l'extérieur du Québec (principalement en Alberta), mais qu'à mesure que l'industrie pétrolière et gazière québécoise se développe et prend de la maturité au Québec, elles se transfèrent vers la province.

Pour chaque scénario considéré dans le rapport, le modèle est exécuté deux fois : une fois pour jauger les retombées économiques de l'exploitation gazière dans le shale d'Utica et une seconde pour estimer les retombées de l'exploitation pétrolière du shale de Macasty. L'exécution séparée du modèle pour le pétrole et pour le gaz permet d'obtenir de meilleurs résultats une fois combinés qu'une exécution commune. Elle révèle aussi les conséquences uniques de chaque gisement.

La modélisation d'intrants-extrants repose sur les hypothèses suivantes :

- La formation étudiée est les schistes de l'Ordovicien supérieur du bassin de Macasty (Anticosti). Même si le volume médian de pétrole estimé peut atteindre 102,4 milliards de barils (Junex 2011), l'étude s'appuie sur le chiffre plus prudent de 43,6 milliards de barils évalué par Pétrolia en 2011.
- Les schistes de l'Ordovicien supérieur des basses-terres du Saint-Laurent (Utica) étudiés offrent un volume médian estimé de 176,7 Tpi³, comme le présente Séjourné et Malo (2015). On présume aussi que les basses-terres du Saint-Laurent sont ouvertes à l'exploration et à la production de pétrole et de gaz (le forage y fait actuellement l'objet d'un moratoire imposé par le gouvernement du Québec).

¹⁵⁹ Agence internationale de l'énergie, *World Energy Outlook 2014*, Paris, AIE, p. 621 et 688.

- La récupération du pétrole et du gaz s'effectue par fracturation hydraulique et forage horizontal.
- Les coûts de puits et les spécifications de forage au bassin de Macasty sont fondés sur les données du puits Well SK3C de Viewfield, un puits horizontal à fracturation en 12 étapes de la formation de Bakken en Saskatchewan¹⁶⁰. En raison de l'isolement de l'île d'Anticosti – et de l'absence d'infrastructure –, un supplément de 100 % est ajouté pour la construction en zone éloignée. Les puits sont forés à une profondeur de 1 750 m et s'étendent horizontalement sur une profondeur totale mesurée de 3 225 m. Le taux de réussite présumé du forage est de 100 %.
- Chaque puits dans le shale de Macasty a un taux de production initial de 95 barils/jour, selon le taux enregistré à Bakken, et le taux baisse selon une courbe harmonique. Il faut noter que le bassin de Macasty est en cours d'évaluation par le gouvernement du Québec et par des sociétés d'exploration pour déterminer son potentiel en LGN. Le rapport met toutefois l'accent sur son potentiel pétrolier. Les lecteurs désirant en savoir plus sur les possibilités de LGN sont encouragés à consulter l'étude AECNO1 réalisée dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique du gouvernement du Québec et le site Web de Corridor Resources, de Pétrolia et de Junex.
- Les coûts de puits et les spécifications de forage au bassin d'Utica sont fondés sur les données du puits BC2F de Parkland, un puits horizontal à fracturation en 12 étapes situé dans le shale de Montney, en Colombie-Britannique¹⁶¹. Comme les puits du shale d'Utica se trouvent le long du corridor Montréal-Québec, aucun supplément n'est ajouté pour la construction en zone éloignée. Les puits sont forés à une profondeur de 1 850 m et s'étendent horizontalement sur une profondeur totale mesurée de 3 500 m. Le taux de réussite présumé du forage est de 100 %.
- Chaque puits du shale d'Utica a un taux de production initial de 7,5 Mpi³/j (estimations de l'Energy Information Agency [EIA]) et le taux baisse selon une courbe harmonique.
- L'étude ne tient compte ni du traitement et du transport du gaz ni du raffinage et du transport du pétrole.
- Les simulations de production sont exécutées pour les schistes pétroliers et gaziers et le résultat est entré dans le modèle. Ce dernier détermine ensuite les retombées économiques possibles de l'exploitation du gaz d'Utica et du pétrole de Macasty.
- Les prévisions de production diffèrent de celles réalisées par le gouvernement du Québec.

À la mi-septembre 2015, le gouvernement du Québec a annoncé de nouvelles cibles d'émissions de gaz à effet de serre pour la province. D'ici à 2030, celle-ci prévoit réduire ces émissions de 37,5 % par rapport à leur niveau de 1990. Selon le rapport inventaire sur les gaz à effet de serre canadien¹⁶², le total des émissions de gaz à effet de serre du Québec en 1990 était de 89 800 kt d'équivalent en dioxyde de carbone (éq. CO₂); l'objectif pour 2030 est donc de 56 125 kt d'éq. CO₂.

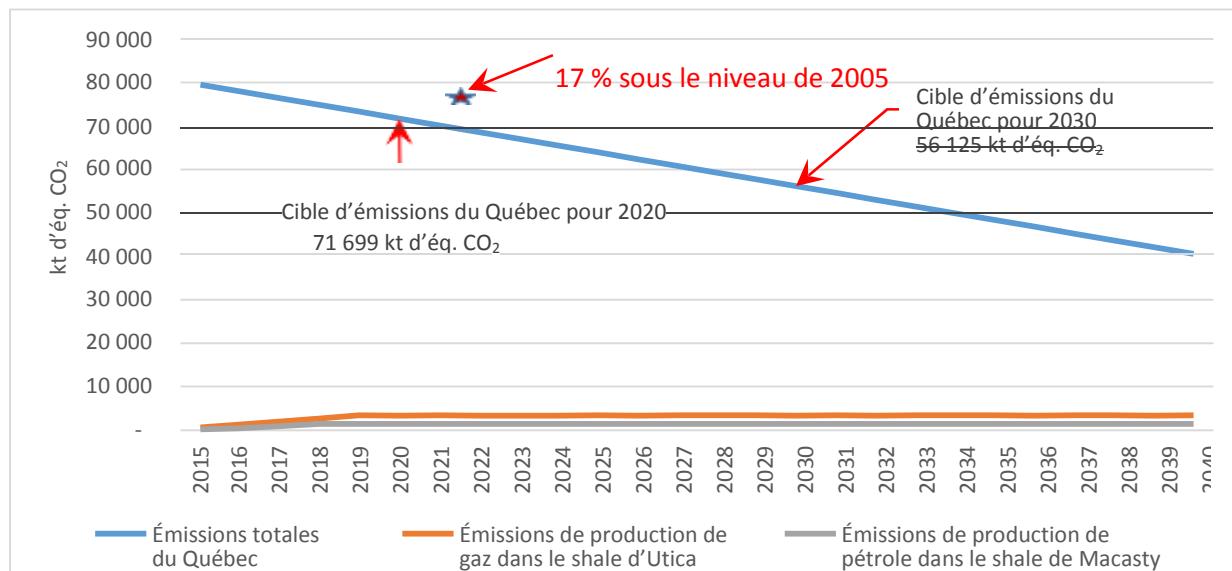
¹⁶⁰ PSAC, « Upcoming Summer Costs », *Well Cost Study 2013*, avril 2013, p. 280-5.

¹⁶¹ PSAC, *op. cit.*, p. 46-51.

¹⁶² Environnement Canada, *Rapport d'inventaire national 1990-2013 : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada*, partie 3, p. 52. Présenté à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques.

Selon Nduagu et Gates¹⁶³, les émissions en amont pour le gaz de schiste étaient estimées à 7,7 à 9,7 kg d'éq. CO₂ par gigajoule (GJ) et la valeur moyenne de 8,75 a été retenue pour ce rapport. Comme on considère que les chiffres sont plus élevés pour le pétrole de schiste – cela correspond mieux à la production de pétrole brut conventionnel –, on a retenu une valeur de 11 kg d'éq. CO₂/GJ pour cet hydrocarbure. Ces émissions sont ensuite multipliées par les volumes prévus de pétrole et de gaz des deux bassins définis dans le scénario de référence. Les résultats sont résumés à la figure 4.1.

Figure 4.1 : Cibles d'émissions 2015 du Québec et émissions potentielles liées à la production du pétrole du shale de Macasty et du gaz du shale d'Utica, scénario de référence



Sources : CERI et Ressources naturelles Canada

Comme le scénario de référence présume que le niveau de production de pétrole et de gaz dans les shales de Macasty et d'Utica se stabilisera en 2018 et changera pas avant 2040, les émissions conséquences de la production pétrolière et gazière dans ces bassins, en pourcentage des émissions totales du Québec, n'augmenteront que lentement. En 2015, elles représentaient 1,2 % des émissions totales; d'ici à 2030, elles seront passées à 8,6 % et à la fin de la période d'étude, en 2040, elles représenteront 11,9 %.

La figure 4.1 illustre le niveau des émissions au Québec en 2020 si la nouvelle politique sur les émissions du gouvernement provincial continue sur les mêmes bases vers l'objectif de 2030. La limite de 71 699 kt d'éq. CO₂, si elle est atteinte, est inférieure à la recommandation du scénario WEO 450 de l'AIE pour réduire d'ici à 2020 les émissions de gaz à effet de serre de 17 % par rapport aux niveaux de 2005. Cependant, ce dernier scénario prévoit des réductions des émissions plus importantes que le scénario du plan d'émissions du Québec après 2020.

¹⁶³ Experience I. Nduagu et Ian D. Gates, « Unconventional Heavy Oil Growth and Global Greenhouse Gas Emissions », Environmental Science & Technology, vol 49, n° 15, juin 2015, p. 2888.

Les taux d'émissions examinés ici correspondent aux émissions en amont seulement, car ce rapport met l'accent sur l'industrie amont. Les émissions produites sur la durée de vie totale, qui comprend le traitement et la combustion, peuvent être jusqu'à dix fois plus élevées¹⁶⁴.

Le scénario WEO 450 théorise un monde dans lequel des mesures d'efficacité énergétique sont rigoureusement appliquées. Comme nous l'énonçons dans la méthodologie¹⁶⁵, jusqu'à 2020, la réduction des émissions s'effectuera par les moyens suivants :

- Améliorations ciblées de l'efficacité énergétique dans les secteurs de l'industrie, des bâtiments et du transport
- Limitation de l'utilisation et de la construction de centrales au charbon inefficaces
- Réduction des rejets de méthane dans la production pétrolière et gazière amont.
- Élimination partielle progressive des subventions aux combustibles fossiles.

Après cette date, la tarification du CO₂ sera intégralement adaptée dans les pays de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE) et ailleurs, les subventions aux combustibles fossiles seront éliminées partout dans le monde (sauf au Moyen-Orient, où des subventions limitées demeureront) et les normes de rendement énergétiques seront renforcées. Sans aucun doute, dans ce scénario, on s'attend à ce que le pétrole et le gaz naturel perdent de leur valeur par rapport à des sources énergétiques plus propres.

On peut objecter qu'à mesure que la valeur du pétrole chute, la valeur du gaz naturel pourrait augmenter, au moins à court à moyen terme, en raison des plus faibles émissions qu'il produit pendant sa durée de vie. Cependant, à long terme, le scénario WEO 450 définit un monde qui dépend de moins en moins des combustibles à base de carbone. Même si l'industrie des hydrocarbures devait se développer au Québec et s'intégrer facilement au futur plafond d'émissions fixé par la province, le petit nombre de marchés désireux d'accepter ces hydrocarbures et cette évolution auraient des répercussions sur la valeur marchande.

Hypothèses de production pétrolière et retombées économiques

Si on présume que 15 % des 43,6 milliards de barils du shale de Macasty sont récupérables, que le taux de production initial est de 95 barils/jour et que la productivité des puits forés dans le bassin décline selon une courbe harmonique, le gisement pourrait produire du pétrole à une cadence de 60 000 barils par jour entre 2015 et 2040. Ces calculs se fondent sur les renseignements limités disponibles sur ce shale et présument que le bassin ne change pas. Dans la réalité, quand de nouveaux bassins sont ouverts, ils stimulent l'exploitation. On peut s'attendre à ce que les activités d'évaluation de l'île et de son potentiel en mer s'intensifient. On peut aussi raisonnablement croire que la poursuite de ces activités entraînera une augmentation notable de la durée de vie du bassin.

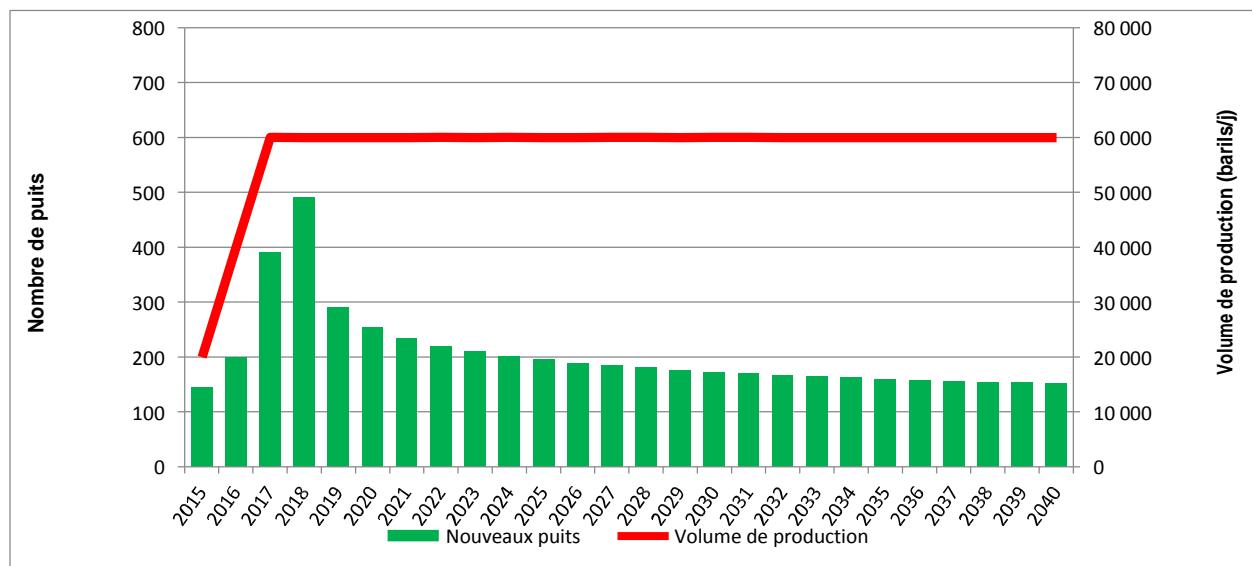
¹⁶⁴ Nduagu et Gates, *op. cit.*, p. 2888.

¹⁶⁵ Voir aussi, AIE, « 450 Scenario: Method and Policy Framework », *World Energy Outlook 2015*. Sur Internet :

http://www.worldenergyoutlook.org/media/weowebsite/energymodel/documentation/Methodology_for450Scenario.pdf.

Dans le scénario de référence, le shale de Macasty produit à plein rendement, soit 60 000 barils/jour, à partir de la quatrième année d'exploitation. La figure 4.2 illustre le nombre de nouveaux puits à forer chaque année pour maintenir le rythme jusqu'à 2040, et au-delà. Le forage atteint à son maximum 491 puits et baisse une fois le seuil de 60 000 barils/jour franchi. On présume que chaque puits est un puits horizontal nécessitant une fracturation en 12 étapes et que le facteur de perte est de 3 %. Ces hypothèses s'appuient sur les résultats des puits forés dans des structures semblables en Saskatchewan.

**Figure 4.2 : Volumes de production pétrolière dans le shale de Macasty et nombre de puits,
scénario de référence**

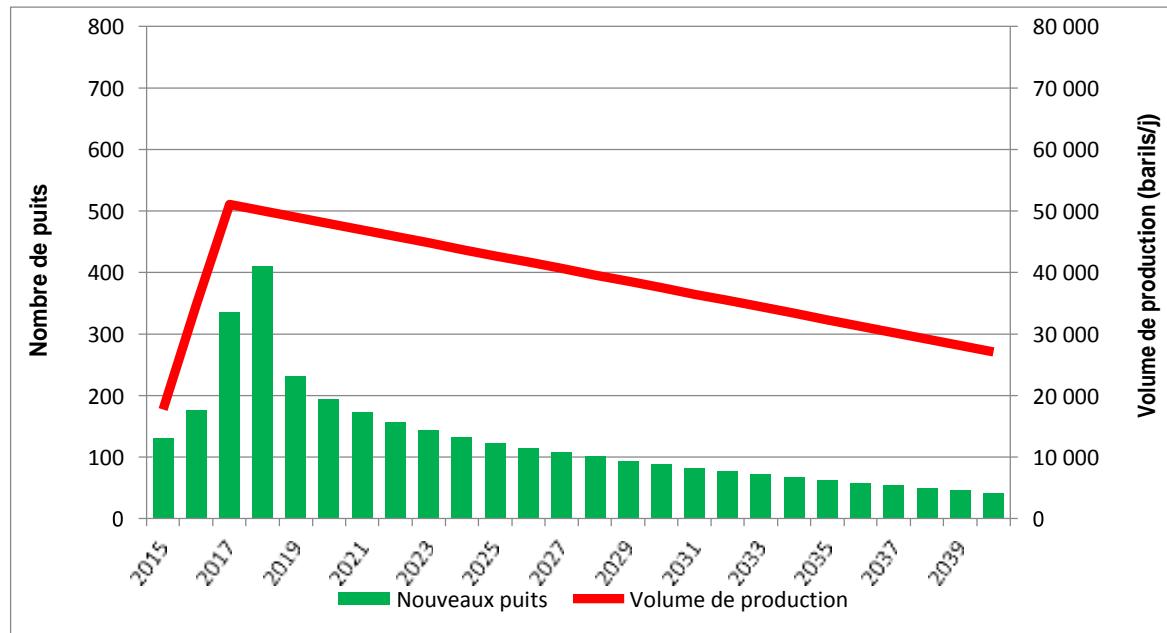


Source : CERI

Le gouvernement du Québec a annoncé de nouvelles normes d'émissions en septembre 2015, qui engageront la province à réduire ses émissions totales de 37,5 % par rapport à leur niveau de 1990 d'ici à 2030. Dans ce rapport, nous avons estimé la baisse de la production de pétrole dans le shale de Macasty si l'industrie des hydrocarbures devait réduire ses propres émissions selon le même pourcentage et dans la même période. Nous présumons aussi que le taux de réduction des émissions sera maintenu jusqu'à la fin de période d'étude, en 2040.

Pour respecter le nouveau plan de réduction des émissions proposé par le gouvernement provincial, appelé ici « scénario du plan d'émissions du Québec », nous avons prévu que le shale de Macasty produirait à plus faible capacité pour limiter les émissions, avec une cadence maximale de 51 000 barils/jour en 2018 et qui baisserait par la suite. La figure 4.3 indique le nombre de nouveaux puits à forer chaque année jusqu'en 2040. Le forage atteindrait 424 puits à son maximum et diminuerait une fois le niveau de production maximal franchi la quatrième année d'exploitation. En 2030, 89 nouveaux puits seraient construits, soit 83 de moins que dans le scénario de référence.

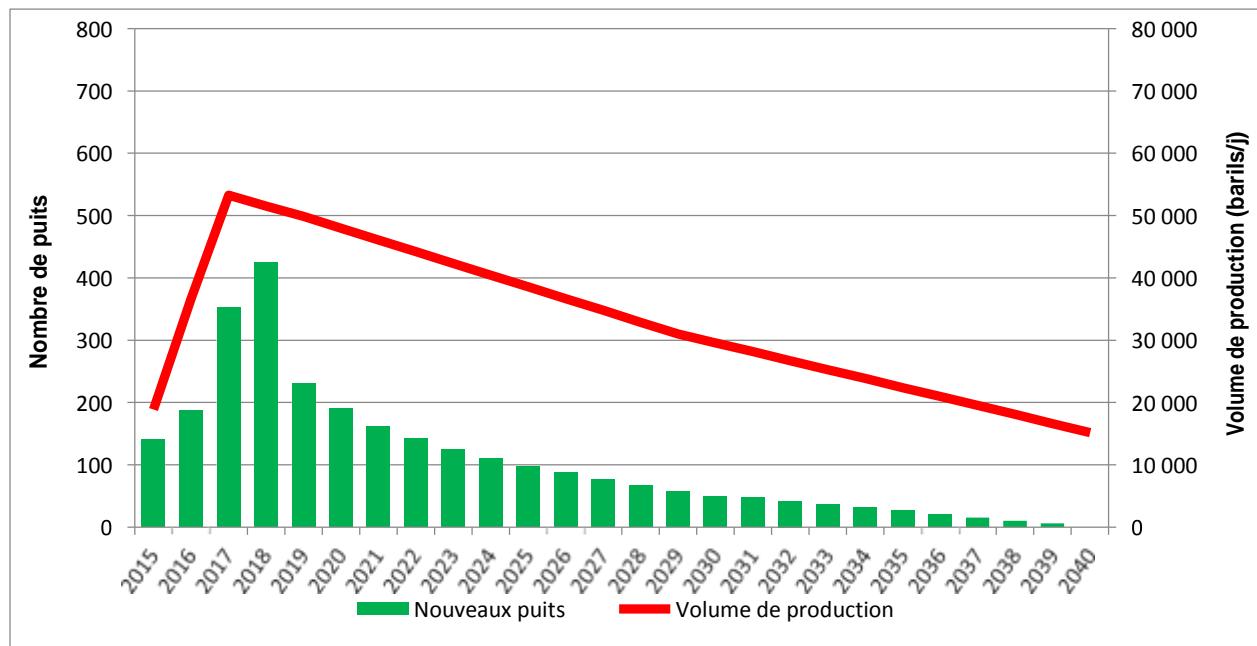
Figure 4.3 : Volumes de production pétrolière dans le shale de Macasty et nombre de puits, scénario du plan d'émissions du Québec



Source : CERI

Dans le troisième cas, la production et le nombre de puits sont déterminés selon la version de 2014 du scénario WEO 450, un scénario radical de l'AIE, qui inclut de fortes contraintes d'émissions et dont les conséquences sont illustrées à la figure 4.4. Comme dans le cas du scénario du plan d'émissions du Québec, la construction de puits atteint son maximum à 424 unités, mais baisse à un rythme légèrement supérieur et aucun nouveau puits n'est foré la dernière année d'étude. La production de pointe est de 53 200 barils/jour la quatrième année d'exploitation. De plus, à l'image du plan d'émissions du Québec, les volumes sont limités durant les 25 années de la période d'étude, ce qui devrait permettre au shale de Macasty de continuer à produire à une cadence modeste longtemps après 2040.

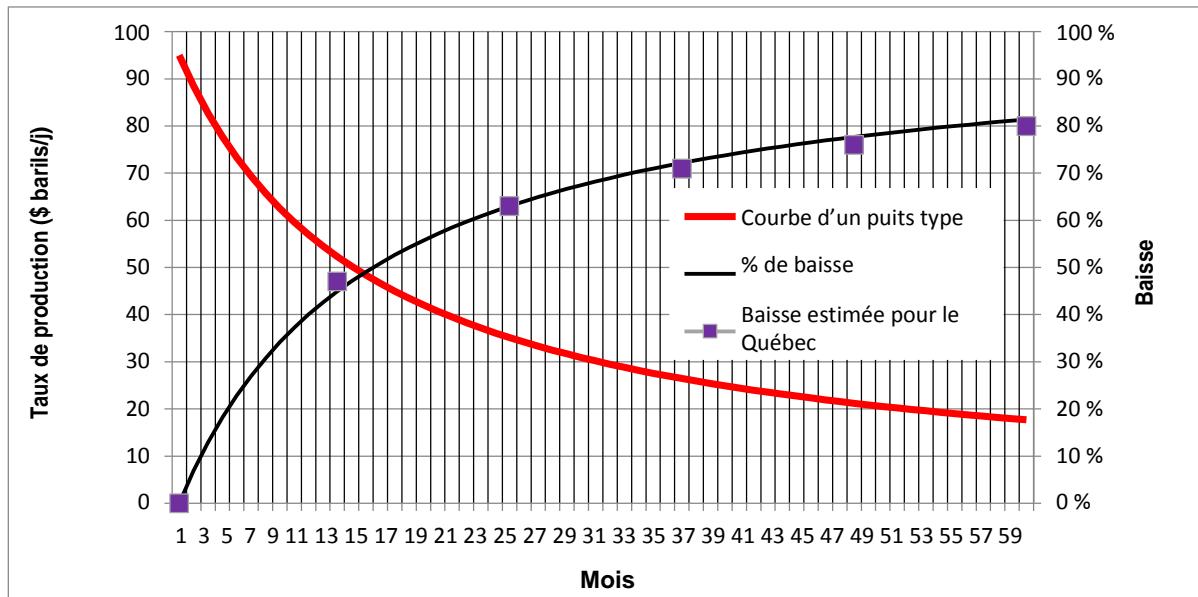
Figure 4.4 : Volumes de production pétrolière dans le shale de Macasty et nombre de puits, scénario WEO 450



Source : CERI

Les trois profils de forage qui précèdent présument que chaque puits a un taux de production initial de 95 barils/jour et que ce taux baisse selon la courbe harmonique illustrée à la figure 4.4. Ce taux initial correspond à une moyenne historique sur cinq ans calculée pour le deuxième mois de production de tous les puits de pétrole de schiste horizontaux forés dans la formation de Bakken.

Figure 4.5 : Courbe de baisse de la production, shale de Macasty



Source : CERI

Le tableau 4.1 illustre les retombées économiques sur les diverses provinces du développement de l'industrie du pétrole de schiste sur l'île d'Anticosti, à partir des résultats du modèle d'intrants-extrants fondé sur les hypothèses précédentes. Durant la période d'étude de 25 ans, on estime que le Québec verra une hausse du PIB de plus de 150 milliards de dollars, soit 68 % de l'augmentation totale. Selon les projections, l'Alberta, principale actrice de l'industrie pétrolière canadienne, devrait réaliser un gain de 57 milliards sur la même période. L'Ontario devrait profiter de retombées de plus de 8 milliards de dollars et la Colombie-Britannique et la Saskatchewan, de plus de 2 milliards. On prévoit que les bénéfices économiques augmenteront durant la période avec l'accroissement de la production et l'évolution du secteur des services national.

Le Québec serait également le principal bénéficiaire au chapitre de la rémunération des employés et des années-personnes d'emploi (direct, indirect et induit) avec 49 et 50 % du total, respectivement. L'Alberta suivrait avec 37 et 34 % et l'Ontario profiterait d'environ 7,5 % dans les deux domaines.

**Tableau 4.1 : Retombées économiques de l'exploitation du pétrole dans le shale de Macasty,
scénario de référence, 2015 à 2040**

Investissements et exploitation	Millions de \$CA		Milliers d'années- personnes
	PIB	Rémunération des employés	
Alberta	57 373	25 758	261
Colombie-Britannique	2 861	1 846	26
Manitoba	1 123	702	12
Nouveau-Brunswick	153	87	2
Terre-Neuve-et-Labrador	87	41	1
Nouvelle-Écosse	168	109	2
Nunavut	9	7	0
Territoires-du-Nord-Ouest	29	18	0
Ontario	8 196	5 094	59
Île-du-Prince-Édouard	16	10	0
Québec	150 028	33 512	385
Saskatchewan	2 449	1 419	23
Yukon	12	8	0
Total pour le Canada	222 503	68 611	770

Source : CERI

En ce qui concerne les retombées fiscales durant la période d'étude, c'est au Québec qu'elles sont les plus élevées, avec plus de 23 milliards de dollars de revenus toutes sources confondues, soit 64 % du total. L'Alberta est la seule autre province qui bénéficierait de revenus fiscaux de plus de 10 milliards et l'Ontario serait la troisième gagnante, avec des revenus d'un peu plus de 1,6 milliard (voir le tableau 4.2).

Tableau 4.2 : Retombées fiscales de l'exploitation du pétrole dans le shale de Macasty, scénario de référence, 2015 à 2040

Retombées économiques d'un choc sur l'économie du Québec 2015-2040 Fédéral, provincial et municipal – Investissements et exploitation				
Millions de \$CA	Impôt sur les sociétés	Impôt indirect	Impôt sur le revenu	Total
Alberta	3 067	1 447	6 026	10 540
Colombie-Britannique	77	202	276	555
Manitoba	24	60	54	137
Nouveau-Brunswick	3	7	14	24
Terre-Neuve-et-Labrador	4	3	7	14
Nouvelle-Écosse	5	8	20	32
Nunavut	0	0	1	1
Territoires-du-Nord-Ouest	1	1	2	4
Ontario	228	447	929	1 604
Île-du-Prince-Édouard	1	1	2	4
Québec	5 617	6 522	11 842	23 981
Saskatchewan	76	146	310	532
Yukon	0	0	1	2
Total pour le Canada	9 103	8 844	19 484	37 431

Source : CERI

La mise en application du plan d'émissions du Québec causera une réduction importante de la hausse du PIB, Québec ne bénéficiant plus que de 59 milliards de dollars sur la période d'étude, contre 150 milliards dans le scénario de référence. Les autres provinces seraient touchées de manière semblable, la hausse du PIB de l'Alberta passant de 57 à 24 milliards et celle de l'Ontario de 8 à environ 3,3 milliards (voir le tableau 4.3). Comme prévu, l'emploi et la rémunération des employés baisseraient aussi considérablement.

Tableau 4.3 : Retombées économiques de l'exploitation du pétrole dans le shale de Macasty, scénario du plan d'émissions du Québec, 2015 à 2040

Investissements et exploitation	Millions de \$CA		Milliers d'années-personnes
	PIB	Rémunération des employés	
Alberta	24 807	10 925	113
Colombie-Britannique	2 193	743	11
Manitoba	456	271	5
Nouveau-Brunswick	64	35	1
Terre-Neuve-et-Labrador	36	16	0
Nouvelle-Écosse	69	43	1
Nunavut	4	3	0
Territoires-du-Nord-Ouest	12	7	0
Ontario	3 366	2 012	24
Île-du-Prince-Édouard	7	4	0
Québec	59 528	12 524	153
Saskatchewan	1 010	563	9
Yukon	5	3	0
Total pour le Canada	90 554	27 148	317

Source: CERI.

Le Québec pourrait n'engranger qu'un peu moins de 10 milliards de revenus fiscaux, soit une baisse de 13 milliards par rapport au scénario de référence, mais toujours 60 % du total. L'Alberta et l'Ontario suivraient avec 4,5 milliards et 659 millions, respectivement (tableau 4.4).

**Tableau 4.4 : Retombées fiscales de l'exploitation du pétrole dans le shale de Macasty,
scénario du plan d'émission du Québec, 2015 à 2040**

Retombées économiques d'un choc sur l'économie du Québec 2015-2040 Fédéral, provincial et municipal – Investissements et exploitation				
Millions de \$CA	Impôt sur les sociétés	Impôt indirect	Impôt sur le revenu	Total
Alberta	1 326	623	2 606	4 555
Colombie-Britannique	32	90	115	237
Manitoba	10	24	28	62
Nouveau-Brunswick	1	3	6	10
Terre-Neuve-et-Labrador	2	1	3	6
Nouvelle-Écosse	2	3	8	13
Nunavut	0	0	0	1
Territoires-du-Nord-Ouest	0	1	1	2
Ontario	94	184	382	659
Île-du-Prince-Édouard	0	0	1	1
Québec	2 229	2 580	4 699	9 507
Saskatchewan	31	60	128	219
Yukon	0	0	0	1
Total pour le Canada	3 727	3 570	7 976	15 273

Source : CERI

Sur les 25 ans de la période d'étude, c'est le scénario WEO 450 qui fixe les plus grosses contraintes sur les émissions et donc, entraîne la plus grosse réduction de hausse du PIB, de la rémunération des employés et de l'emploi.

Pour le shale de Macasty, le PIB du Québec augmenterait de 41 milliards de dollars, contre 59 milliards dans le scénario de plan d'émissions du Québec. En Alberta, la hausse serait de 19,7 milliards de dollars, soit une chute de 5,1 milliards. L'Ontario, quant à elle, perdrat environ 870 millions, passant de 3,36 à 2,49 milliards de dollars (voir le tableau 4.5). La rémunération des employés et l'emploi connaîtraient une baisse semblable.

Tableau 4.5 : Retombées économiques de l'exploitation du pétrole dans le shale de Macasty, scénario WEO 450, 2015 à 2040

Investissements et exploitation	Millions de \$CA		Milliers d'années-personnes
	PIB	Rémunération des employés	
Alberta	19 770	8 685	89
Colombie-Britannique	901	561	8
Manitoba	329	196	3
Nouveau-Brunswick	48	26	0
Terre-Neuve-et-Labrador	27	12	0
Nouvelle-Écosse	51	32	1
Nunavut	3	2	0
Territoires-du-Nord-Ouest	9	5	0
Ontario	2 495	1 492	18
Île-du-Prince-Édouard	5	3	0
Québec	41 441	8 735	107
Saskatchewan	751	419	7
Yukon	4	2	0
Total pour le Canada	65 833	20 170	234

Source : CERI

Les revenus fiscaux tirés de l'exploitation du shale de Macasty selon le scénario WEO 450 figurent au tableau 4.6.

Tableau 4.6 : Retombées fiscales de l'exploitation du pétrole dans le shale de Macasty, scénario WEO 450, 2015 et 2040

Retombées économiques d'un choc sur l'économie du Québec 2015-2040 Fédéral, provincial et municipal – Investissements et exploitation				
Millions de \$CA	Impôt sur les sociétés	Impôt indirect	Impôt sur le revenu	Total
Alberta	1 057	496	2 077	3 629
Colombie-Britannique	24	66	87	177
Manitoba	7	18	18	43
Nouveau-Brunswick	1	2	4	8
Terre-Neuve-et-Labrador	1	1	2	4
Nouvelle-Écosse	1	2	6	10
Nunavut	0	0	0	0
Territoires-du-Nord-Ouest	0	0	1	1
Ontario	69	136	283	489
Île-du-Prince-Édouard	0	0	1	1
Québec	1 552	1 799	3 271	6 621
Saskatchewan	23	45	95	163
Yukon	0	0	0	1
Total pour le Canada	2 737	2 566	5 845	11 147

Source : CERI

Durant la période de 25 ans, c'est le scénario de référence qui présente les retombées économiques les plus élevées, avec une hausse de 150 milliards dollars du PIB au Québec. Il est suivi par le scénario du plan d'émissions du Québec, avec une hausse de 50 milliards, et du

scénario WEO 450, avec une augmentation de 41 milliards.

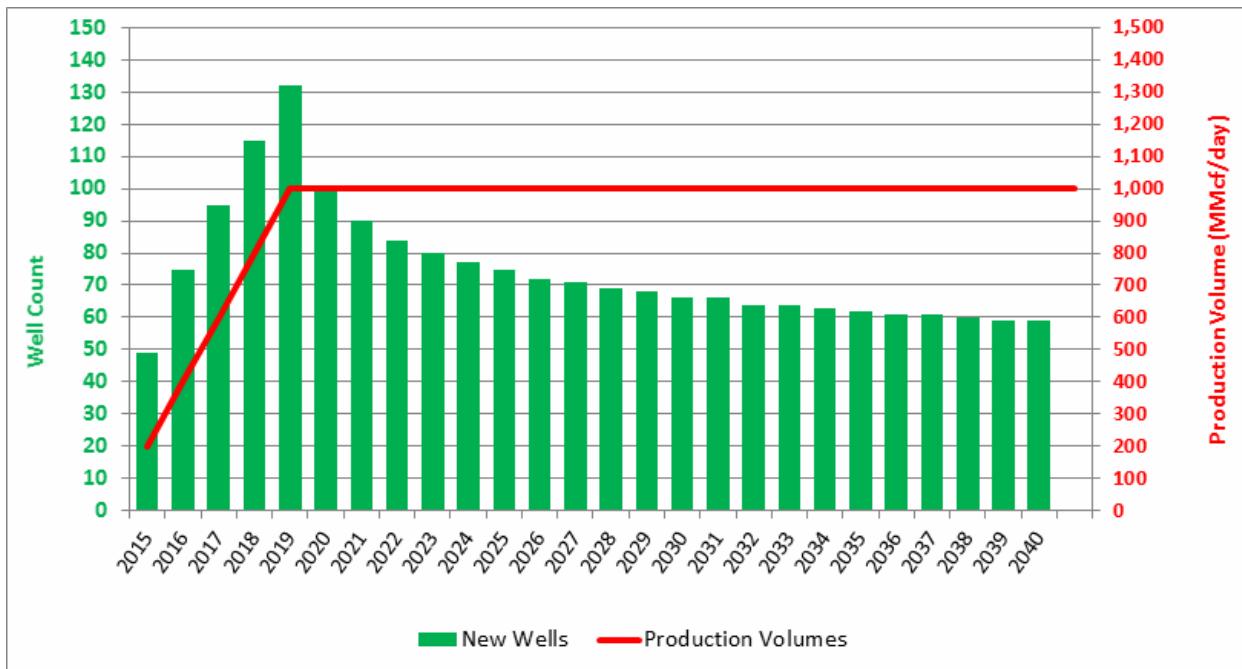
Hypothèses de production du gaz naturel et retombées économiques

Selon l'EIA, les taux de production initiaux généraux de gaz naturel dans le shale d'Utica ont été en moyenne de 7,5 Mpi³/j¹⁶⁶ en 2015; c'est donc cette valeur qui est utilisée dans le rapport (le gouvernement du Québec emploie une référence différente). On présume également que 15 % des 176,7 Tpi³ d'Utica sont récupérables et que la productivité des puits dans le bassin baisse selon une courbe harmonique. En vertu de ces hypothèses, le bassin pourrait soutenir une productivité de 1 000 Mpi³/j entre 2015 et 2040. Tout comme les calculs effectués pour le shale de Macasty, cette estimation présume que le bassin ne change pas. On peut donc s'attendre à ce que l'activité augmente à mesure que le gisement d'Utica se développe et prend de la maturité, mais la spéculation sur la nature et l'ampleur de cette activité dépasse le cadre de la présente étude.

La figure 4.6 illustre le nombre de nouveaux puits à forer chaque année pour produire 1 000 Mpi³ de gaz commercialisable par jour dans le shale d'Utica entre 2015 et 2040, et au-delà. Comme ce shale est riche en liquides, un facteur de contraction de 12 % a été ajouté dans les calculs. À son maximum, la cinquième année d'exploitation, le nombre de nouveaux puits serait de 132, et diminuerait ensuite. C'est également cette année-là que serait atteint le seuil de production de 1 000 Mpi³/j.

¹⁶⁶ EIA, *Drilling Productivity Report: For key tight oil and shale gas region*. Sur Internet : <http://www.eia.gov/petroleum/drilling/pdf/dpr-full.pdf>.

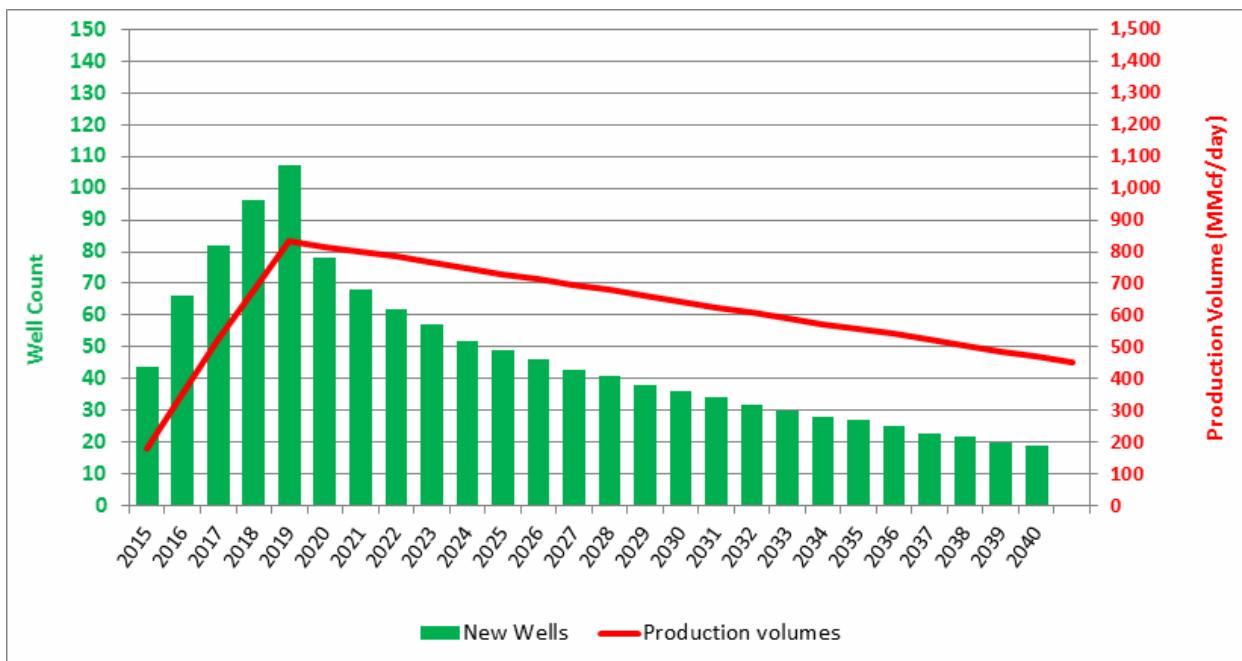
Figure 4.6 : Volume de production de gaz du shale d'Utica et nombre de puits, scénario de référence



Source : CERI

La figure 4.7 illustre comment la production et le nombre de puits diminuerait sous l'effet des contraintes d'émissions du scénario du plan d'émissions du Québec. Les ventes de gaz atteindraient leur maximum à environ 830 Mpi³/j la cinquième année, puis baîsseraient. À son maximum, la cinquième année d'exploitation également, le nombre de nouveaux puits serait de 107, puis diminuerait. C'est également cette année-là que serait atteint le seuil de production de 1 000 Mpi³/j.

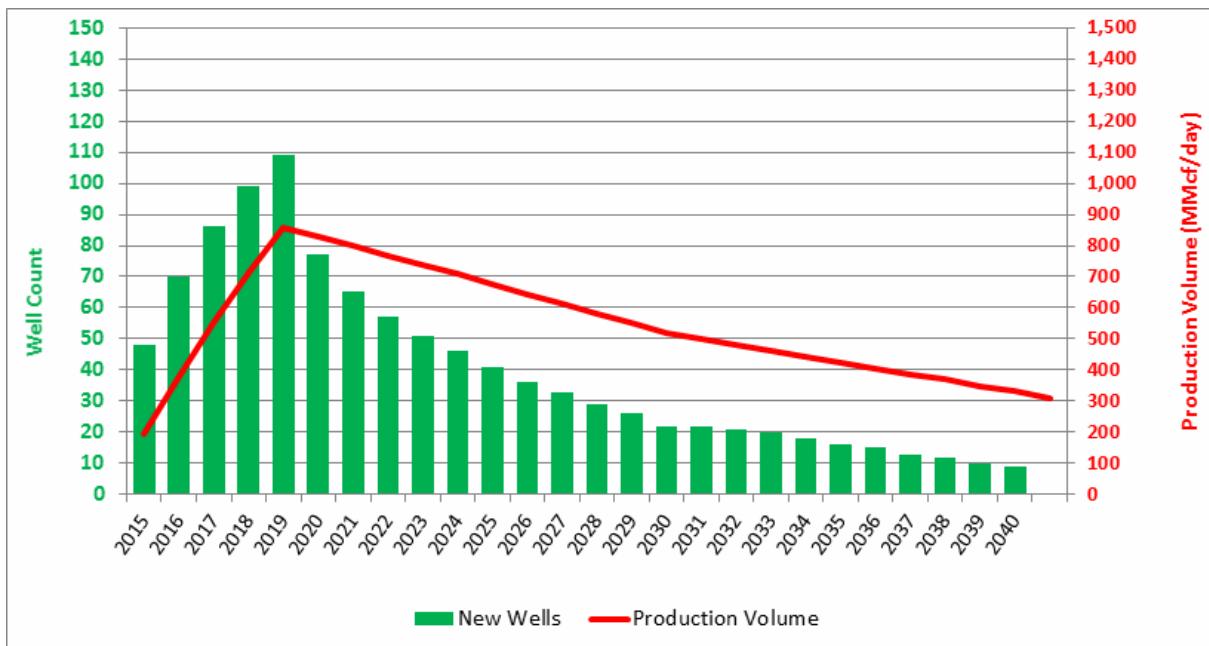
**Figure 4.7 : Volume de production de gaz du shale d'Utica et nombre de puits,
scénario du plan d'émissions du Québec**



Source : CERI

Tout comme dans le scénario du plan d'émissions du Québec, les volumes de production et le nombre de puits diminuerait rapidement dans le scénario WEO 450, mais la baisse serait plus grande les dernières années de la période d'étude (voir la figure 4.8). Seulement 9 nouveaux puits seraient construits la dernière année pour soutenir un volume de production d'environ 300 Mpi³/j. En raison des limites de volume durant les 25 ans de la période d'étude – comme dans le scénario du plan d'émissions du Québec – , le shale d'Utica devrait être en mesure de produire à faible niveau longtemps après 2040.

Figure 4.8 : Volume de production de gaz du shale d'Utica et nombre de puits, scénario WEO 450

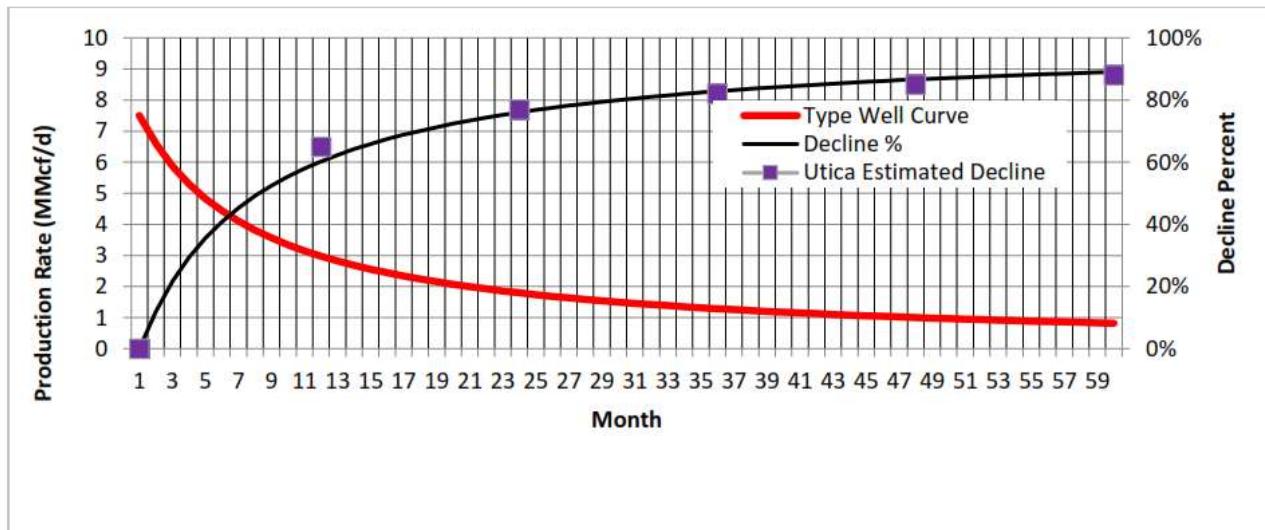


Source: CERI

Comme il est mentionné plus haut, les calculs qui précèdent présument un taux de production initial de 7,5 Mpi³/j. Le taux de réduction de la figure 4.9 repose sur les taux relevés dans la partie du shale d'Utica située en Ohio selon l'estimation du département de Géologie et de Sciences de l'environnement de l'université d'État de Youngstown¹⁶⁷.

¹⁶⁷ Bob Downing, « Ohio Utica Shale: Decline curve revealed by growing Utica shale production data », *Ohio.com*, 5 janvier 2015. Sur Internet : <http://www.ohio.com/blogs/drilling/ohio-utica-shale-1.291290/decline-curve-revealed-by-growing-utica-shale-production-data-1.555292>.

Figure 4.9 : Courbe de baisse de la production, shale d'Utica



Source: CERI

Si elles sont importantes, les retombées économiques du développement de l'industrie du gaz de schiste au Québec ne sont pas aussi grandes que celles produites par l'émergence de l'industrie du pétrole de schiste sur l'île d'Anticosti. Les coûts d'exploitation dans les basses-terres du Saint-Laurent, une région industrialisée occupée par une population qualifiée, sont plus faibles qu'à Anticosti, une île qui ne compte que quelques habitants, pas d'infrastructure établie et aucune liaison terrestre avec le reste du Canada. On prévoit donc que le shale d'Utica produirait plus d'hydrocarbures en barils d'équivalent pétrole, mais les conséquences sur le PIB, l'emploi et les revenus fiscaux seraient inférieures.

Le tableau 4.7 présente les répercussions sur le PIB, les salaires et l'emploi dans toutes les provinces canadiennes de l'émergence de l'industrie du gaz de schiste dans le shale d'Utica. On estime que le Québec profiterait d'une hausse de son PIB de plus de 93 milliards de dollars, ou 69 % de l'augmentation totale. Tout comme pour l'exploitation pétrolière, l'Alberta aurait beaucoup à gagner de l'exploitation du gaz québécois, avec une hausse de 33,5 milliards de son PIB. L'Ontario devrait profiter de retombées de près de 3 milliards de dollars et la Colombie-Britannique et la Saskatchewan, de l'ordre de 1,5 milliard sur 25 ans.

Le Québec serait également le principal bénéficiaire au chapitre de la rémunération des employés et des années-personnes d'emploi avec 20 milliards de dollars de salaires versés (49 %) et plus de 230 000 années-personnes d'emploi direct, indirect et induit (51 %).

Tableau 4.7: Retombées économiques de l'exploitation du gaz dans le shale d'Utica, scénario de référence, 2015 à 2040

Investissements et exploitation	Millions de \$CA		Milliers d'années-personnes
	PIB	Rémunération des employés	
Alberta	33 502	14 780	153
Colombie-Britannique	1 704	1 060	16
Manitoba	677	403	7
Nouveau-Brunswick	91	50	1
Terre-Neuve-et-Labrador	52	23	0
Nouvelle-Écosse	101	62	1
Nunavut	5	4	0
Territoires-du-Nord-Ouest	17	10	0
Ontario	4 915	2 933	35
Île-du-Prince-Édouard	10	6	0
Québec	93 299	19 168	233
Saskatchewan	1 469	817	14
Yukon	7	4	0
Total pour le Canada	135 848	39 330	460

Source : CERI

Comme l'illustre le tableau 4.8, les retombées fiscales pour le Québec seraient de près de 15 milliards de dollars, soit bien plus que pour n'importe quelle autre province (65 % des retombées fiscales totales). L'Alberta profiterait de revenus d'un peu plus de 6 milliards, alors qu'aucune autre province ne recevrait plus de 1 milliard.

Tableau 4.8 : Retombées fiscales de l'exploitation du gaz du shale d'Utica, scénario de référence, 2015 à 2040

Retombées économiques d'un choc sur l'économie du Québec 2015-2040 Fédéral, provincial et municipal – Investissements et exploitation				
Millions de \$CA	Impôt sur les sociétés	Impôt indirect	Impôt sur le revenu	Total
Alberta	1 791	841	3 519	6 151
Colombie-Britannique	46	141	164	352
Manitoba	14	36	51	102
Nouveau-Brunswick	2	4	7	14
Terre-Neuve-et-Labrador	2	2	4	9
Nouvelle-Écosse	3	5	12	19
Nunavut	0	0	0	1
Territoires-du-Nord-Ouest	1	1	1	3
Ontario	137	268	557	962
Île-du-Prince-Édouard	0	1	1	2
Québec	3 493	4 036	7 364	14 894
Saskatchewan	45	87	186	319
Yukon	0	0	1	1
Total pour le Canada	5 535	5 423	11 869	22 827

Source : CERI

Dans le scénario du plan d'émissions Québec, le shale d'Utica n'enregistre pas une chute aussi radicale du PIB, des salaires et de l'emploi que dans le cas du shale de Macasty. Comme le gisement d'Utica se trouve le long du corridor Montréal-Québec, son exploitation n'est pas aussi coûteuse que celle du gisement de Macasty situé sur une île éloignée. Par conséquent, la réduction de l'exploitation est bien plus nuisible à Anticosti que dans le bassin d'Utica. Dans ce dernier, l'augmentation du PIB passe de 93,3 milliards de dollars à 69,5 milliards, soit une chute de 25 % – une baisse importante, mais pas aussi vertigineuse que les 60 % enregistrés dans le cas de Macasty. La rémunération des employés et l'emploi diminueraient selon un taux semblable.

Tableau 4.9 : Retombées économiques de l'exploitation du gaz dans le shale d'Utica, scénario du plan d'émissions du Québec, 2015 à 2040

Investissements et exploitation	Millions de \$CA		Milliers d'années-personnes
	PIB	Rémunération des employés	
Alberta	25 876	11 387	11
Colombie-Britannique	1 295	806	1
Manitoba	508	302	0
Nouveau-Brunswick	69	38	0
Terre-Neuve-et-Labrador	39	18	0
Nouvelle-Écosse	76	47	0
Nunavut	4	3	0
Territoires-du-Nord-Ouest	13	8	0
Ontario	3 714	2 216	2
Île-du-Prince-Édouard	7	4	0
Québec	69 570	14 283	14
Saskatchewan	1 111	618	1
Yukon	5	3	0
Total pour le Canada	102 288	29 733	30

Source : CERI

Comme on pouvait le prévoir, les retombées fiscales dans le scénario du plan d'émissions du Québec ne sont pas aussi élevées que dans le scénario de référence (voir le tableau 4.10).

Tableau 4.10 : Retombées fiscales de l'exploitation du gaz du shale d'Utica, scénario du plan d'émission du Québec, 2015 à 2040

Retombées économiques d'un choc sur l'économie du Québec 2015-2040 Fédéral, provincial et municipal – Investissements et exploitation				
Millions de \$CA	Impôt sur les sociétés	Impôt indirect	Impôt sur le revenu	Total
Alberta	1 383	648	2 718	4 750
Colombie-Britannique	35	110	125	270
Manitoba	11	27	41	79
Nouveau-Brunswick	1	3	5	10
Terre-Neuve-et-Labrador	2	1	3	7
Nouvelle-Écosse	2	4	9	15
Nunavut	0	0	0	1
Territoires-du-Nord-Ouest	0	1	1	2
Ontario	103	202	421	727
Île-du-Prince-Édouard	0	1	1	2
Québec	2 605	3 007	5 491	11 103
Saskatchewan	34	66	141	241
Yukon	0	0	0	1
Total pour le Canada	4 178	4 070	8 957	17 205

Source : CERI

Comme l'illustre le tableau 4.11, l'augmentation totale du PIB due à l'exploitation du shale d'Utica au Québec chute de 69,5 milliards, dans le scénario du plan d'émissions du Québec, à 47,3 milliards pour le scénario WEO 450, soit 32 %. En Alberta, l'augmentation passe de 25,8 milliards à 19,5 milliards et de 3,7 milliards à 2,6 milliards pour l'Ontario. La rémunération des employés et l'emploi diminuent selon un taux semblable.

Tableau 4.11 : Retombées économiques de l'exploitation du gaz dans le shale d'Utica, scénario WEO 450, 2015 à 2040

Investissements et exploitation	Millions de \$CA		Milliers d'années-personnes
	PIB	Rémunération des employés	Emploi
Alberta	19 507	8 567	88
Colombie-Britannique	935	581	9
Manitoba	355	211	4
Nouveau-Brunswick	50	27	0
Terre-Neuve-et-Labrador	28	13	0
Nouvelle-Écosse	54	33	1
Nunavut	3	2	0
Territoires-du-Nord-Ouest	9	6	0
Ontario	2 643	1 578	19
Île-du-Prince-Édouard	5	3	0
Québec	47 324	9 742	118
Saskatchewan	792	441	7
Yukon	4	2	0
Total pour le Canada	71 710	21 208	247

Source : CERI

Les retombées fiscales dans le scénario WEO 450 sont présentées au tableau 4.12. Elles sont encore inférieures à ce qu'elles sont pour le scénario du plan d'émissions du Québec.

**Tableau 4.12 : Retombées fiscales de l'exploitation du gaz du shale d'Utica, scénario
WEO 450, 2015 à 2040**

Retombées économiques d'un choc sur l'économie du Québec 2015-2040 Fédéral, provincial et municipal – Investissements et exploitation				
Millions de \$CA	Impôt sur les sociétés	Impôt indirect	Impôt sur le revenu	Total
Alberta	1 043	488	2 049	3 580
Colombie-Britannique	25	77	90	193
Manitoba	7	19	27	53
Nouveau-Brunswick	1	2	4	7
Terre-Neuve-et-Labrador	1	1	2	5
Nouvelle-Écosse	1	3	6	10
Nunavut	0	0	0	0
Territoires-du-Nord-Ouest	0	0	1	1
Ontario	74	144	300	517
Île-du-Prince-Édouard	0	1	0	1
Québec	1 772	2 048	3 736	7 555
Saskatchewan	25	47	100	172
Yukon	0	0	0	0
Total pour le Canada	2 950	2 830	6 316	12 096

Source : CERI.

Durant la période d'étude de 25 ans, c'est le scénario de référence qui présente les retombées économiques les plus élevées, avec une hausse de 93 milliards de dollars du PIB au Québec. Il est suivi par le scénario du plan d'émissions du Québec, avec une hausse de 70 milliards, et du scénario WEO 450, avec une augmentation de 47 milliards. Ces trois scénarios prévisionnels de la production diffèrent de ceux élaborés par le gouvernement du Québec.

Chapitre 5

Principales constatations et conclusion

Les projections de PIB, d'emploi et de revenus fiscaux exposées plus bas sont issues de l'injection des dépenses d'exploitation et des dépenses en capital dans le modèle d'intrants-extrants du CERI. Il s'agit d'estimations économiques prudentes, qui sont le reflet d'une industrie pétrolière et gazière qui part presque de zéro, sans soutien extérieur, mais qui en quelques années, deviendrait presque exclusivement centrée sur le Québec.

On peut s'attendre à ce que l'exploitation du gaz dans le shale d'Utica et du pétrole dans le shale de Macasty s'amplifie et s'étende à d'autres bassins de la province (sauf si la croissance est freinée par des contraintes), mais le calcul de l'ampleur de cette croissance dépasse le cadre de l'étude. Les chiffres donnés dans les figures qui suivent sont donc prudents. Les coûts de production présentés dans ce rapport sont élevés et fondés sur l'information publiée sur les puits de production. Les estimations ne tiennent pas compte :

- de l'augmentation de la production par puits résultant de l'amélioration des techniques;
- de la baisse des coûts en capital et des charges d'exploitation par puits due à des économies d'échelle ou à l'amélioration de l'efficacité;
- d'une quantification économique du risque, parfois représentée au moyen de la méthode de simulation de Monte-Carlo.

Au démarrage, les gisements énergétiques exigent souvent d'énormes dépenses, qui diminuent avec le temps. Les estimations réalisées par le CERI portent à croire que les débuts de l'industrie pétrolière et gazière québécoise feront face à des défis. Les gouvernements et le milieu des affaires devraient mener une analyse minutieuse des risques et des avantages avant de s'engager dans la mise sur pied de ce secteur d'activité.

Les tableaux 5.1 à 5.4 présentent les avantages cumulés pour les économies provinciales du Canada de l'exploitation des hydrocarbures dans les bassins de Macasty et d'Utica, selon les trois scénarios élaborés aux fins de l'étude.

Tableau 5.1 : Avantages économiques pour le Canada – shale de Macasty

PIB, rémunération et emploi au Canada découlant de l'exploitation du shale de Macasty, 2015-2040. Investissements et exploitation.	Millions de \$CA		Milliers d'années- personnes
	PIB	Rémunération des employés	
Scénario de référence	222 503	68 611	770
Scénario du plan d'émissions du Québec	90 554	27 148	317
Scénario WEO 450	65 833	20 170	234

Source : CERI

Table 5.2: Avantages économiques pour le Canada – shale d'Utica

PIB, rémunération et emploi au Canada découlant de l'exploitation du shale d'Utica. Investissements et exploitation.	Millions de \$CA		Milliers d'années- personnes
	PIB	Rémunération des employés	
Scénario de référence	135 848	39 330	460
Scénario du plan d'émissions du Québec	102 288	29 733	30
Scénario WEO 450	71 710	21 208	247

Source : CERI

Tableau 5.3 : Avantages fiscaux pour le Canada – shale de Macasty

Impôts et taxes perçus au Canada grâce à l'exploitation du shale de Macasty, 2015-2040, 3 scénarios. Fédéral, provincial et municipal – Investissements et exploitation				
Millions de \$CA	Impôt sur les sociétés	Impôt indirect	Impôt sur le revenu	Total
Scénario de référence	9 103	8 844	19 484	37 431
Scénario du plan d'émissions du Québec	3 727	3 570	7 976	15 273
Scénario WEO 450	2 737	2 566	5 845	11 147

Source : CERI

Tableau 5.4: Avantages fiscaux pour le Canada – shale d'Utica

Impôts et taxes perçus au Canada grâce à l'exploitation du shale de Macasty, 2015-2040, 3 scénarios. Fédéral, provincial et municipal – Investissements et exploitation				
Millions de \$CA	Impôt sur les sociétés	Impôt indirect	Impôt sur le revenu	Total
Scénario de référence	5 535	5 423	11 869	22 827
Scénario du plan d'émissions du Québec	4 178	4 070	8 957	17 205
Scénario WEO 450	2 950	2 830	6 316	12 096

Source : CERI

Globalement, le scénario de référence produit les meilleurs avantages économiques pour le Québec et pour le Canada. Les contraintes quant aux émissions de carbone ont un double impact

sur la production. Premièrement, elles réduisent la demande, ce qui se traduit généralement par une baisse des prix. Deuxièmement, elles entraînent une diminution de la production pour répondre aux limites d'émissions imposées.

L'exploitation des hydrocarbures proposée au Québec fait face à un marché féroce-ment concurrentiel et aux défis posés par un monde en rapide évolution et un marché de plus en plus préoccupé par les émissions de gaz à effet de serre produites par la combustion de combustibles fossiles. Bien qu'il est possible à court ou moyen terme que les prix du pétrole et du gaz montent, la viabilité économique de l'exploitation des hydrocarbures au Québec n'est pas garantie si le monde prend des mesures draconiennes pour lutter contre les changements climatiques ces prochaines années, ce qui devrait faire du pétrole et du gaz des combustibles moins désirables. L'industrie des hydrocarbures québécoise devra affronter les industries d'autres provinces et territoires dont les seuils de coût de l'offre de production sont moindres.

Avec des coûts de production supérieurs à 95,50 \$/baril, l'exploitation du pétrole n'est actuellement pas rentable. Pour le gaz naturel, les coûts de production de 3,72 \$/kpi³ signifient qu'il s'agit d'une zone marginale qui dépend de la minimisation des coûts, notamment par l'accès à l'infrastructure d'Amérique du Nord.

D'autres prévisions de production et hypothèses concernant les coûts sont également mentionnées; le profil de production de pétrole de schiste est tiré du scénario « Optimisé » d'*Évaluation financière, évaluation des retombées économiques et scénarios possibles de développement de l'exploitation d'hydrocarbures sur l'île d'Anticosti*, une publication du ministère des Finances du Québec. Le profil de production de gaz de schiste du shale d'Utica est fourni par Talisman, qui étudie actuellement l'exploitation de ce gaz au Québec.

L'étude met l'accent sur le potentiel pétrolier du shale de Macasty. Les lecteurs désirant en savoir plus sur le potentiel en LGN sont encouragés à consulter l'étude AECNO1 réalisée dans le cadre de l'évaluation environnementale stratégique du gouvernement du Québec et le site Web de Corridor Resources, de Pétrolia et de Junex.

Le coût de l'offre et les retombées économiques de ces scénarios fondés sur une production initiale (PI) élevée, ainsi qu'une analyse des différences entre ces scénarios et les scénarios élaborés par le CERI sont présentés à l'annexe C. L'évaluation du CERI et les scénarios autres sont comparés dans le tableau 5.5.

Tableau 5.5 : Comparaison entre l'évaluation du CERI et les autres scénarios de production : coût de l'offre et répercussions économiques

	Scénario de référence du CERI	Scénario à PI élevée
Coût de l'offre de gaz nature (\$/kpi ³)	3,72	2,55
Coût de l'offre de pétrole (\$/baril)	95,50	66,00
PIB du Québec (milliards de \$)	243	73,3
Emploi au Québec (1000 années-personnes)	618	186
PIB du Canada (milliards de \$)	362	106
Emploi au Canada (1000 années-personnes)	1 230	367

Source : CERI

L'analyse n'a pas révélé une position unique qu'auraient pu avoir les marchandises pétrolières et gazières québécoises par rapport à celles d'autres régions de production en Amérique du Nord ou ailleurs dans le monde. Par conséquent, leur compétitivité repose sur la faiblesse des coûts de production et sur l'accès aux marchés.

L'industrie des hydrocarbures québécoise dispose d'une facilité d'accès, car elle se trouve dans des eaux sujettes aux marées. Elle peut donc tirer profit d'un prix du Brent semblable à celui des hydrocarbures de Terre-Neuve et que les producteurs de l'Ouest canadien cherchent à atteindre. Par contre, les coûts demeurent un défi, en raison de la nécessité de construire l'infrastructure.

L'accès au marché du gaz nord-américain peut aussi s'effectuer par l'expansion du réseau de gazoducs. Ici également, l'investissement dans l'infrastructure entraînera des coûts.

L'industrie du gaz naturel québécoise potentielle bénéficierait probablement de l'accroissement de la capacité d'exportation de gaz naturel liquéfié de la côte Est du Canada, particulièrement vers l'Europe.

Aujourd'hui, en raison des coûts élevés de l'offre par rapport à des régions de production pétrolière et gazière établie, il sera difficile à la province d'être concurrentielle en Amérique du Nord et sur les marchés mondiaux (plus encore pour le pétrole que pour le gaz naturel). Les contraintes imposées aux émissions de carbone rendront la position du Québec encore plus précaire, une situation que connaîtront aussi les autres producteurs d'hydrocarbures mondiaux dont les coûts sont élevés. Seuls les territoires et les provinces dont les coûts sont faibles et qui peuvent être rentables lorsque les prix sont bas verront leur industrie pétrolière et gazière continuer à se développer dans un monde qui commence à se détourner des hydrocarbures au profit de sources d'énergie à faibles émissions.

En fin de compte, le développement d'une industrie de production d'hydrocarbures au Québec, ou ailleurs, est une question de prix. Si les producteurs peuvent réaliser les marges de profit dont ils ont besoin dans l'un des trois scénarios d'exploitation énoncés dans cette étude, la province

pourra bâtir son industrie pétrolière ou son industrie gazière, ou les deux, et il bénéficiera alors de répercussions sur le PIB, sur l'emploi et sur les revenus fiscaux.

Annexe A

Retombées sur le PIB des principales provinces

Québec

Au Québec, comme prévu, le secteur qui bénéficierait le plus du développement pétrolier dans le shale de Macasty durant la période d'étude sera l'industrie du pétrole conventionnel. Dans les trois scénarios, elle profite de retombées plus de dix fois supérieures à celles vécues par n'importe quelle autre industrie. Les secteurs du gaz et des LGN sont également de grands gagnants parce qu'une partie de l'équipement et des compétences sont utilisables pour la construction et l'exploitation pétrolières conventionnelles.

Tableau A.1 : Les cinq principales industries bénéficiaires au Québec – développement pétrolier dans le shale de Macasty (PIB, millions de \$)

Principales industries bénéficiaires	Scénario de référence	Plan d'émissions du Québec	WEO 450
Pétrole conventionnel	105 865	42 163	29 285
Gaz et LGN	9 741	3 829	2 676
Services ménagers (main-d'œuvre)	6 911	2 736	1 908
Finance, assurance, immobilier, location et location à bail	6 243	2 306	1 651
Mines	3 768	1 481	1 034

Source : CERI

Tout comme pour le développement pétrolier dans le shale de Macasty, une industrie profite principalement du développement gazier dans le shale d'Utica, le secteur du gaz et des LGN. Le pétrole conventionnel se situe loin derrière, mais les répercussions y restent importantes, suivies des trois mêmes industries que pour le développement pétrolier : services ménagers (main-d'œuvre); finance, assurance, immobilier, location et location à bail et mines.

Tableau A.2 : Les cinq principales industries bénéficiaires au Québec – développement gazier dans le shale d'Utica (PIB, millions de \$)

Principales industries bénéficiaires	Scénario de référence	Plan d'émissions du Québec	WEO 450
Gaz et LGN	66 459	49 630	33 697
Pétrole conventionnel	6 322	4 720	3 208
Services ménagers (main-d'œuvre)	4 255	3 145	2 144
Finance, assurance, immobilier, location et location à bail	3 353	2 429	1 701
Mines	2 446	1 826	1 241

Source : CERI

Alberta

L'Alberta est la province, après le Québec, à laquelle le développement pétrolier dans le shale de Macasty apporte le plus, en raison de la maturité de son industrie pétrolière et gazière. C'est vers cette province que le Québec se tournerait principalement pour obtenir l'expertise et l'équipement industriels, surtout dans les premières années. Dans les trois scénarios, c'est le secteur pétrolier conventionnel qui jouerait le plus grand rôle au Québec.

Tableau A.3 : Les cinq principales industries bénéficiaires en Alberta – développement pétrolier dans le shale de Macasty (PIB, millions de \$)

Principales industries bénéficiaires	Scénario de référence	Plan d'émissions du Québec	WEO 450
Pétrole conventionnel	26 600	11 683	9 456
Services ménagers (main-d'œuvre)	7 374	3 183	2 532
Finance, assurance, immobilier, location et location à bail	4 870	2 070	1 662
Bâtiments à propriétaire-occupant	3 225	1 392	1 107
Services professionnels, scientifiques et techniques	2 392	1 021	796

Source : CERI

En Alberta, le gaz et les LGN sont les secteurs qui profitent le plus du développement gazier dans le shale d'Utica, pour les mêmes raisons que celles pour lesquelles le pétrole conventionnel est le premier bénéficiaire du développement pétrolier dans le shale de Macasty : l'industrie est mature et serait une source essentielle d'aide pour la construction de l'industrie gazière québécoise. Ici encore, les répercussions seraient principalement ressenties les premières années, quand cette industrie émergerait pour devenir un secteur d'activité important dans la province.

Tableau A.4 : Les cinq principales industries bénéficiaires en Alberta – développement gazier dans le shale d'Utica (PIB, millions de \$)

Principales industries bénéficiaires	Scénario de référence	Plan d'émissions du Québec	WEO 450
Gaz et LGN	15 504	12 058	9 216
Services ménagers (main-d'œuvre)	4 300	3 319	2 498
Finance, assurance, immobilier, location et location à bail	2 713	2 080	1 580
Bâtiments à propriétaire-occupant	1 881	1 451	1 093
Pétrole conventionnel	1 499	1 132	797

Source : CERI

Ontario

En raison de sa population bien formée, du statut de Toronto comme centre des affaires et de sa large base industrielle, l'Ontario serait la troisième province canadienne bénéficiaire du développement des hydrocarbures au Québec. Mais au lieu des industries du pétrole et du gaz, c'est le secteur de la finance, des assurances, de l'immobilier de la location et de la location à bail qui en profiterait le plus. Pour ce secteur, l'exploitation dans le shale de Macasty générerait des retombées de 751 millions de dollars (scénario WEO 450) à près de 2,5 milliards (scénario de référence).

Tableau A.5 : Les cinq principales industries bénéficiaires en Ontario – développement pétrolier dans le shale de Macasty (PIB, millions de \$)

Principales industries bénéficiaires	Scénario de référence	Plan d'émissions du Québec	WEO 450
Finance, assurance, immobilier, location et location à bail	2 473	1 013	751
Services ménagers (main-d'œuvre)	944	388	288
Fabrication autre	884	366	272
Services professionnels, scientifiques et techniques	634	262	195
Commerce de gros	539	223	166

Source : CERI

C'est le secteur de la finance, des assurances, de l'immobilier de la location et de la location à bail serait l'industrie qui profiterait le plus en Ontario du développement gazier dans le shale d'Utica, dans les trois scénarios. Ce développement créerait aussi un volume appréciable d'activités de fabrication dans la province en soutien à l'industrie québécoise et les services professionnels, scientifiques et techniques ontariens seraient mis à contribution, surtout les premières années.

Tableau A.6 : Les cinq principales industries bénéficiaires en Ontario – développement gazier dans le shale d'Utica (PIB, millions de \$)

Principales industries bénéficiaires	Scénario de référence	Plan d'émissions du Québec	WEO 450
Finance, assurance, immobilier, location et location à bail	1 481	1 118	796
Services ménagers (main-d'œuvre)	565	427	304
Fabrication autre	527	399	285
Services professionnels, scientifiques et techniques	377	285	204
Commerce de gros	322	244	174

Source : CERI

Colombie-Britannique

Même si la Colombie-Britannique se trouve loin du Québec, Vancouver est un grand centre d'affaires et la province dispose également d'une main-d'œuvre qualifiée et expérimentée dans le domaine des hydrocarbures. Durant la période d'étude, le développement du shale de Macasty permettrait à la Colombie-Britannique de profiter de retombées de plusieurs centaines de millions de dollars dans les secteurs de la finance, des assurances, de l'immobilier de la location et de la location à bail, de la fabrication et de services professionnels, scientifiques et techniques, dans les trois scénarios.

Tableau A.7 : Les cinq principales industries bénéficiaires en Colombie-Britannique – développement pétrolier dans le shale de Macasty (PIB, millions de \$)

Principales industries bénéficiaires	Scénario de référence	Plan d'émissions du Québec	WEO 450
Finance, assurance, immobilier, location et location à bail	427	178	134
Services ménagers (main-d'œuvre)	363	151	114
Fabrication autre	320	134	101
Services professionnels, scientifiques et techniques	248	103	76
Transport et entreposage	240	100	75

Source : CERI

Le développement gazier dans le shale d'Utica profiterait à la Colombie-Britannique de la même façon que le développement pétrolier dans le shale de Macasty. Le principal bénéficiaire sera le secteur de la finance, des assurances, de l'immobilier de la location et de la location à bail, suivit par celui des services ménagers (main-d'œuvre). La province connaîtrait une croissance dans les domaines de la fabrication, des services professionnels, scientifiques et techniques et des transports et de l'entreposage.

**Tableau A.8 : Les cinq principales industries bénéficiaires en Colombie-Britannique –
développement gazier dans le shale d'Utica (PIB, millions de \$)**

Principales industries bénéficiaires	Scénario de référence	Plan d'émissions du Québec	WEO 450
Finance, assurance, immobilier, location et location à bail	254	193	139
Services ménagers (main-d'œuvre)	216	164	119
Fabrication autre	190	144	104
Services professionnels, scientifiques et techniques	147	111	80
Transport et entreposage	144	109	78

Source : CERI

Annexe B

Infrastructure de soutien aux hydrocarbures

Le développement d'une industrie des hydrocarbures dépend de l'infrastructure de soutien, ou de son absence. Il est utile de connaître l'infrastructure existante pour évaluer les défis du Québec en matière d'investissement dans ce domaine.

Le Québec dispose de 12 353 kilomètres de pipelines de transport et de distribution¹⁶⁸. Pour mettre ce chiffre en perspective, il faut savoir que la Colombie-Britannique en compte 40 392 kilomètres, l'Alberta 415 152, la Saskatchewan 102 400 et l'Ontario 114 000¹⁶⁹. Même si l'Alberta est la plus importante productrice d'hydrocarbures au Canada, son manque d'infrastructure de pipeline, en particulier pour l'exportation, est bien connu.

Autre élément important, le stockage, car il est précieux pour gérer la demande saisonnière. Le Québec compte peu d'installations de stockage du pétrole et aucune pour le gaz. Dans ce dernier cas, cela se traduit par un prix bien plus élevé du gaz durant la saison du chauffage.

Il n'y a pas de production de pétrole ou de gaz naturel au Québec; par conséquent, le nombre de conduites de collecte ou de canalisations principales y est négligeable. Le scénario de développement le plus probable dans la province serait une croissance interne par le raccordement des conduites de collecte et des canalisations des champs de production au réseau nord-américain de pipelines actuel.

La présente annexe est divisée en deux parties, une portant sur le transport de liquides par pipeline et par rail et l'autre sur les pipelines de gaz naturel. Les pipelines de liquides transportent le pétrole et les produits pétroliers à l'intérieur du Québec; les pipelines de gaz naturel du Québec et ceux installés juste à l'extérieur de la province sont essentiels à l'approvisionnement en gaz de cette dernière.

Transport des liquides par pipeline et rail

Les pipelines de liquides servent à transporter le pétrole brut ou les liquides de gaz naturel des champs producteurs aux raffineries, et dans le cas de certains produits pétroliers raffinés, des raffineries aux centres de distribution. La figure B.1 illustre le réseau de distribution du pétrole brut, qui s'étend de la production aux stations-service, en passant par les conduites de collecte et les raffineries de pétrole.

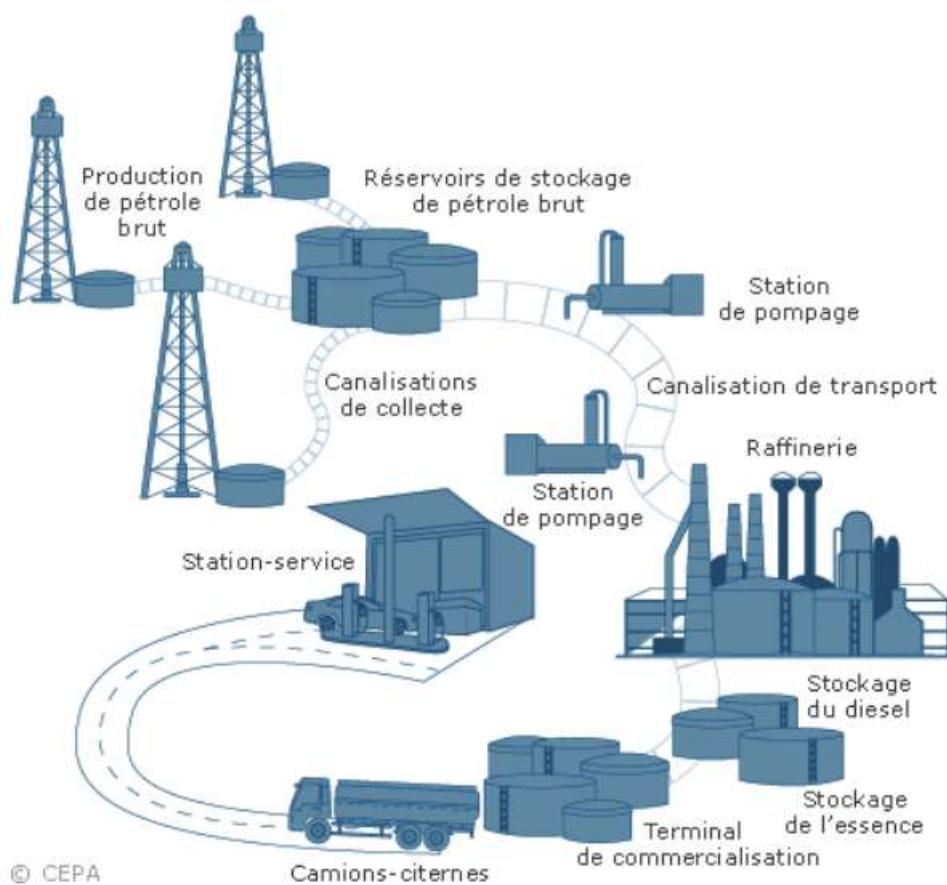
Il n'y a pas de production de pétrole ou de gaz naturel au Québec et le nombre de conduites de

¹⁶⁸ Ressources naturelles Canada, *Régime et réglementation des pipelines du Québec*. Sur Internet : <http://www.rncan.gc.ca/energie/infrastructure/regimes-reglementation-pipelines/16455>.

¹⁶⁹ Ressources naturelles Canada, *Régime de sécurité des pipelines au Canada*. Sur Internet : <http://www.rncan.gc.ca/energie/infrastructure/regimes-reglementation-pipelines/16463>.

collecte ou de canalisations principales y est négligeable. La province manque aussi de réservoirs de stockage du pétrole brut. Le pétrole brut consommé au Québec est expédié par oléoduc, par rail ou par navire-citerne vers deux grosses raffineries : une située à Lévis (raffinerie Jean-Gaulin – Énergie Valero) et l'autre à Montréal (Suncor)¹⁷⁰. La raffinerie d'Énergie Valero a une capacité de 265 000 barils/jour, alors que celle de Suncor a une capacité d'environ 140 000 barils/jour¹⁷¹. La première est alimentée par navire-citerne, tandis que la seconde est principalement approvisionnée par oléoduc (oléoduc Portland-Montréal) et, plus récemment, par train. Contrairement au transport par rail du pétrole brut, le convoi par navire-citerne n'est pas examiné plus loin dans cette section, mais il est important de noter que le pétrole envoyé à Valero est acheminé sur le Saint-Laurent par plus de 250 pétroliers chaque année¹⁷².

Figure B.1 : Réseau de distribution du pétrole brut



Source : CEPA¹⁷³

¹⁷⁰ Gouvernement du Québec, *Politique énergétique 2016-2025 : Hydrocarbures fossiles*, p. 24. Sur Internet : <http://www.politiqueenergetique.gouv.qc.ca/wp-content/uploads/fascicule-6.pdf>.

¹⁷¹ Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, *Raffinage du pétrole*. Sur Internet : <http://www.mern.gouv.qc.ca/energie/statistiques/statistiques-production-petrole.jsp>.

¹⁷² Gouvernement du Québec, *op. cit.*

¹⁷³ Association canadienne des pipelines d'énergie, *Pipelines de liquides*. Sur Internet : <http://www.cepa.com/fr/a-propos-des-pipelines/types-de-pipelines/pipelines-de-liquides>.

Cependant, plusieurs importants pipelines de liquides transportent le pétrole et les produits pétroliers vers le Québec : la canalisation principale d'Enbridge, l'oléoduc Portland-Montréal, l'oléoduc Pipeline Trans-Nord, l'oléoduc Pipeline Saint-Laurent et l'oléoduc Énergie Est proposé par TransCanada. Ces pipelines sont illustrés à la figure B.2.

Figure B.2 : Pipelines de liquides au Québec



Source : HEC Montréal¹⁷⁴

Les pipelines de liquides importants qui transportent le pétrole et les produits pétroliers au Québec sont résumés ci-dessous.

Canalisation principale – Enbridge

La canalisation principale d'Enbridge, d'une longueur de 2 306 kilomètres, relie Edmonton à Montréal¹⁷⁵. Elle s'interrompt à Gretna, au Manitoba, lorsque le pipeline pénètre aux États-Unis, et reprend à Sarnia, en Ontario, à partir d'où elle se rend à Montréal en passant par Toronto¹⁷⁶.

La figure B.3 illustre la canalisation principale et les autres pipelines de liquides d'Enbridge en Amérique du Nord. La canalisation principale est représentée par la ligne rouge. La ligne pointillée jaune correspond au réseau Lakehead d'Enbridge, soit la canalisation principale aux États-Unis. La conduite principale transporte du pétrole brut et du bitume dilué, alors que le pipeline Lakehead achemine du pétrole brut, du condensat et des LGN¹⁷⁷.

¹⁷⁴ Johanne Whitmore et Pierre-Olivier Pineau, *État de l'énergie au Québec*, Montréal, HEC Montréal, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, 2015, p. 11.

¹⁷⁵ Enbridge, *Oléoducs* (consulté le 28 septembre 2012). Sur Internet :

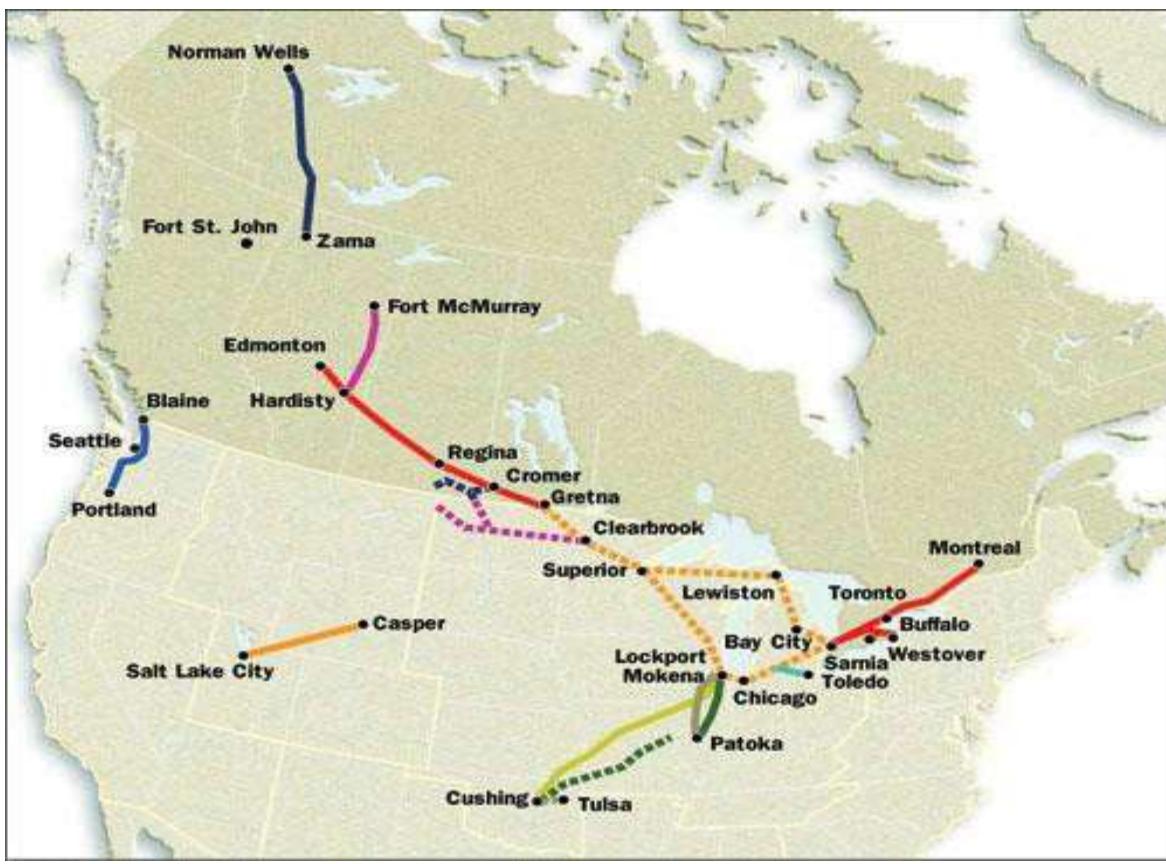
http://www.enbridge.com/DeliveringEnergy/OurPipelines_FR/LiquidsPipelines_FR.aspx.

¹⁷⁶ *Ibid.*

¹⁷⁷ CEPA, *Cartes : Pipelines de liquides*. Sur Internet : <http://www.cepa.com/map/index-fr.html>.

La canalisation 9 raccorde Montréal à Sarnia, *via* North Westover. Enbridge travaille à prolonger ou à remplacer plusieurs canalisations. Elle vise aussi à rétablir le sens d'écoulement dans la canalisation 9B à partir de North Westover de l'Ontario vers Montréal, qui avait été précédemment inversé¹⁷⁸. Cette opération est la dernière phase d'un plan d'inversion de la conduite 9A entre Sarnia et North Westover¹⁷⁹. Le projet de ligne 9B a d'importantes répercussions pour le Québec, où il approvisionnera les raffineries de Montréal en pétrole brut à partir de l'Ouest canadien et de la région de Bakken, au Dakota du Nord. Le projet a reçu l'approbation définitive de l'Office national de l'énergie (ONE) le 30 septembre 2015 et la canalisation 9B pourrait entrer en service avant la fin de cette année.

Figure B.3 : Pipelines de liquides d'Enbridge



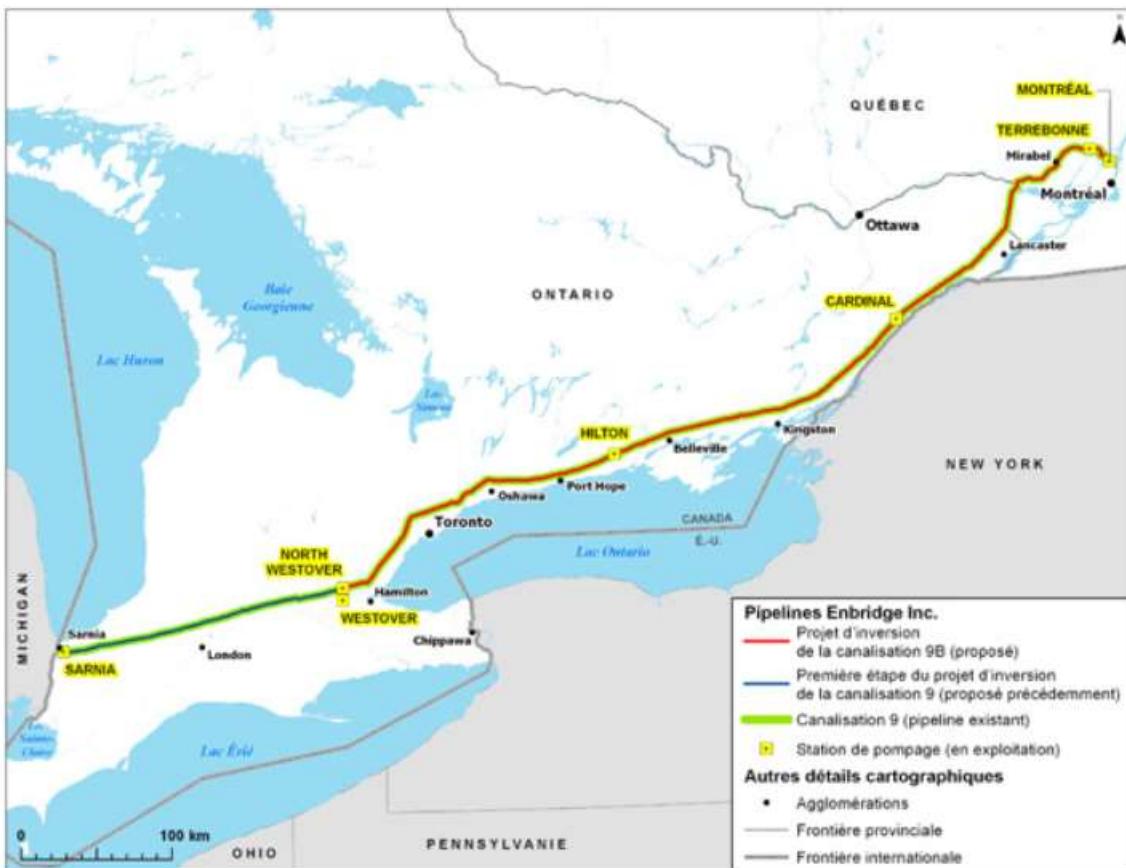
Source : Enbridge

Les projets relatifs à la canalisation 9 sont illustrés à la figure B.4.

¹⁷⁸ Enbridge, *Enbridge and Enbridge Energy Partners project expansions May 2012* (consulté le 28 septembre 2012. Sur Internet : <http://www.enbridge.com/EEP-and-ENB-project-expansions-May-2012.aspx>.

¹⁷⁹ *Ibid.*

Figure B.4 : Projets de ligne 9 d'Enbridge



Source : ONE¹⁸⁰

Océoduc Pipeline Trans-Nord

L'oléoduc Pipeline Trans-Nord est un pipeline de 850 kilomètres qui transporte des produits raffinés, comme l'essence, le diesel, le carburant aviation et le mazout de chauffage¹⁸¹; il est parfois appelé « pipeline Ontario-Québec ». Les produits y s'écoulent d'est en ouest entre Montréal et Oakville et d'ouest en est entre Nanticoke et Toronto¹⁸². La raffinerie Imperial Oil de Nanticoke produit 112 000 barils par jour¹⁸³. Un embranchement relie également Ottawa, Mirabel et Dorval au réseau.

Ce pipeline transporte en moyenne 27 500 m³ ou environ 172 900 barils de combustibles et carburants raffinés chaque jour¹⁸⁴.

¹⁸⁰ ONE, *Pipelines Enbridge Inc. – Projet d'inversion de la canalisation 9B et d'accroissement de la capacité de la canalisation 9 (OH-002-2013)*. Sur Internet : <https://www.neb-one.gc.ca/pplctnflng/mjrpp/l9brvrs/index-fra.html>.

¹⁸¹ Pipeline Trans-Nord, *Nos pipelines*. Sur Internet : <http://tnpi.ca/fr/our-pipelines/>.

¹⁸² *Ibid.*

¹⁸³ Imperial Oil, *Raffinerie de Nanticoke*. Sur Internet : http://www.imperialoil.ca/Canada-Francais/operations_refineries_nanticoke.aspx.

¹⁸⁴ Pipeline Trans-Nord, *op. cit.*

Le tracé de l'oléoduc Pipeline Trans-Nord est illustré à la figure B.5. Des stations de comptage ou de pompage sont aménagées à Nanticoke, Oakville, Clarkson, North Toronto et Montréal.

Figure B.5 : Oléoduc Pipeline Trans-Nord



Source : Pipeline Trans-Nord¹⁸⁵

Oléoduc Portland-Montréal

L'oléoduc Portland-Montréal commence à South Portland, dans le Maine, et se termine à Montréal¹⁸⁶. Ce pipeline de 380 kilomètres achemine le pétrole brut directement à la raffinerie Suncor de Montréal. Grâce au raccordement avec d'autres oléoducs à Montréal également, il approvisionne aussi en brut d'autres raffineries de l'Ontario¹⁸⁷.

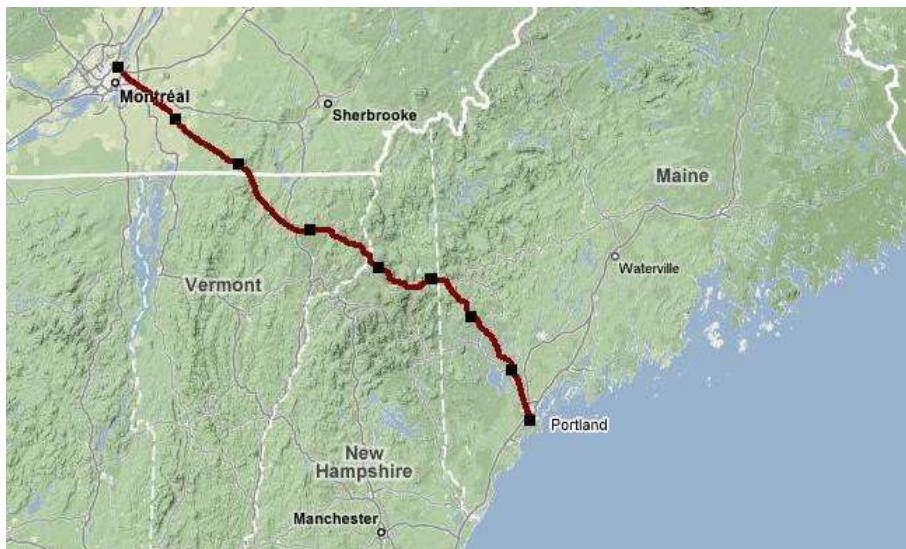
Le tracé de l'oléoduc, qui traverse le New Hampshire et le Vermont, est illustré à la figure B.6.

¹⁸⁵ *Ibid.*

¹⁸⁶ Portland Pipe Line Corporation, À propos de nous. Sur Internet : <http://www.pml.com/a-propos-de-nous/>.

¹⁸⁷ CEPA, *op. cit.*

Figure B.6 : Oléoduc Portland-Montréal



Source : Sqwalk¹⁸⁸

Les propriétaires et les exploitants de l'oléoduc Portland-Montréal sont Portland Pipe Line Corporation aux États-Unis et Montréal Pipe Line Limited au Canada. Mis en service en 1941, il a déjà transporté plus de 4 millions de barils de pétrole brut vers le Canada¹⁸⁹.

Oléoduc Pipeline Saint-Laurent

L'oléoduc Pipeline Saint-Laurent est un pipeline de 243 kilomètres qui achemine des produits raffinés de Lévis à Montréal¹⁹⁰. Il s'écoule d'est en ouest et relie la raffinerie Jean-Gaulin (Énergie Valero) à son terminal de Montréal-Est¹⁹¹.

Le tracé de l'oléoduc Pipeline Saint-Laurent est illustré à la figure B.7.

¹⁸⁸ <http://www.sqwalk.com/q/sites/default/files/Portland-Montreal-Pipeline.JPG>.

¹⁸⁹ Portland Pipe Line Corporation, *op. cit.*

¹⁹⁰ Pipeline Saint-Laurent, *Bienvenue sur Pipeline Saint-Laurent*. Sur Internet : <http://www.pipelinesaintlaurent.ca/>.

¹⁹¹ *Ibid.*

Figure B.7 : Oléoduc Pipeline Saint-Laurent



Source : Pipeline Saint-Laurent¹⁹²

Oléoduc Énergie Est de TransCanada (projet)

Le projet Énergie Est de TransCanada est un oléoduc de 4 600 kilomètres qui relierait Hardisty, en Alberta, à Saint John, au Nouveau-Brunswick, et approvisionnerait les raffineries de Montréal, Lévis et Saint John. La canalisation devrait coûter environ 12 milliards de dollars canadiens et son débit serait de 1,1 milliard de barils par jour¹⁹³.

Le tracé de l'oléoduc est illustré à la figure B.8. La ligne bleue représente la large portion du projet, environ 3 000 kilomètres, qui requiert la conversion d'un pipeline de gaz naturel existant. La ligne verte correspond, elle, à la construction d'une nouvelle canalisation, entre Hardisty et la Saskatchewan et entre l'est de l'Ontario et le Nouveau-Brunswick¹⁹⁴. Le projet comprend trois nouveaux terminaux de stockage à Hardisty, en Saskatchewan et à Saint John. Il est proposé que les deux derniers incluent des installations de chargement de navires-citernes¹⁹⁵. TransCanada a annoncé qu'elle ne bâtit pas de terminal maritime et de stockage à Cacouna, au Québec, et elle recherche une solution de remplacement dans la province¹⁹⁶. Irving Oil prévoit construire un nouveau terminal de 300 millions de dollars canadiens à ses installations de GNL Canaport pour l'exportation du pétrole acheminé par l'oléoduc Énergie Est.

¹⁹² Pipeline Saint-Laurent, *Tracé*. Sur Internet : <http://www.pipelinesaintlaurent.ca/fr/Trace.aspx>.

¹⁹³ « Forget Keystone XL, one of Canada's wealthiest business dynasties has a 'Plan B' for the oil sands », *Financial Post*, 27 mars 2014. Sur Internet : http://business.financialpost.com/news/energy/keystone-oil-pipeline-energy-east-irving?_lsa=1e46-7cfed.

¹⁹⁴ TransCanada Oléoduc Énergie Est, *À propos : Le projet*. Sur Internet : <http://www.oleoducenergieest.com/a-propos/le-projet/>.

¹⁹⁵ *Ibid.*

¹⁹⁶ TransCanada Oléoduc Énergie Est, *À propos : Carte du tracé*. Sur Internet : <http://www.oleoducenergieest.com/a-propos/carte-du-trace/>.

Figure B.8 : Tracé projeté de l'oléoduc Énergie Est



Source : TransCanada¹⁹⁷

Le projet est toujours en attente d'approbation réglementaire. Il procurera au pétrole brut de l'Ouest canadien l'accès à l'est du pays et à l'Europe.

Transport du pétrole brut par rail

Les projets d'oléoducs Northern Gateway d'Enbridge, Keystone XL de TransCanada et d'expansion TransMountain (TMX) de Kinder Morgan font tous face à un retard dans le processus d'approbation réglementaire. En raison de la pénurie de capacité d'oléoduc qui pointe à l'horizon, l'incertitude qui pèse sur les principaux projets incite à rechercher d'autres solutions pour la livraison du pétrole brut canadien à la côte Est des États-Unis, à la côte du Golfe et à d'autres marchés. Une des options est d'utiliser le rail.

Les wagons-citernes servent à transporter les carburants et combustibles pétroliers (essence, diesel, carburants aviation, mazout et lubrifiants), les produits chimiques (éthylène glycol, chlore, ammoniac, chlorure de vinyle et hydroxyde de sodium) et les produits de gaz de pétrole liquéfié (GPL) (propane, butane et pentanes).

Les exportations de pétrole brut par rail ont connu un accroissement considérable. Si elles sont aujourd'hui de 280 000 barils/jour¹⁹⁸, elles n'étaient que de 127 943 barils/jour en 2013 et de

¹⁹⁷ TransCanada Oléoduc Énergie Est, *À propos : Carte du tracé*, op. cit.

¹⁹⁸ Association canadienne des producteurs pétroliers, *Infrastructure and Transportation : Rail*. Sur Internet : <http://www.capp.ca/canadian-oil-and-natural-gas/infrastructure-and-transportation/rail>.

46 000 barils/jour en 2012¹⁹⁹. Si les exportations de pétrole brut par rail ne comptent que pour moins de 5 % des exportations totales, ce chiffre devrait augmenter.

En 2012, les cinq principales marchandises transportées par voie ferrée au Québec étaient les chargements mixtes ou le fret non identifié (701 919 wagons), les minerais et concentrés de fer (262 422 wagons), les automobiles et les minifourgonnettes (38 497 wagons), le mazout et le pétrole brut (36 348 wagons) et les produits chimiques de base (34 698 wagons)²⁰⁰. En terme de masse, les cinq marchandises les plus transportées étaient les minerais et concentrés de fer (24 064 884 tonnes), les chargements mixtes ou fret non identifié (10 252 059 tonnes), le mazout et le pétrole brut (2 946 190 tonnes), les produits chimiques de base (2 938 680 tonnes), l'essence et le carburateur (2 190 598 tonnes)²⁰¹.

La figure B.9 illustre les réseaux ferroviaires du Canadian National (CN) et du Canadian Pacifique (CP) au Québec et leur interconnectivité avec les autres régions d'Amérique du Nord, ainsi qu'avec les principaux ports et raffineries. Au Québec, le CN dessert le port de Montréal et possède des liaisons avec le port de Québec et celui de Belledune. Le CP dessert lui aussi le port de Montréal et si son réseau ferroviaire se termine à Montréal, elle possède des installations de transbordement à Québec.

Le CN, dont le siège social se trouve à Montréal, possède et exploite 5 409 kilomètres de voies au Québec²⁰². Le réseau ferroviaire du CP s'étend de Vancouver à Montréal et dessert plusieurs grandes villes des États-Unis, comme Minneapolis, Detroit, Chicago et New York. Le CP possède et exploite 895 de voies au Québec²⁰³.

De plus, le Québec partage six traversées ferroviaires avec les États-Unis : deux avec l'État de New York (Trout River-Fort River-Elgin et Rouses Point-Cantic), trois avec le Vermont (Highgate Springs-Clarenceville, Richford-Abercorn et Norton-Stanhope) et une avec le Maine (Jackman-Lac-Mégantic).

Lac-Mégantic a tristement fait les manchettes dans le monde entier le 6 juillet 2013 quand un train exploité par la Montréal, Maine & Atlantic (MMA) et transportant du pétrole brut en provenance de la formation de Bakken a détaillé après avoir été laissé sans surveillance. L'explosion et l'incendie qui ont suivi ont fait 47 morts (42 confirmés et 5 présumés) et détruit 40 bâtiments et 53 véhicules²⁰⁴. Après cet accident, la sécurité ferroviaire a fait l'objet d'une

¹⁹⁹ Office national de l'énergie, *Exportations de pétrole brut canadien par chemin de fer – Données trimestrielles*. Sur Internet : <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/sttstc/crdlnpdprtdct/stt/cndncrdlxprtstr-fra.html>.

²⁰⁰ Peter Howard, Paul Kralovic et Martin Slagorsky, *Ribbons of Steel: Linking Canada's Economic Future*, Canadian Energy Research Institute, étude n° 146 du CERI, mai 2015, p. 51.

²⁰¹ *Ibid.*, p. 50.

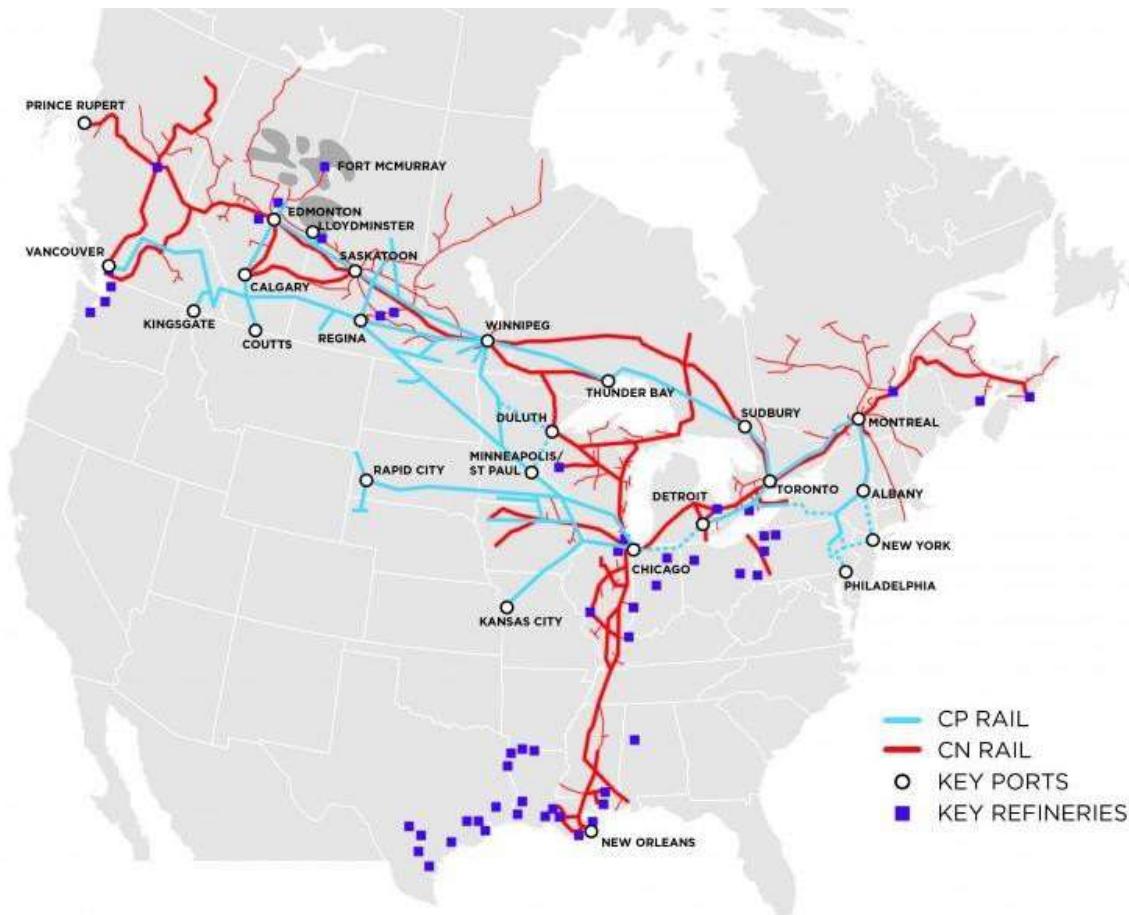
²⁰² Statistique Canada, *Tableau 5 Transport ferroviaire, Longueur de voies exploitées, par région, au 31 décembre, toutes compagnies*. Sur Internet : <http://www.statcan.gc.ca/pub/52-216-x/2009000/t002-fra.htm>.

²⁰³ *Ibid.*

²⁰⁴ Bureau de la sécurité des transports du Canada, *Rapport d'enquête ferroviaire R13D0054*. Sur Internet : <http://www.tsb.gc.ca/fra/rapports-reports/rail/2013/r13d0054/r13d0054.asp>.

immense attention, en particulier durant le transport de marchandises dangereuses comme les liquides inflammables.

Figure B.9 : Réseaux ferroviaires du CN et du CP



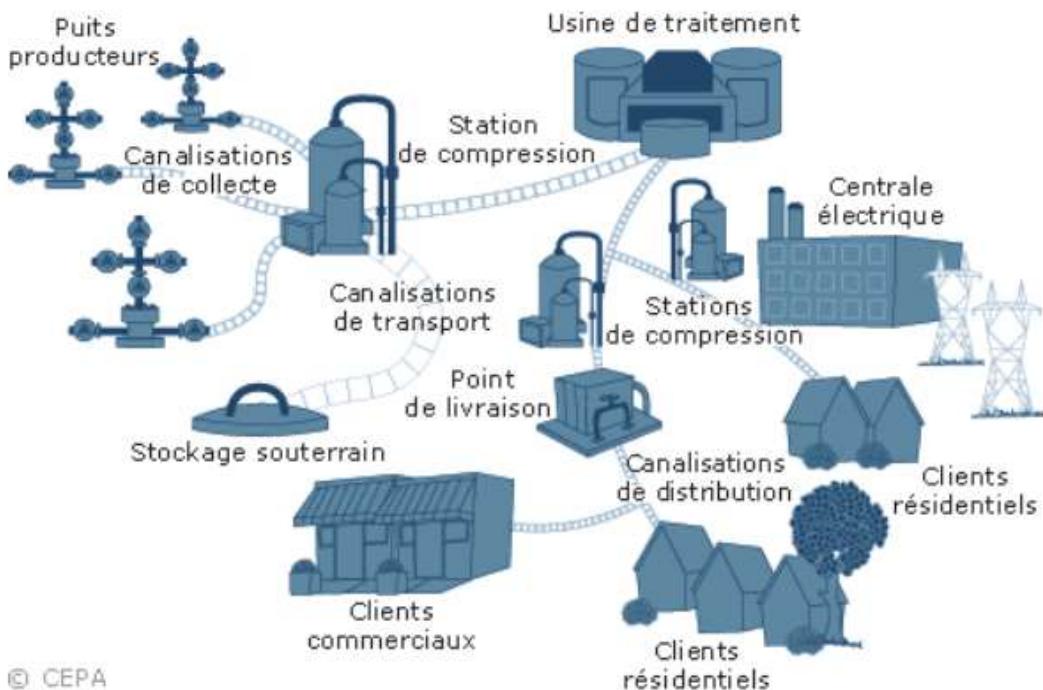
Source : CAPP²⁰⁵

Pipelines de gaz naturel

Les pipelines de gaz naturel servent à transporter cet hydrocarbure des champs et des puits de production aux usines de transformation et aux centres de distribution. La figure B.10 illustre le réseau de distribution de gaz naturel. À l'inverse du pétrole, qui est acheminé par pipeline, par rail et par navire-citerne, le gaz naturel au Québec n'est transporté que par pipeline. Pour rappel, l'unique installation de GNL du Canada est l'usine de regazéification Canaport, située au Nouveau-Brunswick. D'autres installations sont cependant prévues en Colombie-Britannique, au Québec et dans les Maritimes.

²⁰⁵ <http://www.capp.ca/~media/images/customerportal/page-images/canadian-oil-and-natural-gas/rail-map.jpg?la=en>.

Figure B.10 : Réseau de distribution de gaz naturel



© CEPA

Source : CEPA²⁰⁶

Tout comme en matière de pétrole brut, le Québec possède un potentiel de production de gaz naturel, mais aucune production ne s'y effectue et il ne compte aucun puits de production. Le nombre de conduites de collecte ou de canalisations principales y est négligeable. Il n'existe pas non plus d'installations de stockage souterrain.

La majeure partie de la capacité de stockage dans l'est du Canada se trouve à Dawn, en Ontario, près de Sarnia. Il s'agit des installations de stockage de Tecumseh (103 Gpi³) et de Dawn (157 Gpi³), qui sont exploitées par Union Gas²⁰⁷. Dawn est le plus gros carrefour gazier de l'est du Canada. En plus de sa capacité de stockage souterrain, il connaît un fort volume de mouvement et dispose d'une connectivité amont et aval²⁰⁸.

La figure B.11 illustre l'emplacement du carrefour de Dawn Hub et son interconnectivité avec le Québec et avec les marchés du Midwest et du nord-est des États-Unis. Il est important de noter que la distance entre le marché et les installations de stockage de Dawn peut influer sur le coût de l'offre de gaz naturel au Québec l'hiver.

²⁰⁶ Association canadienne de pipelines d'énergie, *Les gazoducs*. Sur Internet : <http://www.cepa.com/fr/a-propos-des-pipelines/types-de-pipelines/pipelines-de-gaz-naturel>.

²⁰⁷ Union Gas, *About Dawn*. Sur Internet : <https://www.uniongas.com/storage-and-transportation/about-dawn>.

²⁰⁸ Jim Redford, *Unlocking acces to Dawn*, Union Gas, 6 novembre 2014, p. 6. Sur Internet :

<https://www.uniongas.com/~media/storage-transportation/communications/presentations/lcdforumnov2014/Unlocking%20Access%20to%20Dawn.pdf>.

Figure B.11 : Carrefour de Dawn



Source : Union Gas²⁰⁹

Deux gazoducs importants acheminent le gaz naturel au Québec : le réseau principal au Canada de TransCanada et le réseau de Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc. (TQM). Deux réseaux de pipelines de gaz naturel sont utilisés pour la distribution locale, sont ceux de Gaz Métro et ceux de Gazifère. Enfin, bien qu'ils ne se trouvent pas au Québec, les gazoducs du Portland Natural Gas Transmission System (PNGTS) et de l'Iroquois Natural Gas System jouent un rôle important dans l'acheminement du gaz naturel vers la province et la région.

Les gazoducs au Québec et autour sont illustrés à la figure B.12. Les gazoducs du PNGTS et de l'Iroquois ne sont pas identifiés individuellement, mais indiqués sous TransCanada. La figure représente également Emera, un gazoduc de 145 kilomètres reliant Saint John et St. Stephen, au Nouveau-Brunswick, et le Maritimes & Northeast, une canalisation de 1 400 kilomètres qui joint Goldsboro, en Nouvelle-Écosse, à Dracut, au Massachusetts. Enfin, elle illustre le seul terminal de GNL au Canada, l'usine de regazéification de Canaport, à Saint John au Nouveau-Brunswick.

²⁰⁹ Union Gas, *op. cit.*

Figure B.12 : Gazoduc de gaz naturel au Québec



Source : HEC Montréal²¹⁰

Les principaux gazoducs transportant du gaz naturel au Québec – le réseau principal du Canada de TransCanada, la canalisation de Gazoduc TQM et les gazoducs de PNGTS, d'Iroquois et de Gaz Métro – sont étudiés ci-dessous.

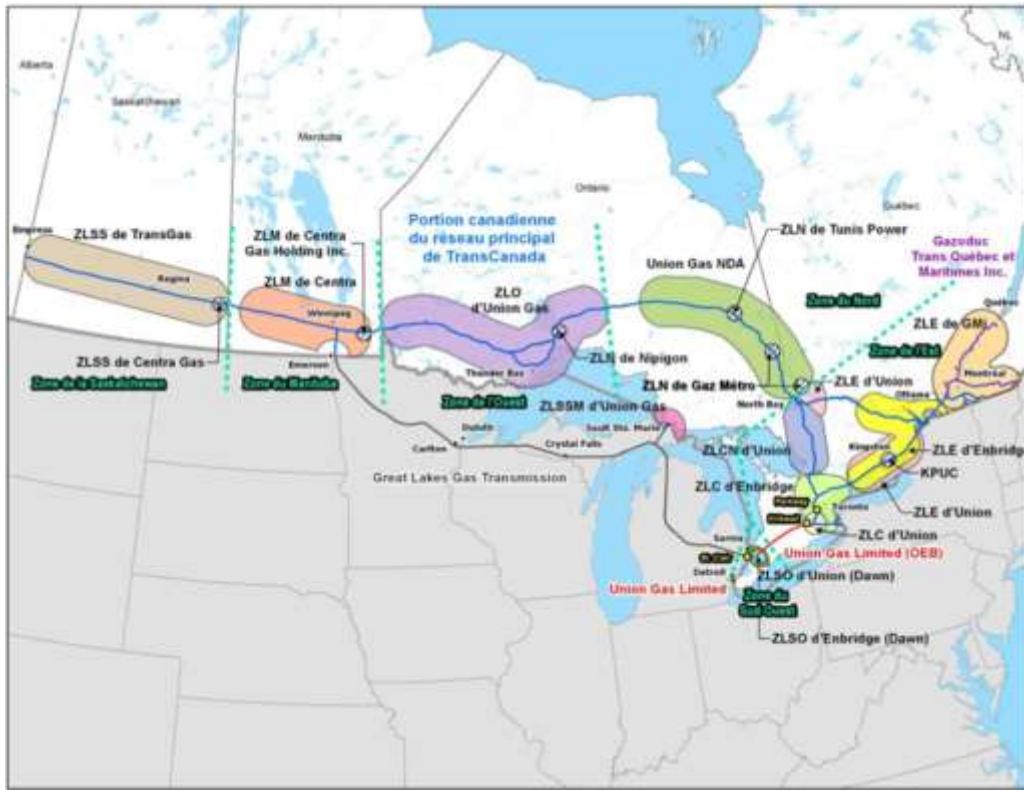
Réseau principal au Canada de TransCanada

Le réseau principal au Canada de TransCanada est un gazoduc de 14 114 kilomètres qui transporte le gaz naturel provenant de la frontière entre l'Alberta et la Saskatchewan et de la frontière entre l'Ontario et les États-Unis, à destination de l'est du Canada. Il rejoint la canalisation de Gazoduc TQM.

Il appartient en totalité à TransCanada, qui est aussi son exploitant, et se divise en plusieurs parties : le tronçon des Prairies, la canalisation du Nord de l'Ontario, le raccourci de North Bay et le triangle de l'Est. Le réseau principal au Canada de TransCanada est représenté à la figure B.13.

²¹⁰ HEC Montréal, *op. cit.*, p. 11.

Figure B.13 : Réseau principal au Canada de TransCanada

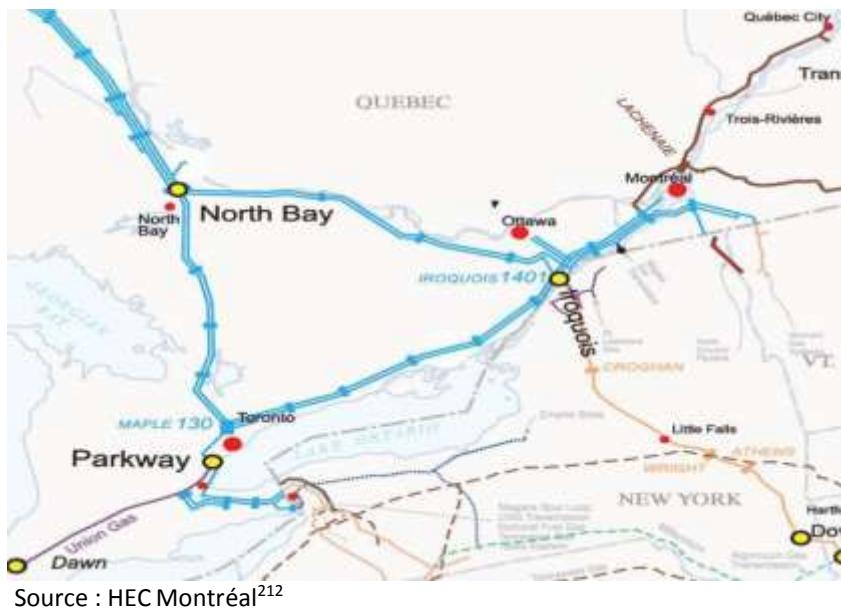


Source : TransCanada²¹¹

La figure B.14 représente le triangle de l'Est, entre North Bay, Parkway et Iroquois (près d'Ottawa). Le carrefour d'échange le plus proche est Dawn, qui se trouve en bas à gauche.

²¹¹ Office national de l'énergie, *TransCanada Pipelines Limited - Rapport d'audit OF-Surv-OpAud-T211-2012-2013 01 - Annexe I - Cartes et description du réseau de canalisation*. Sur Internet : <https://www.neb-one.gc.ca/sftnvrnmnt/cmplnc/dtrprt/2014trnsrnd-ntgrt/nnx-i-fra.html>.

Figure B.14 : Triangle de l'Est de TransCanada



Source : HEC Montréal²¹²

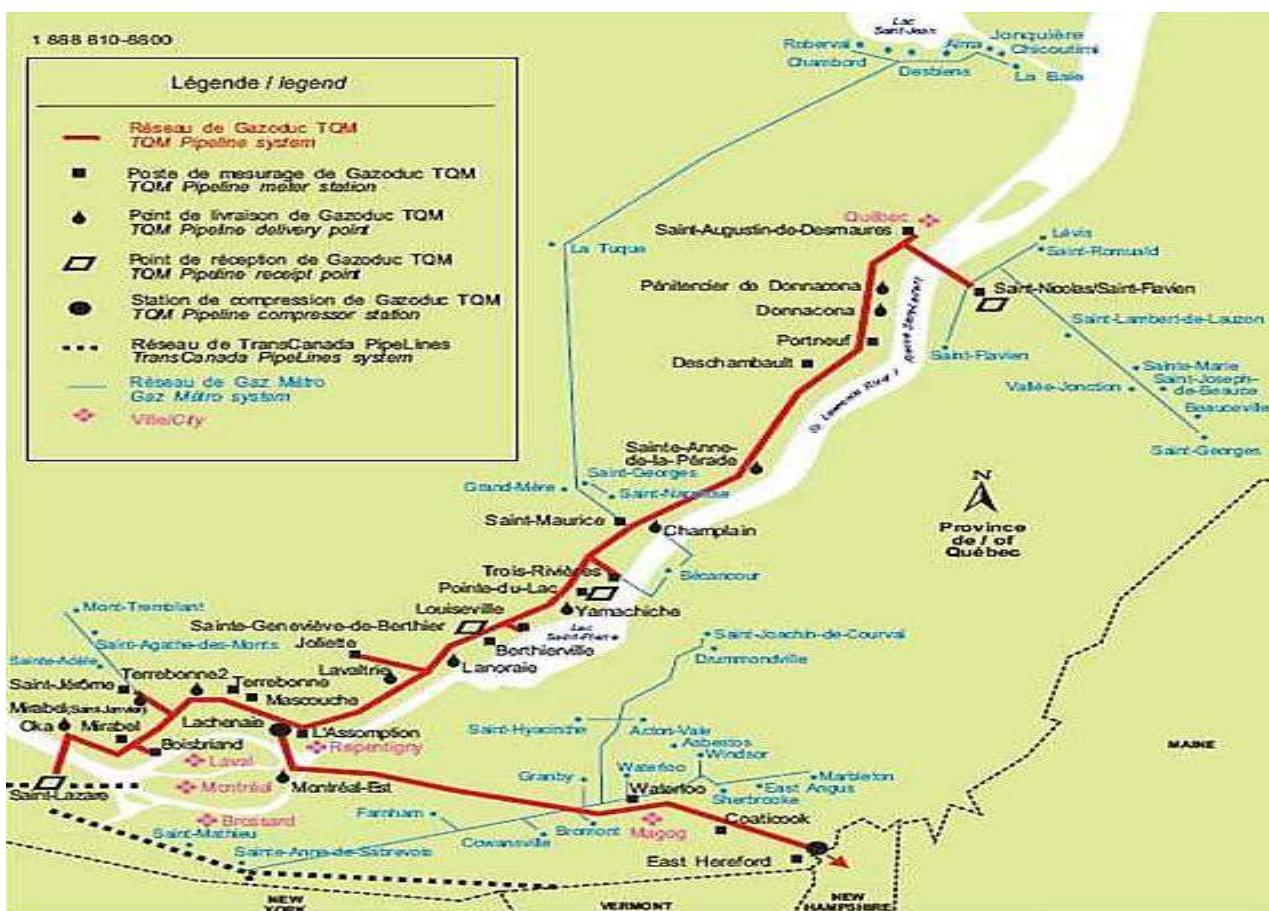
Réseau de Gazoduc Trans Québec & Maritimes (TQM) et réseau de Gaz Métro

Le réseau de Gazoduc Trans Québec & Maritimes (TQM) mesure 572 kilomètres de long et se raccorde avec le réseau principal au Canada de TransCanada à Saint-Lazare, au Québec, près de la frontière avec l'Ontario. Il s'étend d'une part entre Saint-Lazare et Saint-Nicolas, près de Québec, et d'autre part de Terrebonne à East Hereford, à la frontière avec le New Hampshire, où il se raccorde au Portland Natural Gas Transmission System, dans le nord-est des États-Unis²¹³. Le tracé du réseau de Gazoduc TQM est illustré à la figure B.15. Il apparaît en rouge, alors que le réseau de Gaz Métro est, lui, représenté en bleu. Le réseau de Gazoduc TQM achemine le gaz naturel à 31 points de distribution du réseau de Gaz Métro.

²¹² Pierre-Olivier Pineau et Sylvain Audette, *Identification des marchés potentiels internes et externes pour la ressource produite et des effets de déplacement potentiels au Québec (G-ECN-04)*, HEC Montréal, 8 juin 2015, p. 17.

²¹³ Gazoduc TQM, Réseau. Sur Internet : <http://www.gazoductqm.com/fr/reseau.html>.

Figure B.15 : Gazoduc de Gazoduc TQM et réseau de Gaz Métro



Source : Gazoduc TQM²¹⁴

Gazoduc TQM est propriété à 50 % de TransCanada, qui assure l'exploitation du réseau, et de Société en commandite Gaz Métro²¹⁵. L'entreprise a grandement contribué à l'utilisation du gaz naturel au Québec, où son usage est passé de 2,9 milliards de pieds cubes en 1980 à 6,3 milliards en 2000. Gazoduc TQM répond à plus de la moitié de la demande de gaz naturel dans la province depuis 1991²¹⁶.

Gaz Métro possède également la Corporation *Champion Pipe Line* Limitée, qui exploite deux gazoducs de gaz naturel en Abitibi-Témiscamingue²¹⁷. Ces deux pipelines relient le réseau de TransCanada en Ontario au réseau de distribution de Gaz Métro au Québec.

Gazoduc de Portland Natural Gas Transmission System (PNGTS)

Bien qu'il ne se trouve pas au Québec, le gazoduc de Portland Natural Gas Transmission System (PNGTS) joue un rôle important dans la région. La canalisation part de Pittsburgh, au New Hampshire, à l'endroit où se termine le réseau de Gazoduc TQM. Elle rejoint ensuite Dracut,

²¹⁴ <http://www.gazoductqm.com/fr/pdf/22-TQM-System-Map-Carte-Sep-2014.pdf>

²¹⁵ Gazoduc TQM, *À propos*. Sur Internet : <http://www.gazoductqm.com/fr/apropos.html>.

216 *Ibid.*

²¹⁷ Gaz Métro, *Activités*. Sur Internet : <http://www.corporatif.gazmetro.com/lentreprise/activites.aspx?culture=fr-ca>.

au Massachusetts, à partir d'où elle sert à la distribution du gaz naturel canadien dans la région de Boston. Le gazoduc dessert les entreprises de distribution de gaz, les usines de papier et les centrales électriques du Maine, du New Hampshire, du Vermont et du Massachusetts²¹⁸.

Le gazoduc de PNGTS (propriété à 61,7 % de TransCanada) relie le réseau de Gazoduc TQM à la frontière canadienne et le gazoduc de Maritimes & Northeast Pipeline (copropriété de Spectra Energy Partners, d'ExxonMobil et d'Emera, Inc.) à Westbrook, dans le Maine. Il mesure 474 kilomètres de long²¹⁹.

Gazoduc d'Iroquois Gas Transmission System

Même s'il ne traverse pas le Québec, le gazoduc d'Iroquois Gas Transmission System a des répercussions sur la province et sur l'Ontario. Il s'étend de la frontière Canada-États-Unis, à Waddington dans l'État de New York, à Commack, dans le même État, et de Huntington au Bronx, à New York. Le pipeline achemine le gaz à l'un des plus vastes marchés d'Amérique du Nord. Entrée en service en 1992, il approvisionne la région de New York en gaz naturel canadien²²⁰.

Le gazoduc d'Iroquois se raccorde au terminus nord avec le réseau principal au Canada de TransCanada; son tracé est représenté à la figure B.14. Avec la croissance de la production dans le shale de Marcellus, le volume des exportations du Canada vers les États-Unis transitant par ce gazoduc a baissé²²¹. Il est probable que le sens d'écoulement dans la canalisation sera inversé, afin de permettre l'acheminement du gaz des États-Unis vers l'Ontario et le Québec. Pour en savoir plus, se reporter aux prévisions et à l'étude de l'impact sur le gaz naturel de l'Ouest canadien produites par le CERI²²².

Réseau de Gaz Métro

Gaz Métro est la plus grosse société de distribution de gaz naturel au Québec. Elle y exploite plus 10 000 kilomètres de canalisations souterraines et y dessert 300 municipalités et plus de 195 000 clients. La compagnie produit et distribue également de l'électricité et du gaz naturel au Vermont, où elle compte plus de 305 000 clients²²³.

²¹⁸ TransCanada, *Portland Natural Gas Transmission System*. Sur Internet :

<http://www.transcanada.com/customerexpress/4320.html>.

²¹⁹ Ibid.

²²⁰ Iroquois, *About*. Sur Internet : <http://www.iroquois.com/environmental-gas.asp>.

²²¹ Office national de l'énergie, *Aperçu du marché : Les pipelines acheminent davantage de gaz naturel des États-Unis vers le Québec et l'Ontario*, 5 février. Sur Internet : <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/mrkt/snpsh/2015/02-01gsflw-fra.html>.

²²² Peter Howard, *Western Canada Natural Gas Forecasts and Impacts (2015-2035)*, étude n° 149, CERI, juillet 2015. Sur Internet :

<https://static1.squarespace.com/static/557705f1e4b0c73f726133e1/t/55f9c8cbe4b04c9a66458c45/1442433227844/CERI+Study+149+-+Final+Report.pdf>.

²²³ Gaz Métro, *L'entreprise : À propos de Gaz Métro*. Sur Internet : <http://www.corporatif.gazmetro.com/investisseurs>.

Annexe C

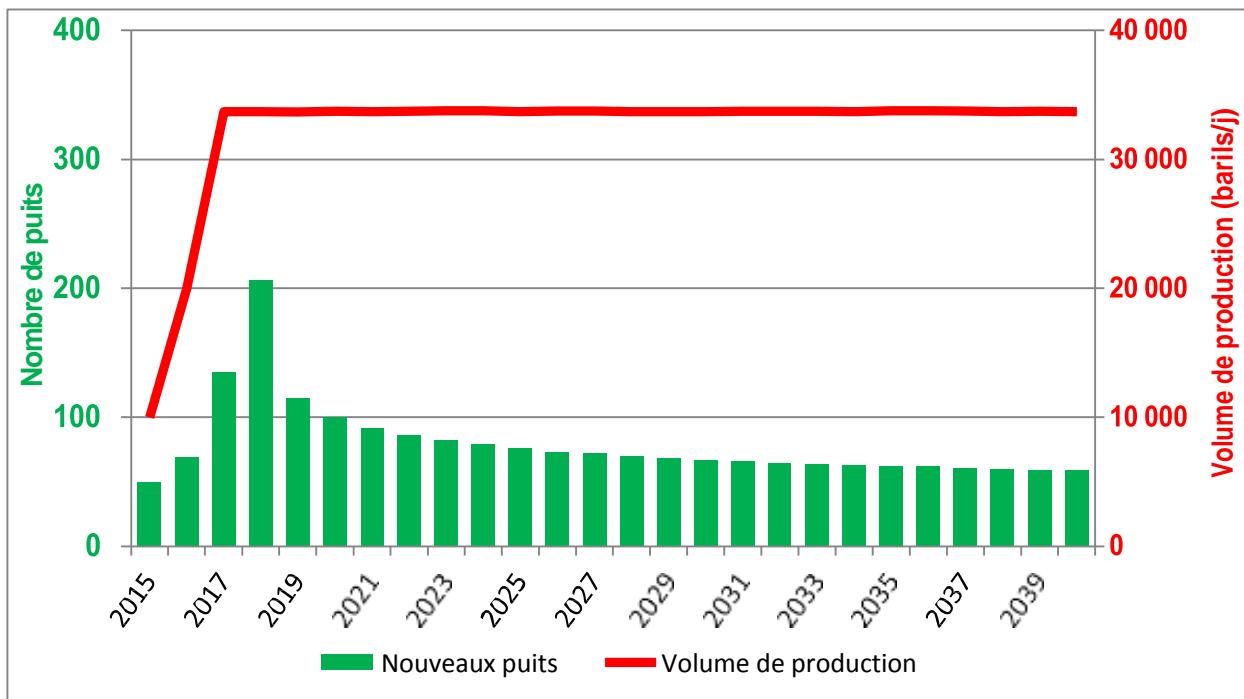
Prévisions des coûts de production et des retombées économiques des autres solutions de production d'hydrocarbures

Exploitation du pétrole du shale de Macasty – Scénario à PI élevée

Le gouvernement du Québec prévoit mener l'exploitation du pétrole et du gaz naturel sur l'île d'Anticosti simultanément, mais la production du gaz naturel dépasse le cadre de la présente étude. Par conséquent, les résultats du modèle d'intrants-extrants appliqué au forage reposent sur l'analyse du développement de l'industrie pétrolière, sans égard à un éventuel développement du gaz naturel. Le gouvernement du Québec étudie également les options et les coûts de développement du transport, qui ne sont pas reproduits ici.

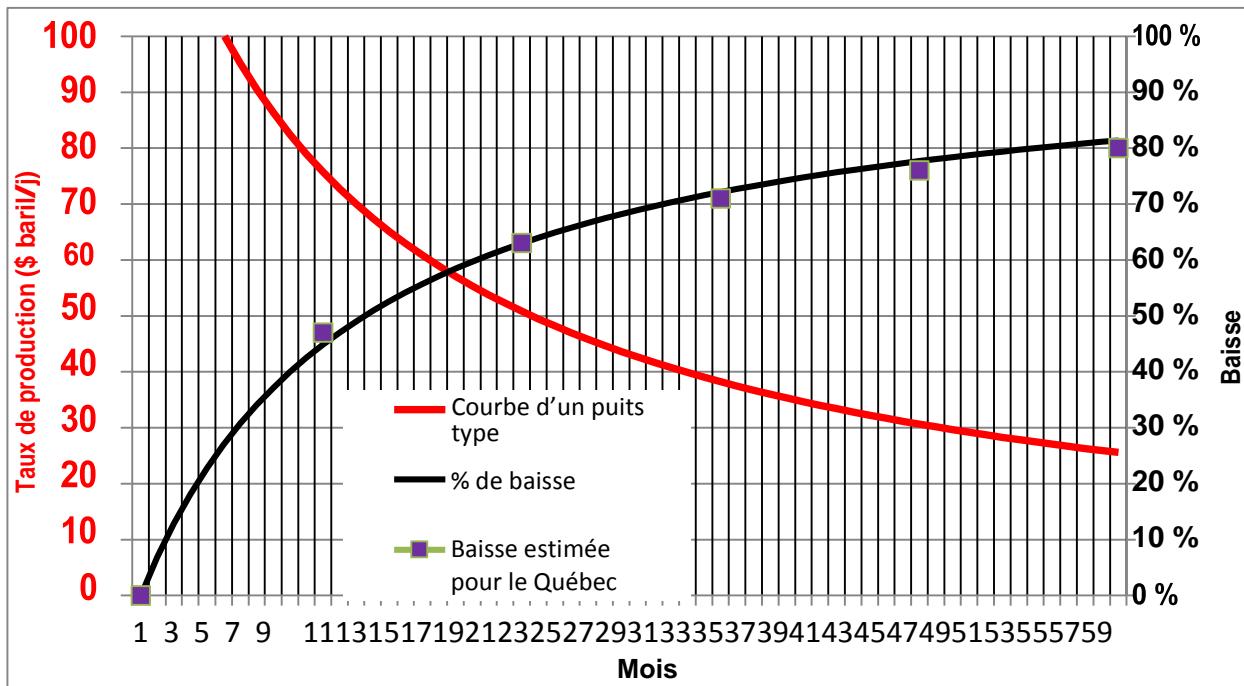
Les données documentaires utilisées pour ce scénario sont tirées du scénario « Optimisé » d'*Évaluation financière, évaluation des retombées économiques et scénarios possibles de développement de l'exploitation d'hydrocarbures sur l'île d'Anticosti*, une publication du ministère des Finances du Québec. Les chiffres sur les coûts, la production et sa baisse et autres correspondent aux valeurs « Plus probable » utilisées dans le document. Les prévisions du prix du pétrole ont été réalisées par le CERI et s'appuient sur le tarif du scénario de référence de l'AIE pour le Brent. Pour interpréter les résultats du profil de forage et du modèle d'intrants-extrants, il est important de savoir que le gouvernement du Québec prévoit une production maximale de 33 700 barils/jour (selon le profil de baisse illustré à la figure C.2), soit légèrement plus que la productivité dont le CERI a tenu compte pour le scénario de référence et qui est de 60 000 barils/jour (figure C.1).

Figure C.1 : Prévisions de production de pétrole à Anticosti et nombre de puits



Source : CERI

Figure C.2 : Courbe de baisse de la production pour l'exploitation du pétrole à Anticosti



Source : CERI

Le tableau C.1 présente les retombées économiques sur les diverses provinces du

développement de l'industrie du pétrole de schiste sur l'île d'Anticosti, d'après la publication du gouvernement du Québec. Sur les 25 années de la période d'étude, on estime que le Québec réalisera des gains de plus de 31 milliards de dollars au chapitre du PIB. L'Alberta devrait, elle bénéficier d'une augmentation de 12 milliards sur la même période. L'Ontario devrait profiter de retombées de plus de 1,7 milliard de dollars et la Colombie-Britannique et Saskatchewan, de plus de 500 millions.

Le Québec serait également le principal bénéficiaire en matière de rémunération des employés et d'années-personnes d'emploi (direct, indirect et induit) avec 49 et 50 %, du total, respectivement. L'Alberta suivrait avec 38 et 34 % et l'Ontario profiterait d'environ 7,5 % dans les deux domaines.

Tableau C.1 : Retombées économiques de l'exploitation du pétrole dans le shale de Macasty, scénario à PI élevée, 2015 à 2040

Investissements et exploitation	Millions de \$CA		Milliers d'années-personnes
	PIB	Rémunération des employés	
Alberta	11 986	5 289	55
Colombie-Britannique	597	373	5
Manitoba	235	140	2
Nouveau-Brunswick	32	18	0
Terre-Neuve-et-Labrador	18	8	0
Nouvelle-Écosse	35	22	0
Nunavut	2	1	0
Territoires-du-Nord-Ouest	6	4	0
Ontario	1 708	1 020	12
Île-du-Prince-Édouard	3	2	0
Québec	31 337	6 591	81
Saskatchewan	511	285	5
Yukon	3	2	0
Total pour le Canada	46 473	13 753	161

Source : CERI

En ce qui concerne les retombées fiscales durant la période d'étude, c'est au Québec qu'elles sont les plus élevées, avec plus de 5 milliards de dollars de revenus toutes sources confondues (voir le tableau C.2). L'Alberta est la seule autre province qui bénéficierait de revenus fiscaux de plus de 1 milliard, soit 2,2 milliards, et l'Ontario serait la troisième gagnante, avec des revenus de 334 millions.

**Tableau C.2 : Retombées fiscales de l'exploitation du pétrole dans le shale de Macasty,
scénario à PI élevée, 2015 à 2040**

Retombées économiques d'un choc pour l'économie du Québec 2015-2040 Fédéral, provincial et municipal – Investissements et exploitation				
Millions de \$CA	Impôt sur les sociétés	Impôt indirect	Impôt sur le revenu	Total
Alberta	641	301	1 259	2 201
Colombie-Britannique	16	46	58	119
Manitoba	5	13	15	32
Nouveau-Brunswick	1	2	3	5
Terre-Neuve-et-Labrador	1	1	2	3
Nouvelle-Écosse	1	2	4	7
Nunavut	0	0	0	0
Territoires-du-Nord-Ouest	0	0	0	1
Ontario	48	93	194	334
Île-du-Prince-Édouard	0	0	0	1
Québec	1 173	1 358	2 474	5 005
Saskatchewan	16	30	65	111
Yukon	0	0	0	0
Total pour le Canada	1 901	1 845	4 073	7 819

Source : CERI

Il est important de répéter que les chiffres ci-dessus concernent exclusivement la production pétrolière. Ils ne tiennent pas compte de la production de gaz naturel à Anticosti ou de la construction de l'infrastructure de transport. De plus, la production pétrolière est limitée à 33 700 barils/jour. Pour ces raisons, les retombées issues du modèle d'intrants-extrants sont inférieures à celles obtenues avec le scénario de référence du CERI et dans la publication du gouvernement du Québec.

Les hypothèses du scénario en ce qui concerne la production et les coûts ont également été utilisées pour calculer les coûts de l'offre pour l'exploitation du pétrole de schiste d'Anticosti. Les résultats sont présentés dans le tableau C.3.

Tableau C.3 : Coût de l'offre du pétrole de schiste d'Anticosti (\$CA/baril)

Coût en capital	54,87 \$
Charges d'exploitation	5,92 \$
Redevances	0,58 \$
Impôts	4,62 \$
Coût de l'offre total	66,00 \$

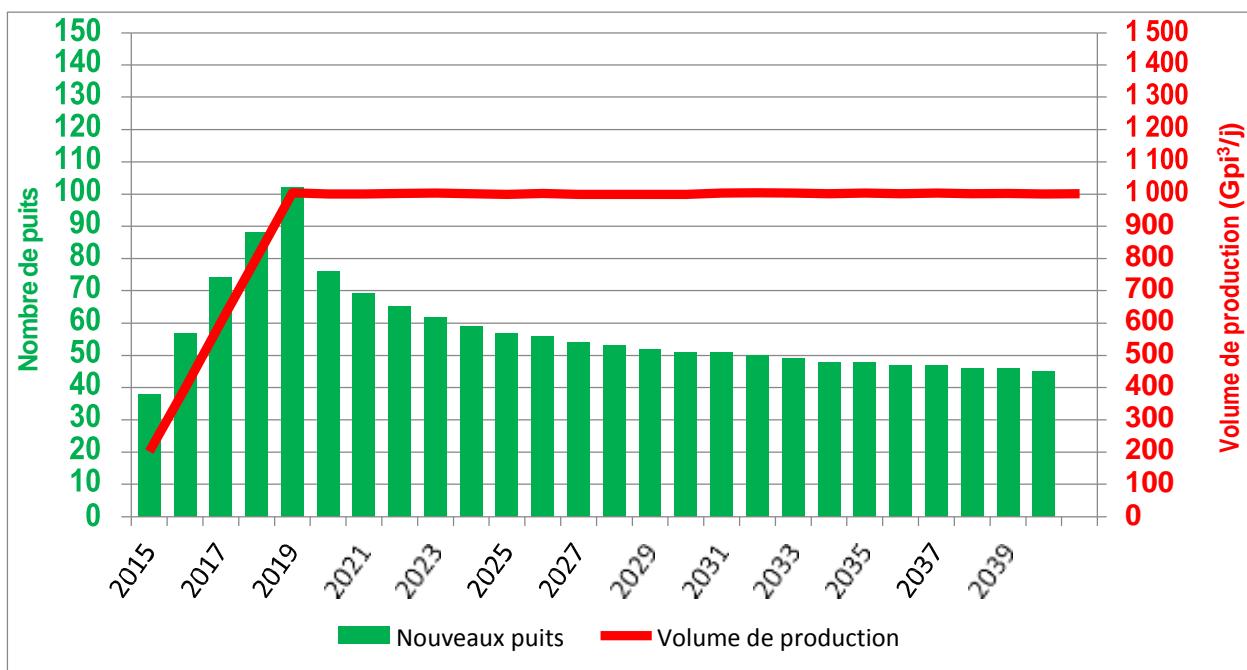
Source : gouvernement du Québec et CERI

Étant donné que le scénario du gouvernement présume une production initiale plus élevée et un coût en capital plus faible que dans le scénario de référence du CERI, il n'est pas surprenant que le coût de l'offre soit inférieur ici. Comme les perspectives actuelles sont à la hausse du prix du pétrole, l'exploitation du pétrole de schiste d'Anticosti pourrait être viable avec ces hypothèses.

Exploitation du gaz d'Utica – Scénario à PI élevée

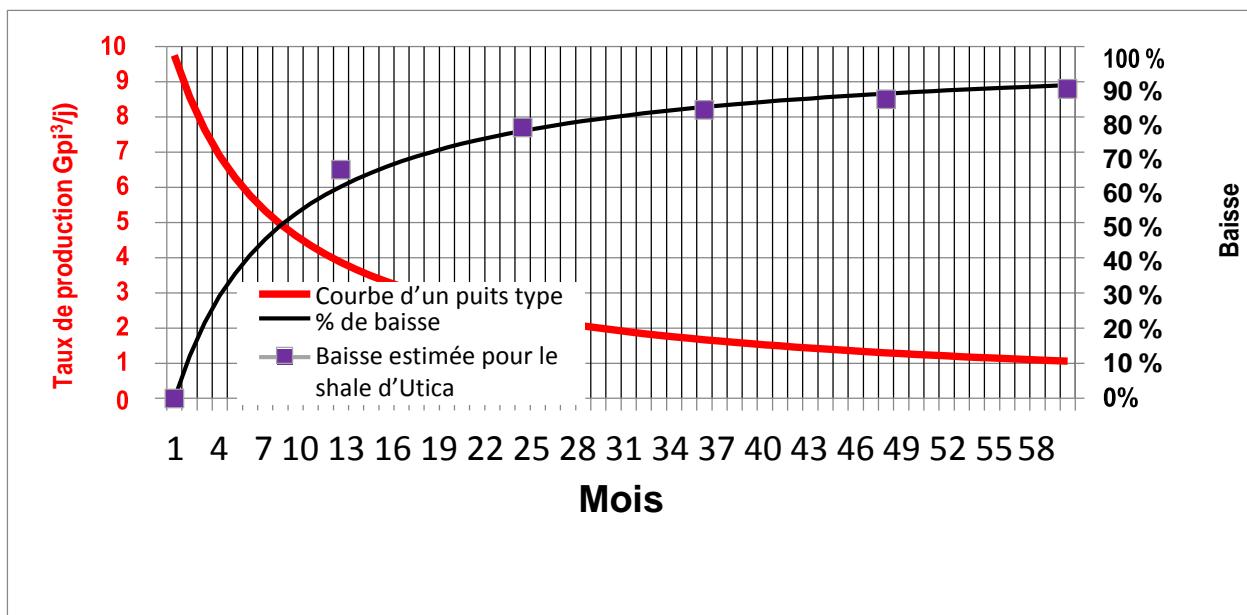
Les résultats de forage et du modèle d'intrants-extrants qui suivent sont fondés sur les charges d'exploitation et les coûts en capital potentiels fournis par Talisman à partir des résultats préliminaires qu'elle a enregistrés au Québec. Talisman pense que le coût des puits peut être abaissé de façon importante par le forage de huit puits par terre-plein et le passage à des puits horizontaux de 2 400 m de long. La société croit aussi possible d'atteindre un taux de production initial de 9,75 Gpi³/j, d'après les récents résultats de forage obtenus ailleurs dans le shale d'Utica. Si on presume qu'il est possible de réaliser des ventes totales de gaz de 1 000 Gpi³/j à partir de la cinquième année de production, le développement de puits, la production et la baisse sont les suivants :

Figure C.3 : Augmentation du nombre de puits et volume de production dans le shale d'Utica, scénario à PI élevée, 2015 à 2040



Source : CERI

**Figure C.4: Production par puits et baisse dans le shale d'Utica,
scénario à PI élevée, 2015 à 2040**



Source : CERI

Le tableau C.4 présente les retombées sur le PIB, les salaires et l'emploi dans toutes les provinces canadiennes de l'émergence de l'industrie du gaz de schiste dans le shale d'Utica, selon le scénario à PI élevée. On estime que le Québec profiterait d'une hausse du PIB de plus de 42 milliards de dollars, ou 69 % de l'augmentation totale. L'Alberta bénéficierait grandement de l'exploitation du gaz québécois, avec une hausse de son PIB de près de 15 milliards. L'Ontario devrait profiter de retombées de plus de 2 milliards de dollars et la Colombie-Britannique et la Saskatchewan, de l'ordre de 600 à 800 millions sur 25 ans.

Le Québec serait également le principal bénéficiaire au chapitre de la rémunération des employés et des années-personnes d'emploi avec près de 8,6 milliards de dollars de salaires versés et plus de 100 000 années-personnes d'emploi direct, indirect et induit.

Table C.4: Retombées économiques de l'exploitation du gaz du shale d'Utica, scénario à PI élevée, 2015 à 2040

Investissements et exploitation	Millions de \$CA		Milliers d'années-personnes
	PIB	Rémunération des employés	
Alberta	14 895	6 560	68
Colombie-Britannique	761	474	7
Manitoba	303	181	3
Nouveau-Brunswick	41	22	0
Terre-Neuve-et-Labrador	23	10	0
Nouvelle-Écosse	45	28	0
Nunavut	2	2	0
Territoires-du-Nord-Ouest	8	5	0
Ontario	2 197	1 311	16
Île-du-Prince-Édouard	4	3	0
Québec	42 002	8 611	105
Saskatchewan	657	365	6
Yukon	3	2	0
Total pour le Canada	60 942	17 572	206

Source : CERI

Les retombées fiscales pour le Québec seraient de près de 7 milliards de dollars, soit bien plus que pour n'importe quelle autre province (65 % des retombées fiscales totales). L'Alberta profiterait de revenus d'un peu plus de 2,7 milliards, alors qu'aucune autre province ne recevrait plus de 500 millions.

Tableau C.5 : Retombées fiscales de l'exploitation du gaz dans le shale d'Utica, scénario à PI élevée, 2015 à 2040

Retombées économiques d'un choc pour l'économie du Québec 2015-2040 Fédéral, provincial et municipal – Investissements et exploitation				
Millions de \$CA	Impôt sur les sociétés	Impôt indirect	Impôt sur le revenu	Total
Alberta	796	373	1 565	2 734
Colombie-Britannique	21	66	73	160
Manitoba	6	16	26	48
Nouveau-Brunswick	1	2	3	6
Terre-Neuve-et-Labrador	1	1	2	4
Nouvelle-Écosse	1	2	5	9
Nunavut	0	0	0	0
Territoires-du-Nord-Ouest	0	0	0	1
Ontario	61	120	249	430
Île-du-Prince-Édouard	0	0	0	1
Québec	1 573	1 814	3 315	6 702
Saskatchewan	20	39	83	142
Yukon	0	0	0	0
Total pour le Canada	2 481	2 434	5 323	10 238

Source : CERI

Étant donné que Talisman prévoit un taux de production initiale supérieur et un coût de construction des puits plus faible que dans le scénario du CERI, le modèle d'intrants-extrants donne des valeurs ci-dessous inférieures aux résultats du scénario de référence. Ils reflètent une industrie qui se développe de manière efficace et dont les puits sont plus productifs dès le début.

Les hypothèses du scénario en ce qui concerne la production et les coûts ont également été utilisées pour calculer les coûts de l'offre pour l'exploitation du gaz du shale d'Utica. Les résultats sont présentés dans le tableau C.6.

Tableau C.6 : Coût de l'offre de gaz du shale d'Utica (\$CA/kpi³)

Coût en capital	1,59 \$
Charges d'exploitation	0,59 \$
Redevances	0,25 \$
Impôts	0,13 \$
Coût de l'offre total	2,55 \$

Source : CERI

Étant donné que le scénario présume un taux de production initiale plus élevé et un coût en capital et des charges d'exploitation plus faibles que dans le scénario de référence du CERI, il n'est pas surprenant que le coût de l'offre soit inférieur ici. Étant donné les perspectives actuelles d'évolution du prix du gaz, l'exploitation du gaz du shale d'Utica pourrait être viable avec ces hypothèses.