

**ARBITRAGE EN VERTU DU CHAPITRE ONZE DE L'ACCORD DE LIBRE-ÉCHANGE NORD-AMÉRICAIN ET DU RÈGLEMENT D'ARBITRAGE DE LA CNUDCI**

**ENTRE:**

**LONE PINE RESOURCES INC.**

**Demanderesse**

**ET:**

**GOUVERNEMENT DU CANADA**

**Défendeur**

**Dossier du CIRDI – UNCT/15/2**

---

**GOUVERNEMENT DU CANADA**

**CONTRE-MÉMOIRE**

**24 juillet 2015**

---

Ministère de la Justice et  
Affaires étrangères, Commerce et  
Développement Canada  
Direction générale du droit  
commercial international (JLT)  
Édifice Lester B. Pearson  
125 Promenade Sussex  
Ottawa, Ontario  
K1A 0G2  
CANADA

## TABLE DES MATIÈRES

<b>ÉNONCÉ PRÉLIMINAIRE .....</b>	<b>1</b>
<b>I. EXPOSÉ DES FAITS .....</b>	<b>13</b>
A. L'industrie pétrolière et gazière au Québec est à l'état embryonnaire .....	13
B. Les activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures au Québec sont encadrées par un ensemble d'organismes et de textes législatifs et réglementaires .....	16
1. Les compétences en matière de mise en valeur des ressources naturelles sont attribuées aux provinces canadiennes .....	17
2. Différents organismes encadrent les activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures au Québec.....	18
(a) Le ministère des Ressources naturelles accorde et gère les droits miniers.....	19
(b) Le ministère de l'Environnement émet des autorisations et assure la protection de l'environnement .....	20
(c) Le BAPE enquête, informe et consulte la population pour éclairer la prise de décision gouvernementale .....	21
3. Plusieurs lois et règlements encadrent les activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures au Québec.....	22
(a) Les activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures sont assujetties au régime minier .....	24
(i) La phase exploratoire d'un projet de mise en valeur d'hydrocarbures est assujettie à l'obtention de plusieurs permis .....	24
(ii) La phase d'exploitation d'un projet de mise en valeur d'hydrocarbures requiert l'obtention d'un bail d'exploitation.....	28
(iii) Le cadre législatif et réglementaire rend impossible le forage d'un puits chevauchant le territoire de plusieurs permis d'exploration.....	29
(iv) Le registre minier prévoit une opposabilité limitée par rapport au ministre des Ressources naturelles .....	30
(v) La cession d'un intérêt dans un horizon géologique limité ne confère pas au cessionnaire un droit réel immobilier .....	32
(b) Les activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures au Québec sont assujetties à des autorisations octroyées par le ministre de l'Environnement.....	33

(i)	Le cadre législatif et réglementaire a évolué entre 2010 et 2011 afin de mieux encadrer les impacts environnementaux de l’exploration et l’exploitation des ressources en hydrocarbures dans le schiste .....	34
(ii)	Les activités d’exploration et d’exploitation d’hydrocarbures peuvent être assujetties à d’autres autorisations du ministre de l’Environnement.....	37
(c)	Les activités d’exploration et d’exploitation d’hydrocarbures peuvent être assujetties à d’autres autorisations ou permis.....	38
(d)	Le régime législatif et réglementaire au Québec exige la prise en compte des principes de développement durable.....	39
C.	Depuis 2004, le gouvernement du Québec consacre des ressources considérables pour étudier et documenter les impacts du développement d’une nouvelle filière énergétique fondée sur l’exploitation d’hydrocarbures .....	40
1.	Un rapport du BAPE recommande la réalisation d’une étude environnementale stratégique dans l’estuaire et le golfe du Saint-Laurent.....	40
2.	La Stratégie énergétique du Québec prévoit la mise en valeur des ressources en hydrocarbures du Québec dans le respect de l’environnement et du développement durable .....	42
3.	Une étude environnementale stratégique dans l’estuaire et une partie du golfe du Saint-Laurent établit que ce milieu est peu propice aux activités d’exploration et d’exploitation d’hydrocarbures.....	44
4.	Des études menées pour le compte du gouvernement du Québec mettent en relief de nombreuses incertitudes quant aux impacts de la mise en valeur du gaz de schiste sur l’environnement et doutent que cette mise en valeur soit à l’avantage du Québec .....	48
(a)	L’exploitation du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent requiert l’utilisation de techniques d’extraction non-conventionnelles et suscite plusieurs préoccupations .....	48
(b)	Le Rapport 273 du BAPE identifie des risques de contamination de l’environnement et des lacunes dans les connaissances.....	54
(c)	Les études de l’ÉES-GS identifient des risques d’effets néfastes sur l’environnement biophysique et humain et remettent en question la pertinence socio-économique du développement de cette nouvelle filière énergétique .....	59
(d)	Le Rapport 307 du BAPE remet en question les avantages pour le Québec de l’exploitation du gaz de schiste .....	65

(e)	Une ÉES globale sur les hydrocarbures est en cours et doit mener à l'adoption d'un nouvel encadrement de la mise en valeur des hydrocarbures au Québec .....	65
(f)	D'autres juridictions ont récemment interdit ou proposent d'interdire le forage horizontal et la fracturation hydraulique pour exploiter les ressources en hydrocarbures dans le schiste.....	66
5.	Ces études guident l'orientation du gouvernement du Québec en matière de mise en valeur des ressources en hydrocarbures .....	67
D.	L'adoption de la <i>Loi limitant les activités pétrolières et gazières</i> a pour objectif la protection du fleuve Saint-Laurent .....	68
1.	Le fleuve Saint-Laurent est un environnement unique dont plusieurs mesures assurent la protection.....	68
2.	L'adoption de la <i>Loi</i> reconnaît que le fleuve Saint-Laurent est un environnement incompatible avec les activités d'exploitation d'hydrocarbures .....	71
(a)	La ministre des Ressources naturelles interdit les activités d'exploration ou d'exploitation d'hydrocarbures dans le fleuve Saint-Laurent.....	71
(b)	Plusieurs options sont envisagées pour mettre en œuvre l'interdiction.....	73
(c)	Les fonctionnaires du ministère des Ressources naturelles rencontrent Junex et la demanderesse .....	76
(d)	La <i>Loi</i> est adoptée à l'unanimité de l'Assemblée nationale et se fonde sur des considérations légitimes d'intérêt public .....	77
(i)	L'adoption de la <i>Loi</i> se fonde sur des considérations légitimes d'intérêt public .....	77
(ii)	La <i>Loi</i> est adoptée à l'unanimité de l'Assemblée nationale .....	85
E.	Les intérêts contractuels de la demanderesse dans cinq permis de recherche de Junex.....	88
1.	Forest Oil conclut un contrat d'affermage avec Junex .....	88
2.	Forest Oil lève l'option qui lui a été consentie et effectue des travaux d'exploration sur le territoire de trois permis terrestres .....	92
3.	Junex obtient le permis fluvial .....	95
4.	Forest Oil cède à LPRC ses droits contractuels liés aux permis de recherche du Bloc Champlain/Bécancour .....	96
5.	Forest Oil cède tous ses droits dans LPRC à la demanderesse qui devient une compagnie publique indépendante de Forest Oil.....	97
6.	La demanderesse est insolvable et se place sous la protection de la <i>Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies</i> .....	100

II.	LE TRIBUNAL N’A PAS JURIDICTION POUR STATUER SUR LE DIFFEREND ...	103
A.	Sommaire de la position du Canada.....	103
B.	Les allégations de la demanderesse ne portent pas sur le traitement d’un investissement au sens du Chapitre 11 de l’ALÉNA.....	105
	(a) Les contrats entre LPRC et Junex ne confèrent à LPRC aucun droit minier sur la ressource ou autre droit réel immobilier.....	107
	(b) LPRC n’a pas engagé de capitaux pour obtenir un intérêt relatif au permis fluvial.....	109
C.	La <i>Loi</i> ne « concerne » pas LPRC ou son investissement .....	112
	1. Le terme « concernant » requiert la démonstration d’une « connexion légale substantielle » entre la mesure et l’investisseur ou son investissement.....	112
	(a) Article 31 de la Convention de Vienne : le sens ordinaire du terme « concernant » dans son contexte et à la lumière de l’objet et du but du traité .....	113
	(b) Article 32 de la Convention de Vienne : les travaux préparatoires confirment le sens résultant de l’application de l’article 31 de la Convention de Vienne.....	115
	(c) Ce cadre d’analyse est régulièrement appliqué par les tribunaux arbitraux sous l’ALÉNA .....	116
	2. Il n’y a pas de connexion légale entre la <i>Loi</i> et LPRC ou ses investissements allégués .....	118
	(a) Il n’existe aucun lien de droit entre la <i>Loi</i> et LPRC ou ses investissements allégués.....	118
	(b) LPRC fait partie d’une classe indéterminée d’investisseurs.....	120
	(c) Aucune intention malveillante n’a été prouvée.....	124
III.	L’ADOPTION DE LA <i>LOI</i> NE CONTREVIENT PAS À LA NORME MINIMALE DE TRAITEMENT GARANTIE PAR L’ARTICLE 1105 DE L’ALÉNA.....	126
A.	Sommaire de la position du Canada.....	126
B.	La norme de traitement prévue à l’article 1105 de l’ALÉNA correspond ni plus ni moins à la norme minimale de traitement des étrangers en droit international coutumier .....	128
C.	La demanderesse ne s’est pas déchargée de son fardeau de prouver que les standards de protection qu’elle allègue font partie de la norme minimale de traitement des étrangers en droit international coutumier.....	131
D.	Les faits n’appuient pas les conclusions de la demanderesse quant à une violation de l’article 1105 .....	135

1.	Les allégations de la demanderesse concernant la révocation du permis fluvial sont non fondées.....	135
2.	Les allégations de la demanderesse concernant le bien-fondé de la <i>Loi</i> .....	137
3.	Les allégations concernant les attentes de la demanderesse.....	143
IV.	LA DEMANDERESSE N’A PAS FAIT LA PREUVE D’UNE VIOLATION DE L’ARTICLE 1110 DE L’ALÉNA.....	148
A.	Sommaire de la position du Canada.....	148
B.	L’expropriation sous l’article 1110 de l’ALÉNA .....	150
1.	La portée de l’article 1110(1) de l’ALÉNA .....	150
2.	L’analyse permettant de déterminer si une mesure a enfreint l’article 1110(1) de l’ALÉNA.....	150
C.	L’investissement allégué par la demanderesse ne constituait pas un investissement susceptible d’être exproprié.....	152
1.	Un investissement tel que défini à l’article 1139 n’est pas <i>ipso facto</i> susceptible d’être exproprié.....	152
2.	LPRC ne détenait aucun investissement susceptible d’être exproprié .....	154
(a)	LPRC ne détenait pas de « droits de propriété » susceptibles d’être expropriés sur les permis .....	154
(i)	En vertu du droit québécois, les « River Permit Rights » ne confèrent pas de droit de propriété sur les permis ou sur la ressource .....	156
(ii)	L’existence d’un droit de propriété s’évalue à la lumière du droit domestique .....	157
(iii)	LPRC ne détenait pas de droit de propriété sur les permis.....	159
(b)	Les intérêts contractuels de LPRC ne sont pas susceptibles d’être expropriés puisqu’il ne s’agit pas de droits acquis permettant l’exploitation de la ressource .....	161
D.	La <i>Loi</i> n’a pas exproprié l’investissement allégué par la demanderesse .....	164
1.	La <i>Loi</i> n’a pas exproprié les droits que LPRC prétend détenir dans les cinq permis de recherche du Bloc Champlain/Bécancour.....	165
(a)	Les intérêts de la demanderesse dans les cinq permis de recherche du Bloc Champlain/Bécancour constituent l’investissement à considérer pour les fins de l’analyse de la privation substantielle.....	166
(b)	La révocation du permis fluvial n’a pas substantiellement privé la demanderesse des intérêts qu’elle prétend détenir sur les cinq permis de recherche du Bloc Champlain/Bécancour .....	170
2.	La <i>Loi</i> n’a pas exproprié les intérêts contractuels de LPRC dans les cinq permis de recherche du Bloc Champlain/Bécancour.....	174

(a)	Les critères permettant d'évaluer si les droits contractuels d'un investisseur ont été expropriés .....	174
(b)	Lorsque l'État n'est pas partie au contrat, il ne peut généralement pas y avoir expropriation de droits contractuels .....	177
(c)	En l'espèce, le gouvernement du Québec n'était pas partie au Contrat d'affermage et ne l'a pas exproprié.....	181
E.	La <i>Loi</i> constitue un exercice valide des pouvoirs de police de l'État .....	182
1.	Les pouvoirs de police sont reconnus tant en droit international coutumier que sous l'ALÉNA .....	183
(a)	Les pouvoirs de police sont reconnus en droit international coutumier.....	183
(b)	Les pouvoirs de police sont reconnus sous l'article 1110 de l'ALÉNA.....	186
2.	L'adoption et l'application de la <i>Loi</i> respectent les critères déterminant la validité des pouvoirs de police .....	188
(a)	La <i>Loi</i> n'est pas discriminatoire.....	191
(b)	La <i>Loi</i> a été conçue et appliquée dans un but de protection légitime du bien-être public .....	192
(c)	La <i>Loi</i> n'est pas un rare cas visant la protection de l'environnement qui n'est pas un exercice valable des pouvoirs de police.....	195
F.	Conclusion .....	196
V.	DOMMAGES.....	197
A.	Sommaire de la position du Canada.....	197
B.	Étant donné la nature spéculative du projet relatif au permis fluvial, la demanderesse ne peut prétendre que LPRC a subi des dommages.....	197
1.	L'existence de ressources gazières exploitables dans le bassin de l'Utica n'a pas été démontrée .....	198
2.	Aucune exploitation commerciale du gaz de schiste n'est en cours au Québec .....	201
3.	Même si la <i>Loi</i> n'avait pas été adoptée, il est loin d'être certain que le projet aurait pu être mené à terme .....	202
(a)	L'obtention de plusieurs autres permis et autorisations aurait été nécessaire et le cadre législatif et réglementaire applicable à l'industrie du gaz de schiste continue de faire l'objet d'un resserrement .....	202
(b)	Le prix du gaz naturel est incertain et sujet à d'importantes fluctuations.....	205

4.	Le plan de mise en valeur de la demanderesse est simpliste et irréaliste .....	208
5.	Le gouvernement du Québec a pris certaines mesures afin de compenser les titulaires des permis révoqués .....	211
C.	Même si le Tribunal en vient à la conclusion que LPRC a subi des dommages, les évaluations de la demanderesse sont exagérées .....	211
1.	L'application de la méthode DCF à des projets sans historique de profits n'est pas appropriée .....	213
2.	L'évaluation des dommages en vertu de la méthode DCF fournie par la demanderesse est exagérée .....	218
(a)	La demanderesse surestime les réserves de gaz exploitables.....	219
(b)	La demanderesse exagère les perspectives de revenus du projet .....	221
(c)	La demanderesse sous-estime les coûts de son projet.....	222
(d)	La demanderesse utilise un taux d'actualisation qui est inadéquat.....	225
3.	Les transactions sur lesquelles se fonde la demanderesse pour corroborer la juste valeur marchande établie en utilisant la méthode DCF sont inappropriées .....	228
4.	L'évaluation des coûts irrécupérables de la demanderesse est aussi exagérée .....	232
VI.	INTÉRÊTS .....	235
A.	La partie demanderesse n'a pas droit à des intérêts .....	235
B.	Conclusion .....	237
VII.	CONCLUSION .....	238



## **TABLE DES FIGURES**

Figure 1 Nombre de puits forés dans cinq provinces canadiennes de 2007 à 2014.....	14
Figure 2 État de l'industrie au Québec en 2010.....	16
Figure 3 Les territoires de l'ÉES1 et de l'ÉES2 .....	44
Figure 4 Exemple de forage et de fracturation.....	50
Figure 5 La géologie des basses-terres du Saint-Laurent et les corridors d'exploration pour le gaz de schiste .....	51
Figure 6 Le fleuve Saint-Laurent et le golfe du Saint-Laurent.....	69
Figure 7 Carte délimitant les évaluations environnementales stratégiques et le Projet de loi n°18.....	72
Figure 8 Carte des travaux et levés sismiques effectués sur les permis du Bloc Champlain/Bécancour.....	94
Figure 9 Colonne stratigraphique simplifiée des basses-terres du Saint-Laurent.....	121
Figure 10 Fluctuations du prix du gaz naturel par rapport aux dépenses alléguées de Lone Pine au Québec .....	206
Figure 11 Carte des puits utilisés dans les expertises de GLJ et de Deloitte .....	220

**LISTE D'ABRÉVIATIONS**

<b>Abréviation</b>	<b>Définition</b>
« ALÉNA »	Accord de libre-échange nord-américain
« APGQ »	Association pétrolière et gazière du Québec
« bail d'exploitation »	Bail d'exploitation de pétrole et de gaz naturel
« BAPE »	Bureau d'audiences publiques sur l'environnement du Québec
« Bloc Champlain/Bécancour »	Bloc de cinq permis de recherche détenus par Junex Inc. dans la région de Champlain/Bécancour, près de la ville de Trois-Rivières
« Canadian Forest Oil »	Canadian Forest Oil Ltd.
« Commission des ressources naturelles »	Commission de l'agriculture, des pêcheries, de l'énergie et des ressources naturelles
« Contrat d'affermage »	Contrat conclu entre Forest Oil Corporation et Junex Inc., le 5 juin 2006
« Contrat fluvial »	Contrat conclu entre Forest Oil Corporation et Junex Inc., le 18 décembre 2006

<b>Abréviation</b>	<b>Définition</b>
« Contrats de cession entre Junex et LPRC »	Contrat de cession entre Junex Inc. et Canadian Forest Oil visant le permis fluvial et Contrat de cession entre Junex Inc. et Canadian Forest Oil visant les permis terrestres, 28 janvier 2010
« Convention de New York »	<i>Convention pour la reconnaissance et l'exécution des sentences arbitrales étrangères</i>
« Convention de Vienne »	<i>Convention de Vienne sur le droit des traités</i>
« CPTA »	Commission de protection du territoire agricole du Québec
« DCF »	Valeur actualisée des flux de trésorerie (« <i>discounted cash flows</i> »)
« ÉES »	Évaluation environnementale stratégique
« ÉES1 »	Évaluation environnementale stratégique en milieu marin, du bassin de l'estuaire maritime et du nord-ouest du golfe Saint-Laurent
« ÉES2 »	Évaluation environnementale stratégique en milieu marin, des bassins d'Anticosti, de Madeleine et de la baie des Chaleurs
« ÉES-globale »	Évaluation environnementale stratégique globale sur les hydrocarbures
« ÉES-GS »	Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste
« Forest Oil »	Forest Oil Corporation

Abréviation	Définition
« Junex »	Junex Inc.
« JVM »	Juste valeur marchande
« Loi »	<i>Loi limitant les activités pétrolières et gazières</i>
« LPRC »	Lone Pine Resources Canada Ltd.
« LPRI » « demanderesse »	Lone Pine Resources Inc.
« Mcf »	Milliers de pieds cubes (« <i>thousand cubic feet</i> »)
« permis de recherche »	Permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoir souterrain
« permis fluvial »	Permis de recherche 2009PG490 détenu par Junex
« permis terrestres »	Permis de recherche 1996PG950, 2002PG596, 2002PG597 et 2004PG769 détenus par Junex (renommés respectivement, 2006RS184, 2010RS284, 2010RS285 et 2009RS286)
« Rapport 193 du BAPE »	Rapport 193, <i>Les enjeux liés aux levés sismiques dans l'estuaire et le golfe du Saint-Laurent</i> du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement du Québec
« Rapport 273 du BAPE »	Rapport 273, <i>Développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec</i> du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement du Québec

<b>Abréviation</b>	<b>Définition</b>
« Rapport 307 du BAPE »	Rapport 307, <i>Les enjeux liés à l'exploration et à l'exploitation du gaz de schiste dans le shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent</i> du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement du Québec
« Registre minier »	Registre public des droits miniers, réels et immobiliers
« Stratégie énergétique »	<i>Stratégie énergétique du Québec 2006-2015 : L'énergie pour construire le Québec de demain</i>
« TCF »	Billions de pieds cubes (« <i>trillion cubic feet</i> »)

## ÉNONCÉ PRÉLIMINAIRE

1. Le Québec est « la terre de l'hydroélectricité »<sup>1</sup>. Sa géomorphologie et ses ressources hydroélectriques lui permettent d'être un chef de file mondial dans le domaine énergétique. Ces ressources procurent aux Québécois une source d'énergie propre, renouvelable et sécuritaire. Les ressources en hydrocarbures du Québec, quant à elles, demeurent largement inexplorées et inexploitées. De modestes campagnes d'exploration, surtout menées au cours des années 1960 et 1980, n'ont révélé que très peu de gisements commercialement exploitables. Ainsi, les compagnies pétrolières et gazières se sont graduellement désintéressées du Québec<sup>2</sup>.

2. L'avènement de nouvelles techniques d'exploration et d'exploitation de ressources en hydrocarbures au milieu des années 2000 et l'augmentation des prix du pétrole et du gaz naturel ont contribué à un regain d'intérêt pour ce secteur. De nombreuses compagnies, surtout de petites sociétés pétrolières et gazières canadiennes telles Junex Inc. (« Junex »), Gastem Inc., Pétrolia Inc. et Altai Resources Inc. ont alors acquis des permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoir souterrain (« permis de recherche ») dans plusieurs régions du Québec, mais principalement en Gaspésie et dans les basses-terres du Saint-Laurent<sup>3</sup>.

3. Face à la perspective du développement d'une nouvelle filière énergétique fondée sur la mise en valeur de ressources en hydrocarbures, le gouvernement du Québec déploie de grands efforts d'acquisition de connaissances pour favoriser le développement de la ressource dans une perspective de développement durable et de protection de l'environnement. Ces efforts, qui s'étalent de 2003 à ce jour, visent notamment à mieux connaître le potentiel économiquement exploitable d'hydrocarbures au Québec, à combler le manque d'information technique concernant les méthodes d'extraction, à analyser les risques environnementaux tant sur le milieu biophysique qu'humain, et à étudier les mécanismes de consultation et de concertation pour favoriser l'acceptabilité des communautés et l'aménagement durable du territoire.

---

<sup>1</sup> **R-022**, Ministère des Ressources naturelles, *L'énergie pour construire le Québec de demain, Stratégie énergétique du Québec 2006-2015*, p. 4.

<sup>2</sup> **R-089**, González et al., *Bilan des connaissances de l'économie des hydrocarbures au Québec*, Centre de recherche en économie de l'Environnement, de l'Agroalimentaire, des Transports et de l'Énergie (CREATE), Université Laval, 12 mars 2015, pp. 8 et 9.

<sup>3</sup> **R-089**, González et al., *Bilan des connaissances de l'économie des hydrocarbures au Québec*, Centre de recherche en économie de l'Environnement, de l'Agroalimentaire, des Transports et de l'Énergie (CREATE), Université Laval, 12 mars 2015, pp. 8 et 9.

4. De nombreuses études analysent plus particulièrement l'impact des activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures sur l'environnement biophysique et humain du fleuve Saint-Laurent. En effet, le fleuve Saint-Laurent n'est pas un cours d'eau comme les autres. Il s'agit d'un environnement exceptionnel qui se démarque par son histoire, sa biodiversité et sa voie navigable vers les Grands Lacs. Il sert à la fois de réservoir d'eau potable à plus de la moitié de la population du Québec et il soutient une gamme de secteurs socio-économiques primordiaux pour le Québec et le Canada.

5. Ces études démontrent rapidement que le fleuve Saint-Laurent n'est pas un environnement propice aux activités de mise en valeur des ressources en hydrocarbures, quelle que soit leur nature.

6. Un comité d'experts du gouvernement du Québec est le premier, en 2003, à étudier l'impact des activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures dans cet environnement. Le ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques<sup>4</sup> confie ensuite au Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (« BAPE ») le mandat d'effectuer une enquête et des audiences publiques sur les enjeux environnementaux liés aux levés sismiques dans l'estuaire et le golfe du Saint-Laurent. Le BAPE dépose un rapport en août 2004 qui recommande la tenue d'une évaluation environnementale stratégique (« ÉES ») portant sur les enjeux du développement des hydrocarbures dans la zone (« Rapport 193 du BAPE »). Le gouvernement du Québec donne suite à la recommandation du BAPE et annonce la tenue d'une ÉES lors du dévoilement de la *Stratégie énergétique du Québec 2006-2015 : L'énergie pour construire le Québec de demain* (la « Stratégie énergétique »).

7. Avec la Stratégie énergétique, le gouvernement du Québec se donne comme objectif de mettre en valeur les ressources en hydrocarbures potentiellement présentes sur son territoire dans une perspective de développement durable et dans le respect de l'environnement. Afin de mettre en œuvre cette stratégie, le gouvernement du Québec met sur pied une ÉES en 2009 portant sur la mise en valeur des hydrocarbures dans le bassin de l'estuaire maritime et le nord-ouest du

---

<sup>4</sup> La dénomination du ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques a évolué au fil des années. En dépit de sa désignation actuelle, ce ministère sera désigné, tout au long de ce contre-mémoire, « ministère de l'Environnement », quelle qu'ait été sa dénomination à l'époque des faits évoqués.

golfe du Saint-Laurent (« ÉES1 »). Le rapport préliminaire de l'ÉES1 est remis au gouvernement du Québec en juillet 2010. Il conclut de manière non équivoque que le territoire étudié est peu propice aux activités de mise en valeur des hydrocarbures en raison de plusieurs facteurs, incluant les bruits causés par les levés sismiques; les perturbations de zones sensibles; les effets des déversements accidentels sur la faune et les conséquences sur l'industrie de la pêche; ainsi que les effets cumulés des activités de mise en valeur des hydrocarbures et des autres activités dans le voisinage telles que la pêche commerciale, la circulation maritime, le tourisme et les activités récréatives.

8. En plus des études réalisées sur le fleuve Saint-Laurent, le gouvernement du Québec consacre des ressources considérables à documenter et évaluer les impacts environnementaux et socio-économiques de l'industrie du gaz de schiste, et ce, en réaction à un intérêt soudain de l'industrie. À partir de 2009, des organisations environnementales, des municipalités, des syndicats, des élus et des partis politiques unissent leurs voix pour dénoncer l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent à cause de préoccupations quant à l'impact de cette industrie sur l'environnement. Ils réclament un moratoire sur les activités de mise en valeur de cette ressource sur l'ensemble du territoire du Québec. Plutôt qu'un moratoire, le gouvernement du Québec privilégie une démarche structurée d'acquisition de connaissances afin de permettre la prise de décisions éclairées.

9. À cette fin, en août 2010, le ministre de l'Environnement confie au BAPE le mandat de créer une commission d'enquête sur le développement durable de l'industrie du gaz de schiste. Cette commission d'enquête a pour mission de proposer un cadre de développement de l'exploration et de l'exploitation du gaz de schiste de manière à favoriser la cohabitation de ces activités avec les populations concernées, l'environnement et les autres secteurs d'activité présents sur le territoire. De plus, à partir de l'automne 2010, le ministère de l'Environnement resserre graduellement la réglementation applicable aux activités de mise en valeur du gaz de schiste et adopte un programme d'inspection des puits qui ont déjà été forés dans les basses-terres du Saint-Laurent. Ce programme d'inspection révèle l'existence de fuites de gaz dans une proportion importante des puits existants et mine ainsi la crédibilité de l'industrie.



10. En février 2011, le BAPE remet au gouvernement du Québec un rapport détaillé qui fait état de certains risques que pourraient comporter l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste et du besoin d'améliorer les connaissances scientifiques concernant ces risques (« Rapport 273 du BAPE »). Le Rapport 273 du BAPE recommande notamment la mise sur pied d'une ÉES pour pallier ce manque de connaissances. Le gouvernement du Québec accepte la recommandation du BAPE et crée une ÉES portant sur la mise en valeur du gaz de schiste en mars 2011 (« ÉES-GS »). Les études réalisées dans le cadre de cette ÉES confirment la présence d'importants risques sur l'environnement biophysique et humain, notamment en ce qui a trait aux ressources hydriques. Au terme des travaux de l'ÉES-GS, le gouvernement du Québec confie au BAPE le mandat de se pencher plus spécifiquement sur les enjeux liés à l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste au Québec. Le BAPE remet un nouveau rapport au ministre de l'Environnement en novembre 2014 (« Rapport 307 du BAPE »). Ce rapport conclut notamment « qu'il n'est pas démontré que l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent avec la technique de fracturation hydraulique, serait avantageuse pour le Québec »<sup>5</sup>.

11. Parallèlement à ces études, le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles<sup>6</sup> s'affaire à analyser les conclusions du rapport préliminaire de l'ÉES1 remis en juillet 2010. En septembre 2010, après avoir analysé la question avec les fonctionnaires du ministère des Ressources naturelles, la ministre de l'époque, Mme Nathalie Normandeau, interdit les activités d'exploration et d'exploitation de ressources pétrolières et gazières dans la zone faisant l'objet de l'ÉES1. Après réflexion et analyse, la décision est prise, deux mois plus tard, d'étendre l'interdiction au tronçon fluvial du Saint-Laurent, notamment en raison de la richesse de son écosystème, de sa relative étroitesse, de la densité importante de l'occupation humaine sur ses rives et des usages qui y ont cours.

12. Pendant l'hiver 2010-2011, les fonctionnaires du ministère des Ressources naturelles évaluent plusieurs options afin de mettre en œuvre l'interdiction annoncée par la ministre

---

<sup>5</sup> R-027, BAPE, Rapport 307, *Les enjeux liés à l'exploration et à l'exploitation du gaz de schiste dans le shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent*, Rapport d'enquête et d'audience publique, novembre 2014, p. 397.

<sup>6</sup> La dénomination du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles a évolué au fil des années. Tout au long de ce contre-mémoire, ce ministère sera désigné « ministère des Ressources naturelles », quelle qu'ait été sa dénomination de l'époque.

Normandeau. Après une analyse rigoureuse des diverses options, cette dernière, avec le concours du Conseil exécutif et des fonctionnaires du ministère des Ressources naturelles, décide de procéder par le biais d'une loi particulière afin d'interdire l'exploration et l'exploitation de ressources en hydrocarbures contenues sous le fleuve Saint-Laurent et de révoquer les permis de recherche qui s'y trouvent ou d'en limiter la superficie<sup>7</sup>. Cette mesure, qui fait l'objet du différend soumis au Tribunal, n'affecte en rien la validité des permis de recherche situés en milieu terrestre. Aucun permis situé ailleurs que dans le fleuve Saint-Laurent n'a été révoqué ou n'a vu sa superficie réduite.

13. La mesure en question contient une autre disposition qui dispense les titulaires de permis de recherche situés ailleurs que dans le fleuve Saint-Laurent de procéder aux travaux de recherche exigés par la *Loi sur les mines*<sup>8</sup>. Cette même disposition suspend la période de validité de ces permis pour la durée des études en cours, le temps pour le gouvernement d'acquérir les connaissances nécessaires afin de mieux encadrer l'exploitation des ressources en hydrocarbures. Cette suspension n'a aucunement pour effet d'interdire les travaux d'exploration autorisés par les permis de recherche et leurs titulaires peuvent, en tout temps, effectuer de tels travaux s'ils le désirent. L'objectif visé par cette disposition est d'éviter de pénaliser les titulaires de permis de recherche qui désirent attendre la fin de la démarche d'acquisition de connaissances du gouvernement et l'élaboration d'un nouvel encadrement des activités pétrolières et gazières avant d'entreprendre des travaux de recherche. Cette disposition, tout comme la décision du gouvernement du Québec d'effectuer des études additionnelles nécessaires à l'élaboration du premier outil législatif et réglementaire spécifiquement voué à l'exploration et l'exploitation d'hydrocarbures au Québec, ne font pas l'objet du différend soumis au Tribunal.

14. L'exploration et l'exploitation de ressources en hydrocarbures sont des activités qui, de par leur nature, sont tributaires d'externalités qui influent directement sur la viabilité d'un projet. La fluctuation du prix de la ressource, les incertitudes liées au forage de puits, l'accès incertain aux capitaux et la concurrence que se livrent les entreprises gazières et pétrolières sont autant d'incertitudes qui peuvent influencer la viabilité d'un projet. Cette incertitude est encore plus élevée dans le cas de projets qui, comme au Québec, visent de nouveaux bassins géologiques et

---

<sup>7</sup> RWS-004-Normandeau, ¶ 53.

<sup>8</sup> **R-002**, *Loi sur les mines*, RLRQ, chapitre M-13.1 (version en vigueur le 12 juin 2011).

se déroulent dans des juridictions où les activités pétrolières et gazières sont marginales et où l'encadrement législatif et réglementaire est souvent inadapté.

15. Nonobstant ces facteurs, et fidèle à sa réputation de « *first mover* »<sup>9</sup>, Forest Oil Corporation (« Forest Oil »), l'ancienne compagnie mère de la demanderesse et de Lone Pine Resources Canada Ltd. (« LPRC »), élabore au milieu des années 2000 le projet d'entreprendre des travaux d'exploration en vue d'exploiter le gaz de schiste potentiellement présent dans les basses-terres du Saint-Laurent au Québec. Une mince partie de ce territoire se trouve sous le fleuve Saint-Laurent. Forest Oil prévoyait forer des puits horizontaux en ayant recours à des techniques de forage directionnel et à la fracturation hydraulique de la roche-mère pour en libérer le gaz.

16. Pour tenter de mener à bien son projet, Forest Oil conclut un contrat d'affermage en 2006 avec la compagnie canadienne Junex (le « Contrat d'affermage ») qui détient un bloc de cinq permis de recherche dans la région de Champlain/Bécancour près de la ville de Trois-Rivières (le « Bloc Champlain/Bécancour »). Ce contrat d'affermage visait d'abord les quatre permis de recherche de Junex (1996PG950, 2002PG596, 2002PG597 et 2004PG769<sup>10</sup>), situés en milieu terrestre, de part et d'autre du fleuve Saint-Laurent (les « permis terrestres »). Il engloba, trois ans plus tard, un cinquième permis (2009PG490) entièrement situé dans le fleuve Saint-Laurent qui est délivré à Junex en mars 2009 (le « permis fluvial »). Le Contrat d'affermage accorde à Forest Oil, moyennant l'exécution préalable de certains travaux de recherche, le droit d'exploiter les ressources pétrolières et gazières qui pourraient être découvertes dans une couche géologique déterminée sous le territoire des permis de Junex. Seul le permis fluvial est visé par la mesure qui fait l'objet de cet arbitrage.

17. Le projet de Forest Oil est inédit et hautement risqué, et ce, pour au moins trois raisons :

- Premièrement, l'industrie gazière et pétrolière au Québec est relativement embryonnaire; non seulement n'existe-t-il aucun projet en exploitation semblable à celui de la demanderesse, mais il n'existait à l'époque, comme à l'heure actuelle, aucune exploitation commerciale d'hydrocarbures au Québec.

---

<sup>9</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 76.

<sup>10</sup> Ces permis ont été renumérotés en 2010 avec l'entrée en vigueur d'amendements à la *Loi sur les mines* et sont dorénavant identifiés respectivement par les numéros 2006RS184, 2010RS284, 2010RS285 et 2009RS286.

- Deuxièmement, la combinaison du forage directionnel et de la fracturation hydraulique pour mettre en valeur les ressources en hydrocarbures contenues dans le schiste est une technique d'extraction de la ressource qui est relativement nouvelle. L'utilisation potentielle de cette technique suscite au Québec d'importantes préoccupations, notamment en ce qui a trait à ses répercussions sur l'environnement et la santé humaine. Ces préoccupations ne sont pas propres au Québec. D'autres juridictions dans le monde ont réagi à l'avènement de ces techniques et modifié leur cadre réglementaire pour mieux tenir compte des particularités de celles-ci et de leurs impacts potentiels sur l'environnement. La France, entre autres, a tout simplement interdit l'utilisation de ces nouvelles techniques. Le cadre législatif et réglementaire québécois n'est pas encore adapté à de telles activités.
- Troisièmement, l'exploration et l'exploitation d'hydrocarbures, quelle que soit sa forme, est une activité industrielle dont les impacts environnementaux et socio-économiques sont importants. Elle ne convient pas à certains environnements, et tout particulièrement à celui du fleuve Saint-Laurent.

18. La décision de révoquer les permis de recherche qui se trouvent dans le fleuve Saint-Laurent, et de limiter la superficie de ceux qui traversent la ligne des eaux à leur partie terrestre, fait en sorte qu'il n'est désormais plus possible de forer horizontalement sous le fleuve Saint-Laurent, comme la demanderesse prétend l'avoir envisagé. La décision du gouvernement du Québec de révoquer ces permis s'appuie principalement sur trois considérations : 1) le rapport de l'ÉES1 constate que le fleuve Saint-Laurent, du moins en partie, n'est pas propice aux activités de mise en valeur des hydrocarbures; 2) le Rapport 273 du BAPE identifie des risques potentiels pour l'environnement liés aux nouvelles activités de mise en valeur du gaz de schiste; et 3) le fait que la grande majorité des permis de recherche situés en tout ou en partie dans le fleuve Saint-Laurent n'avaient été octroyés que peu de temps auparavant, qu'aucun détenteur n'y avait effectué de travaux et que la valeur des permis était au mieux spéculative et vraisemblablement inexistante.

19. L'adoption de la *Loi limitant les activités pétrolières et gazières* (la « Loi ») poursuit donc un objectif de protection du Saint-Laurent et son entrée en vigueur le 13 juin 2011 est le résultat de la démarche amorcée par le gouvernement du Québec en 2003. Elle s'appuie, entre autres, sur

de nombreux rapports d'experts, les travaux de l'ÉES1 et ceux du BAPE. Pour les motifs qui suivent, le Canada soumet que la réclamation de la demanderesse devrait être rejetée entièrement.

20. D'emblée, le Canada conteste la juridiction du Tribunal pour statuer sur le différend soumis à l'arbitrage, et ce, pour trois motifs.

21. Premièrement, l'intérêt que détient LPRC, qui porte uniquement sur une couche géologique déterminée sous le territoire du permis fluvial de Junex, ne constitue pas un investissement au sens du Chapitre 11 de l'ALÉNA. En effet, contrairement à ce que prétend la demanderesse, les intérêts que détient LPRC ne sont pas des biens immobiliers au sens du paragraphe 1139(g) de l'ALÉNA. Le transfert d'un « working interest » n'est pas un acte translatif d'un droit de propriété.

22. Deuxièmement, les intérêts que LPRC prétend détenir en lien avec le permis fluvial ne satisfont pas non plus à la définition du paragraphe 1139(h) de l'ALÉNA car en vertu des termes de l'entente du 18 décembre 2006 entre Forest Oil et Junex, les intérêts contractuels relativement à ce permis lui ont été transférés dès son émission en mars 2009 sans qu'elle n'ait eu aucune obligation d'effectuer des travaux de recherche.

23. Troisièmement, la *Loi* ne concerne pas la demanderesse ou sa filiale canadienne LPRC. LPRC ne détient pas le permis fluvial qui a été révoqué, mais bien un droit personnel de bénéficiaire d'une partie de l'exploitation éventuelle des ressources pouvant se trouver dans un horizon géologique précis sous le territoire des cinq permis de recherche détenus entièrement par Junex. Le Contrat d'affermage entre Forest Oil et Junex n'a pas eu pour effet de créer une coentreprise entre les deux compagnies. Ce fait est d'ailleurs spécifié expressément au Contrat d'affermage conclu en juin 2006, malgré ce que prétend maintenant la demanderesse. Le simple fait de détenir des droits contractuels vis-à-vis un titulaire de permis de recherche ne confère pas une « connexion légale substantielle » entre la mesure contestée qui révoque le permis fluvial de Junex et la demanderesse ou sa filiale.

24. Dans l'éventualité où ce Tribunal concluait qu'il a juridiction pour trancher ce différend, il demeure que l'adoption de la *Loi* ne contrevient pas à la norme minimale de traitement garantie par l'article 1105 de l'ALÉNA. Premièrement, la demanderesse ne s'est pas déchargée de son

fardeau de prouver l'existence d'une règle de droit international coutumier qui aurait été enfreinte en l'espèce. Le Canada n'a pas commis de déni de justice ni manqué à l'obligation de protéger pleinement et entièrement l'investissement que la demanderesse prétend détenir relativement au permis fluvial. Deuxièmement, les faits n'appuient pas les prétentions de la demanderesse. L'adoption de la *Loi* n'est pas une mesure arbitraire, inéquitable ou injuste. Il s'agit encore moins d'une décision manifestement arbitraire. Elle repose sur plusieurs études scientifiques s'étalant sur de nombreuses années qui démontrent que le fleuve Saint-Laurent n'est pas un environnement propice à l'exploration et l'exploitation des ressources en hydrocarbures et aux activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste. Par ailleurs, et même si le Canada conteste la pertinence de cet élément en l'espèce, l'adoption de la *Loi* ne contrevient à aucune attente légitime de la demanderesse : la demanderesse devait ou aurait dû savoir que le gouvernement du Québec adopterait la mesure contestée avant d'acquérir sa filiale canadienne le 25 mai 2011. De plus, le gouvernement du Québec n'a pris aucun engagement spécifique et n'a fait aucune promesse de nature à faire naître des attentes légitimes en relation avec un investissement et sur lequel la demanderesse s'est fiée pour faire un investissement.

25. Enfin, la *Loi* ne contrevient pas à l'article 1110 de l'ALÉNA. Premièrement, l'intérêt contractuel de la demanderesse n'est pas un investissement susceptible d'être exproprié car il ne confère aucun droit réel immobilier et il est incertain. Plusieurs autres permis et autorisations étaient requis avant de pouvoir exploiter les ressources prétendument contenues sous le territoire du permis fluvial. De plus, le Contrat d'affermage entre Junex et Forest Oil n'a pas été annulé et demeure en vigueur à moins que les parties ne l'aient elles-mêmes résilié.

26. Même si cet intérêt contractuel constituait un investissement susceptible d'être exproprié, la demanderesse n'a subi aucune privation substantielle de ses intérêts contractuels, car la *Loi* n'a affecté que l'un des cinq permis du Bloc Champlain/Bécancour. Or, il appert du plan de mise en valeur de la demanderesse que son projet était de développer les cinq permis ensemble et qu'ils formaient une unité indissociable pour les fins de son projet. Dans ces circonstances, la question à savoir si l'adoption de la *Loi* a eu pour effet de priver substantiellement la demanderesse de son investissement doit nécessairement s'apprécier en fonction de l'effet de la mesure sur l'ensemble des cinq permis. Une telle appréciation révèle que la mesure contestée n'a pas eu pour effet de

priver substantiellement la demanderesse de son investissement, car seul 19.4% du territoire du bloc des cinq permis a été révoqué.

27. À tout évènement, l'adoption de la *Loi* constitue un exercice valable des pouvoirs de police du gouvernement du Québec. Elle a été adoptée pour un objectif de politique publique important, à savoir la protection du fleuve Saint-Laurent. La *Loi* fait suite à de nombreuses démarches entreprises par le gouvernement du Québec depuis 2003 pour étudier les impacts des activités d'exploration et d'exploitation de ressources en hydrocarbures dans le fleuve Saint-Laurent ainsi que les impacts des activités de mise en valeur du gaz de schiste. Par ailleurs, la *Loi* n'est pas discriminatoire. Elle révoque ou réduit la superficie de 29 permis de recherche situés entièrement ou partiellement dans le fleuve Saint-Laurent. Ces 29 permis appartiennent à neuf titulaires ayant tous leur siège social au Canada.

28. Finalement, même si ce Tribunal concluait à la responsabilité du Canada, le projet de LPRC était si spéculatif et à un stade si précoce de développement qu'elle ne saurait avoir droit à une quelconque compensation. En effet, l'existence de ressources gazières exploitables dans le bassin de l'Utica n'a pas été démontrée et il n'y a aucune exploitation commerciale de gaz de schiste au Québec. De plus, LPRC n'avait que des intérêts dans un permis de recherche et elle aurait eu besoin de plusieurs autres permis et autorisations afin de mener son projet à terme. Ce dernier était aussi sujet aux fluctuations du prix de la ressource.

29. Dans le contexte de ce différend, la demanderesse a présenté un plan de mise en valeur simpliste et irréaliste qui ne tenait pas compte de plusieurs éléments importants dont des restrictions imposées suite au lancement de l'ÉES-GS.

30. La demanderesse réclame la somme de 109.8 millions \$US à titre de dommages compensatoires en se basant sur une analyse de la valeur actualisée des flux de trésorerie (« DCF »). L'utilisation de cette méthode n'est pas appropriée en l'espèce puisque le projet de LPRC n'a pas d'historique de profits. L'évaluation de la juste valeur marchande des intérêts de LPRC dans le permis fluvial selon la méthode DCF est un exercice qui relève du domaine de la pure conjecture.

31. Or, même si le Tribunal décidait d'octroyer des dommages et d'utiliser la méthode DCF, l'évaluation de la demanderesse est exagérée. Ses experts surestiment les ressources gazières prospectives et les perspectives de revenus du projet de LPRC, ils en sous-estiment les coûts et ils utilisent un taux d'actualisation qui est inadéquat. Les transactions utilisées par la demanderesse pour confirmer cette évaluation ne lui sont d'aucun secours puisqu'elles ne sont pas comparables.

32. En utilisant la même méthode, les experts du défendeur ont établi la juste valeur marchande des intérêts de LPRC dans le permis fluvial à une somme de 0 – 1,4 million \$US.

33. Pour ce qui est des dépenses alléguées par la demanderesse, elles n'ont pas été faites sur le territoire du permis fluvial et elles ont été encourues en grande majorité avant l'émission du permis. La demanderesse n'a par ailleurs pas démontré que les dépenses alléguées existent et que LPRC a encouru des dommages à cet égard.

**Documents soumis :**

- Déclaration de Mme Luce Asselin : Mme Asselin occupe le poste de sous-ministre associée à l'Énergie au sein du ministère des Ressources naturelles depuis août 2014. Elle dresse un portrait de l'industrie pétrolière et gazière au Québec et décrit les démarches en cours du gouvernement pour étudier la filière énergétique des hydrocarbures. Sa déclaration présente aussi les objectifs du gouvernement en ce qui a trait à l'adoption prochaine d'une nouvelle loi sur les hydrocarbures.
- Déclaration de M. Jacques Dupont : M. Dupont est sous-ministre adjoint à l'Eau, à l'Expertise et aux Évaluations environnementales au ministère de l'Environnement, et ce, depuis février 2009. Sa déclaration explique le cadre législatif et réglementaire applicable à la protection de l'eau au Québec, et plus particulièrement au fleuve Saint-Laurent. Sa déclaration présente également le rôle et les responsabilités du ministère de l'Environnement en ce qui a trait à l'exploration et l'exploitation des ressources en hydrocarbures au Québec.
- Déclaration de M. Mario Gosselin : M. Gosselin était sous-ministre associé à l'Énergie au sein du ministère des Ressources naturelles du 24 septembre 2009 au 26 août 2013. À ce titre, il était responsable de la Direction générale des hydrocarbures du même ministère. La déclaration



de M. Gosselin décrit le rôle et les responsabilités du Bureau des hydrocarbures, le développement d'une nouvelle filière énergétique au Québec, et le processus interne ayant mené à la mise en œuvre de l'interdiction des activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures dans le fleuve Saint-Laurent.

- Déclaration de Mme Nathalie Normandeau : Mme Normandeau a occupé le poste de ministre des Ressources naturelles du 23 juin 2009 au 6 septembre 2011. Sa déclaration décrit la démarche du gouvernement du Québec pour mettre en valeur les ressources en hydrocarbures, le plan d'action du gouvernement pour encadrer l'industrie du gaz de schiste au Québec, son implication dans le processus d'adoption de la *Loi*, les motifs pour lesquels elle a décidé d'interdire les activités d'exploration et d'exploitation des ressources en hydrocarbures dans le fleuve Saint-Laurent et les considérations qui ont motivé la mise en œuvre de l'interdiction par l'adoption de la *Loi*.

- Déclaration de M. Robert Sauvé : M. Sauvé était sous-ministre du ministère des Ressources naturelles du 3 août 2009 au 30 juillet 2012. En tant que responsable de l'administration de ce ministère, M. Sauvé explique la manière dont le ministère a appuyé la ministre Normandeau lors de la prise de décisions qui ont mené à l'adoption de la *Loi*. Sa déclaration répond aussi aux allégations de la demanderesse concernant les discussions qui ont eu lieu le 12 janvier 2011 lors d'une réunion en présence d'un représentant de Forest Oil.

- Rapports d'experts de M. Cary Mamer et M. Robin C. Mann (Deloitte LLP) : M. Cary Mamer et M. Robin C. Mann sont associés de la firme Deloitte à Calgary où ils exercent dans les domaines de la juricomptabilité et de l'évaluation de ressources pétrolières et gazières. Leurs rapports contiennent une évaluation des ressources gazières potentielles sur le territoire du permis fluvial ainsi qu'une évaluation des dommages prétendument subis par la partie adverse en raison de la mesure contestée.

- Rapport d'expert de Me Jean M. Gagné (Fasken Martineau Dumoulin LLP) : Me Gagné est un associé au cabinet d'avocats Fasken Martineau Dumoulin à Montréal et à Québec. Il possède plus de 35 ans d'expérience dans le domaine du droit minier et il conseille régulièrement des entreprises quant à leurs droits et obligations en vertu du régime minier québécois. Le rapport d'expert de Me Gagné présente un aperçu du régime minier québécois. Il établit également que

les droits conférés par Junex à LPRC en vertu du Contrat d'affermage du 5 juin 2006 et du contrat de cession du 28 janvier 2010 sont des droits de nature personnelle, et qu'ils ne sont conséquemment pas des droits réels. Finalement, il explique l'effet de l'inscription d'un transfert d'un intérêt contractuel dans un horizon géologique précis au registre minier ainsi que la compatibilité d'un forage horizontal s'étendant au-delà du territoire d'un permis de recherche avec le régime minier québécois.

## I. EXPOSÉ DES FAITS

### A. L'industrie pétrolière et gazière au Québec est à l'état embryonnaire

34. Les premiers travaux d'exploration d'hydrocarbures effectués au Québec remontent aux années 1860. Toutefois, de tels travaux n'ont depuis été effectués que de manière très sporadique et sont toujours demeurés très modestes. En tout, on estime à environ 1000 le nombre de puits d'exploration ou d'exploitation forés au Québec et à seulement 150 le nombre de puits forés dans le shale d'Utica, la formation géologique visée par le projet de la demanderesse<sup>11</sup>. À titre de comparaison, plus de 28 000 puits ont déjà été forés en Colombie-Britannique et plus de 400 000 puits l'ont été en Alberta<sup>12</sup>. Plus récemment, entre 2006 et 2011, seuls 44 puits ont été forés dans l'ensemble du Québec alors que, durant la même période, 100 929 puits ont été forés dans les quatre provinces de l'Ouest canadien<sup>13</sup>. Ces travaux d'exploration n'ont révélé jusqu'à maintenant que peu de ressources en hydrocarbures et, de fait, aucune ressource en hydrocarbures commercialement exploitable<sup>14</sup>.

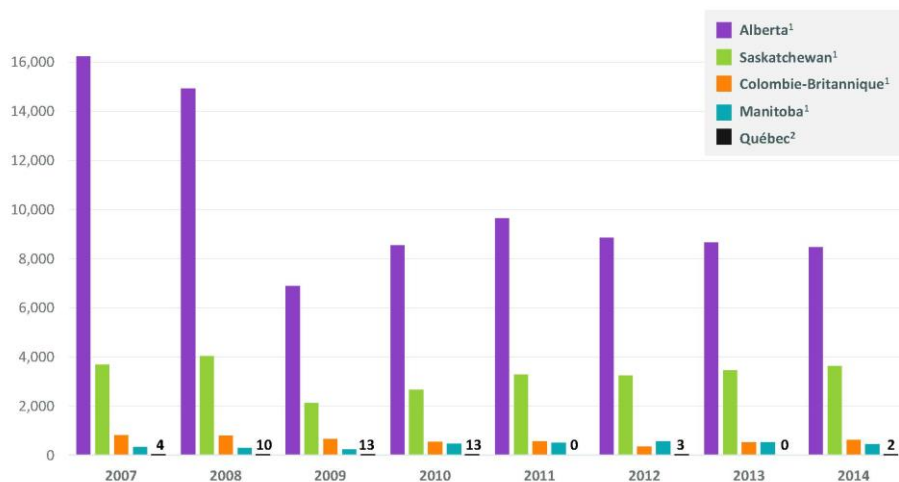
---

<sup>11</sup> **R-024**, BAPE, Rapport 273, *Développement durable de l'industrie des gaz de schiste*, Rapport d'enquête et d'audience publique, février 2011, p. 36; RWS-001-Asselin, ¶ 12.

<sup>12</sup> **R-091**, Ministère des Finances, *Un régime de redevances juste et concurrentiel, pour une exploitation responsable des gaz de schiste*, Bibliothèque et Archives nationales du Québec, mars 2011, p. 8.

<sup>13</sup> **R-092**, Canadian Association of Oil well Drilling Contractors, Petroleum Services Association of Canada, *Well Counts Western Canada 2001 – 2014*, en ligne : < [http://www.caodc.ca/sites/default/files/Well\\_%20Counts-%20Annual\\_%202001\\_%20to\\_%202014\\_0.pdf](http://www.caodc.ca/sites/default/files/Well_%20Counts-%20Annual_%202001_%20to_%202014_0.pdf) >. À ces forages au Québec se sont ajoutés environ 33 000 kilomètres de levés sismiques effectués dans le but d'obtenir de l'information additionnelle sur l'existence de ressources en hydrocarbures : **R-019**, BAPE, Rapport 193, *Les enjeux liés aux levés sismiques dans l'estuaire et le golfe du Saint-Laurent*, Rapport d'enquête et d'audience publique, août 2004, p. 4.

<sup>14</sup> **R-089**, González et al., *Bilan des connaissances de l'économie des hydrocarbures au Québec*, Centre de recherche en économie de l'Environnement, de l'Agroalimentaire, des Transports et de l'Énergie (CREATE), Université Laval, 12 mars 2015, p. 9.



<sup>[1]</sup> Source pour les données de la Colombie-Britannique, de l'Alberta, de la Saskatchewan et du Manitoba : Statistical Handbook for Canada's Upstream Petroleum Industry, Canadian Association of petroleum producers, July 2015, table 1.4b.

<sup>[2]</sup> Source pour les données du Québec : Base de données Oracle - Gestion des hydrocarbures (GDH), Direction générale des hydrocarbures et des biocombustibles (DGHB), Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles (MERN).

**Figure 1 Nombre de puits forés dans cinq provinces canadiennes de 2007 à 2014**

35. L'absence de preuve de l'existence de ressources commercialement exploitables explique pourquoi, contrairement à d'autres provinces au Canada, il n'existe actuellement aucune activité d'extraction d'hydrocarbures significative au Québec. Seuls deux gisements relativement modestes de gaz naturel ont été exploités commercialement, l'un près de Trois-Rivières entre 1966 et 1976 et l'autre au sud-ouest de Québec entre 1980 et 1994. Ces gisements de gaz naturel, qualifiés de « classiques », car le gaz s'y écoulait dans les puits de forage sans stimulation mécanique, sont taris depuis longtemps et ils sont désormais utilisés comme réservoirs de stockage souterrains<sup>15</sup>.

36. L'avènement de nouvelles techniques d'exploration et d'exploitation de ressources en hydrocarbures au début des années 2000 a mené à un regain d'intérêt pour les activités d'exploration de ressources en hydrocarbures au Québec, notamment dans le golfe du Saint-Laurent, en Gaspésie et dans les basses-terres du Saint-Laurent<sup>16</sup>.

37. Les récentes avancées technologiques en matière de forage horizontal et de fracturation hydraulique ont mené certaines entreprises à envisager l'exploitation de ressources en hydrocarbures jusqu'alors inexploitables dans des bassins sédimentaires, incluant les basses-

<sup>15</sup> **R-089**, González et al., *Bilan des connaissances de l'économie des hydrocarbures au Québec*, Centre de recherche en économie de l'Environnement, de l'Agroalimentaire, des Transports et de l'Énergie (CREATE), Université Laval, 12 mars 2015, p. 8.

<sup>16</sup> RWS-003-Gosselin, ¶ 19.

terres du Saint-Laurent, où la densité et la faible perméabilité de la roche empêchent le gaz de s'écouler librement vers les puits de forage.

38. Des compagnies canadiennes telles que Junex, Gastem et Talisman se sont intéressées notamment au potentiel en hydrocarbures du bassin sédimentaire de l'Utica et ont fait l'acquisition de permis d'exploration. Cette formation géologique est constituée d'une roche sédimentaire argileuse peu poreuse et peu perméable qui contient du gaz naturel dans des proportions variables. Elle est située dans une bande d'environ 50 km de largeur entre Montréal et Québec. Entre 2006 et 2010, des compagnies pétrolières et gazières y forent 29 puits d'exploration dont 18 puits verticaux et 11 puits horizontaux<sup>17</sup>.

39. Bien que ces travaux d'exploration aient permis de mieux circonscrire le potentiel gazier de ce bassin sédimentaire, ces évaluations demeurent fragmentaires et sujettes à des incertitudes importantes, tant en ce qui a trait à l'ampleur des ressources en place qu'à leur potentiel de récupération<sup>18</sup>. En effet, compte tenu de la vaste taille du territoire couvert par le shale d'Utica, soit environ 10 000 km<sup>2</sup>, le nombre de puits forés est très limité et ne permet pas d'estimation précise des ressources. Selon certaines évaluations, le forage de 150 à 200 nouveaux puits serait nécessaire pour connaître le potentiel gazier réel au Québec<sup>19</sup>. Ceci explique en grande partie les importantes variations des estimations du potentiel gazier dans la littérature scientifique. Un rapport de l'Université Laval portant sur le potentiel en gaz naturel du shale d'Utica préparé pour les fins de l'ÉES-GS, évalue la quantité de gaz techniquement récupérable entre 22 TCF et 47 TCF. Les auteurs prennent toutefois garde d'ajouter que cette évaluation est sujette « à une erreur significative ».<sup>20</sup>

---

<sup>17</sup> **R-027**, BAPE, Rapport 307, *Les enjeux liés à l'exploration et à l'exploitation du gaz de schiste dans le shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent*, Rapport d'enquête et d'audience publique, novembre 2014, p. 37.

<sup>18</sup> **R-024**, BAPE, Rapport 273, *Développement durable de l'industrie des gaz de schiste*, Rapport d'enquête et d'audience publique, février 2011, p. 36; **R-025**, Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, *Rapport synthèse : Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste*, janvier 2014, p. 214; **R-027**, BAPE, Rapport 307, *Les enjeux liés à l'exploration et à l'exploitation du gaz de schiste dans le shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent*, Rapport d'enquête et d'audience publique, novembre 2014, p. 28.

<sup>19</sup> **R-091**, Ministère des Finances, *Un régime de redevances juste et concurrentiel, pour une exploitation responsable des gaz de schiste*, Bibliothèque et Archives nationales du Québec, mars 2011, p. 6.

<sup>20</sup> **C-079**, Yves Duchaine et al., *Potentiel en gaz naturel dans le Groupe d'Utica, Québec*, Université Laval, 14 septembre 2012, p. 76.

40. D'ailleurs, dans un document déposé auprès du BAPE dans le cadre de ses travaux portant sur le développement durable de l'industrie du gaz de schiste au Québec en 2011, l'Association pétrolière et gazière du Québec (« APGQ »), qui regroupe une douzaine d'entreprises œuvrant dans l'industrie des hydrocarbures, incluant la demanderesse, reconnaissait que « l'industrie de la prospection et de l'exploitation de sources d'hydrocarbures ne fait que débuter au Québec » et que « nous n'en sommes qu'aux premiers stades d'évaluation de la ressource. »<sup>21</sup> Ce document contient le graphique suivant qui illustre bien l'état embryonnaire de l'industrie des hydrocarbures au Québec, surtout en comparaison avec l'état d'avancement de cette industrie dans d'autres bassins sédimentaires situés ailleurs au Canada ou aux États-Unis.

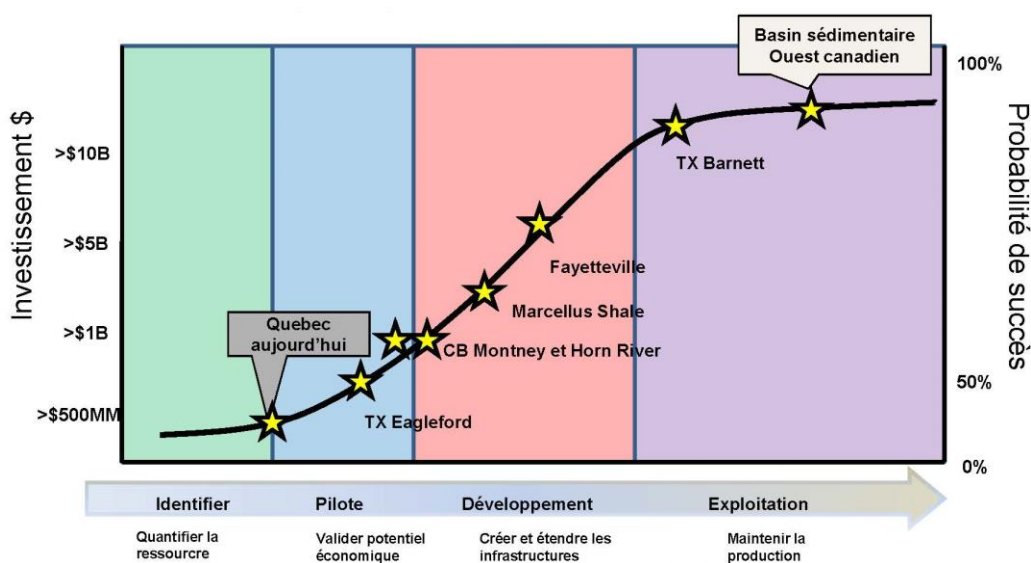


Figure 2 État de l'industrie au Québec en 2010<sup>22</sup>

**B. Les activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures au Québec sont encadrées par un ensemble d'organismes et de textes législatifs et réglementaires**

41. L'état embryonnaire de l'industrie pétrolière et gazière au Québec se reflète également dans le cadre institutionnel, législatif et réglementaire qui lui est applicable. Ainsi, aucune loi ne

<sup>21</sup> R-093, Association pétrolière et gazière du Québec, *Données économiques sur les gaz de schiste*, octobre 2010, p. 3, document présenté dans le cadre du : R-024, BAPE, Rapport 273, *Développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec*, Rapport d'enquête et d'audience publique, février 2011, 336 p.

<sup>22</sup> R-093, Association pétrolière et gazière du Québec, *Données économiques sur les gaz de schiste*, octobre 2010, p. 4, produit dans le cadre de : R-024, BAPE, Rapport 273, *Développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec*, Rapport d'enquête et d'audience publique, février 2011, 336 p.

s'applique exclusivement à cette industrie, qui est soumise au régime minier général. En ce qui a trait aux hydrocarbures, la législation n'a pas été élaborée ni révisée pour tenir notamment compte des nouvelles techniques d'exploration et d'exploitation que sont le forage horizontal et la fracturation hydraulique. De plus, au Québec, plusieurs lois et règlements environnementaux s'appliquent aux activités d'exploration et d'exploitation des ressources en hydrocarbures. Par ailleurs, contrairement à d'autres juridictions au Canada comme la Colombie-Britannique et l'Alberta, où l'encadrement de l'industrie gazière et pétrolière s'effectue de manière centralisée, l'administration de la législation applicable à l'industrie québécoise est principalement partagée entre deux ministères du gouvernement du Québec, soit le ministère des Ressources naturelles et du ministère de l'Environnement<sup>23</sup>.

### **1. Les compétences en matière de mise en valeur des ressources naturelles sont attribuées aux provinces canadiennes**

42. Le Canada est un état fédéral composé de dix provinces et de trois territoires. Les compétences législatives sont partagées entre les parlements fédéral et provinciaux, incluant l'Assemblée nationale du Québec<sup>24</sup>.

43. L'article 109 de la *Loi constitutionnelle de 1867* prévoit que les provinces sont propriétaires des ressources naturelles situées sur leur territoire. En ce qui a trait à la mise en valeur de ces ressources, l'article 92A de la constitution canadienne accorde aux provinces la compétence exclusive pour légiférer en matière de prospection, d'exploitation et de conservation des ressources naturelles non renouvelables<sup>25</sup>. Par conséquent, le cadre législatif et réglementaire applicable à l'exploration et à l'exploitation d'hydrocarbures au Canada varie d'une province à l'autre<sup>26</sup>. Il en va de même du droit général des obligations et du droit des biens, la constitution canadienne accordant aux provinces le pouvoir exclusif de légiférer en matière de propriété et de

---

<sup>23</sup> **R-024**, BAPE, Rapport 273, *Développement durable de l'industrie des gaz de schiste*, Rapport d'enquête et d'audience publique, février 2011, pp. 239-243.

<sup>24</sup> **R-094**, Henri Brun & Guy Tremblay, *Droit Constitutionnel*, 5<sup>e</sup> éd., Cowansville : Les Éditions Yvon Blais, 2008, p. 414.

<sup>25</sup> **R-133**, *Loi constitutionnelle de 1867* (R-U), 30 & 31 Vict, c 3, article 92A.

<sup>26</sup> **R-095**, Chaire de recherche du Canada en droit de l'environnement de la Faculté de droit de l'Université Laval, *Analyse comparative des législations concernant l'industrie du gaz de schiste (LI-1) : Sommaire*, Document soumis dans le cadre de l'*Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste*, août 2012, pp. 5-7 et 11-12; RER-002-Gagné, ¶ 18.

droits civils<sup>27</sup>. Une même entreprise, telle LPRC, qui a des activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures dans plusieurs provinces devra par conséquent se conformer aux obligations législatives et réglementaires de chacune d'entre elles.

44. La compétence législative dans le domaine de l'environnement n'est quant à elle spécifiquement attribuée à aucun des deux ordres de gouvernement. Comme l'énonce la Cour suprême du Canada dans son jugement rendu dans l'affaire *R. c. Hydro-Québec*, « il s'agit plutôt d'un sujet diffus qui touche plusieurs domaines différents de responsabilité constitutionnelle, dont certains sont fédéraux et d'autres provinciaux »<sup>28</sup>. Ainsi, au niveau fédéral, le pouvoir d'adopter des lois pour la protection de l'environnement peut se fonder sur plusieurs champs de compétence dont le droit pénal et criminel, les pêcheries, la navigation et le transport maritime. Les provinces, quant à elles, sont habilitées à adopter des lois pour la protection de l'environnement en vertu, entre autres, des pouvoirs qui leur sont conférés en matière de propriété et de droits civils et en ce qui concerne l'administration et la vente des terres publiques leur appartenant<sup>29</sup>.

## **2. Différents organismes encadrent les activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures au Québec**

45. Au Québec, de nombreuses lois régissent l'exploration et l'exploitation pétrolière et gazière. L'administration de ces lois incombe à plusieurs ministères et organismes du gouvernement québécois dont principalement le ministère des Ressources naturelles et le ministère de l'Environnement. Le BAPE, un organisme public et indépendant relevant du ministre de l'Environnement, joue également un rôle important quant à la prise de décision gouvernementale<sup>30</sup>.

---

<sup>27</sup> **R-133**, *Loi constitutionnelle de 1867* (R-U), 30 & 31 Vict, c 3, article 92; RER-002-Gagné, ¶ 20.

<sup>28</sup> **R-096**, *R. c. Hydro-Québec*, [1997] 3 R.C.S. 213, ¶ 112.

<sup>29</sup> **R-097**, Peter W. Hogg, *Constitutional Law of Canada*, 5<sup>e</sup> éd., Scarborough: Carswell, 2007, pp. 30-20 à 30-24.

<sup>30</sup> RWS-001-Dupont, ¶¶ 11-12.

**(a) Le ministère des Ressources naturelles accorde et gère les droits miniers**

46. Au Québec, les ressources du sous-sol appartiennent à l'État<sup>31</sup>. À titre de gestionnaire des ressources minières, le ministère des Ressources naturelles a pour mission d'assurer la gouvernance des activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures, et d'encadrer ce secteur d'activité pour qu'il se développe selon les plus hautes normes de qualité en intégrant les dimensions sociale, environnementale et économique<sup>32</sup>. Ce faisant, il accorde des droits miniers, incluant les permis de recherche et les baux d'exploitation de pétrole et de gaz naturel<sup>33</sup>.

47. Le ministère des Ressources naturelles assure le respect des obligations des détenteurs de droits miniers en appliquant le cadre législatif et réglementaire relatif aux activités minières ainsi qu'en assurant le suivi et le contrôle des activités d'exploration et d'exploitation des ressources minérales. Il a pour mission d'assurer, dans une perspective de développement durable et de gestion intégrée, la conservation et la mise en valeur des ressources naturelles ainsi que des terres du domaine public. Enfin, il acquiert, traite et diffuse les connaissances relatives au territoire québécois et aux ressources naturelles<sup>34</sup>.

48. Le ministère des Ressources naturelles relève du ministre des Ressources naturelles qui est chargé de la direction et de l'administration du ministère<sup>35</sup>. Du 23 juin 2009 au 6 septembre 2011, soit pendant toute la période pertinente aux fins de ce différend, ce poste était occupé par Mme Nathalie Normandeau, qui était également vice-première ministre du Québec<sup>36</sup>.

49. Pour accomplir ses fonctions, le ministre des Ressources naturelles s'appuie sur un sous-ministre des Ressources naturelles qui assume la responsabilité de l'ensemble du ministère et en

---

<sup>31</sup> RER-002-Gagné, ¶ 18-20, 30, 72.

<sup>32</sup> RWS-001-Asselin, ¶ 8.

<sup>33</sup> **R-002**, *Loi sur les mines*, RLRQ, chapitre M-13.1 (version en vigueur le 12 juin 2011), article 8; RER-002-Gagné, ¶¶ 31, 36-45.

<sup>34</sup> RWS-001-Asselin, ¶ 9.

<sup>35</sup> **R-100**, *Loi sur le ministère des Ressources naturelles et de la faune*, RLRQ, chapitre M-25.2 (version en vigueur le 12 juin 2011), article 1.

<sup>36</sup> RWS-004-Normandeau, ¶ 5.



administre les affaires courantes. Du 3 août 2009 au 30 juillet 2012, ce poste était occupé par M. Robert Sauvé<sup>37</sup>.

50. Lors de l'adoption de la *Loi* en juin 2011, le ministère des Ressources naturelles était composé de huit secteurs, soit Énergie, Faune Québec, Foncier Québec, Forestier en chef, Forêt Québec, Mines, Opérations régionales et Plan Nord et Territoire. Chacun de ces secteurs était sous l'autorité d'un sous-ministre associé<sup>38</sup>.

51. Le sous-ministre associé à l'Énergie est notamment responsable du Bureau des hydrocarbures, une direction du ministère des Ressources naturelles composée de fonctionnaires qui s'occupent, entre autres, de l'attribution de permis de recherche et de baux d'exploitation gazière ou pétrolière. Le Bureau des hydrocarbures a également pour fonction d'assurer le respect des obligations des détenteurs de permis, notamment au moyen d'inspections sur le terrain. Du 24 septembre 2009 au 26 août 2013, ce poste était occupé par M. Mario Gosselin<sup>39</sup>.

**(b) Le ministère de l'Environnement émet des autorisations et assure la protection de l'environnement**

52. Le ministère de l'Environnement a principalement pour mission d'assurer la protection de l'environnement au Québec et de promouvoir un développement durable au sein de l'administration publique<sup>40</sup>.

53. Pour ce faire, il contrôle l'application des lois et des règlements en matière de protection de l'environnement, notamment par l'analyse des demandes d'autorisation et de permis ainsi que par des inspections et des enquêtes. Il coordonne la démarche gouvernementale de développement durable au sein de l'administration publique et développe des politiques, des lois, des règlements et des programmes visant la protection de l'environnement. Par ailleurs, il effectue des évaluations environnementales pour certains projets et mène des évaluations

---

<sup>37</sup> RWS-005-Sauvé, ¶ 4.

<sup>38</sup> RWS-005-Sauvé, ¶ 8; RWS-003-Gosselin, ¶ 9.

<sup>39</sup> RWS-003-Gosselin, ¶ 2.

<sup>40</sup> RWS-002-Dupont, ¶¶ 8 et 14-16.

stratégiques d'enjeux environnementaux tels ceux associés à la mise en valeur des ressources en hydrocarbures au Québec<sup>41</sup>.

54. Le ministère de l'Environnement relève du ministre de l'Environnement qui le dirige<sup>42</sup>. Du 11 août 2010 au 19 septembre 2012, ce poste est occupé par M. Pierre Arcand.

55. Pour soutenir le ministre dans l'exercice de ses fonctions, le ministère de l'Environnement est composé, notamment, du Bureau de la sous-ministre, de cinq sous-ministériats, de huit directions générales<sup>43</sup> et de trois centres d'expertise ou de contrôle, incluant le Centre d'expertise en analyse environnementale du Québec et le Centre d'expertise hydrique du Québec<sup>44</sup>.

56. Depuis le 18 février 2009, M. Jacques Dupont occupe le poste de sous-ministre adjoint à l'eau, à l'expertise et aux évaluations environnementales. Il est notamment responsable de la Direction générale de l'évaluation environnementale et stratégique, de la Direction générale des politiques de l'eau et du Centre d'expertise en analyse environnementale du Québec<sup>45</sup>.

**(c) Le BAPE enquête, informe et consulte la population pour éclairer la prise de décision gouvernementale**

57. Le BAPE est un organisme créé par une loi de l'Assemblée nationale en 1978<sup>46</sup> pour éclairer la prise de décision gouvernementale dans une perspective de développement durable, lequel englobe des aspects écologique, social et économique<sup>47</sup>. Pour réaliser sa mission, le BAPE enquête, informe et consulte la population à propos de projets ou de questions relatives à la

---

<sup>41</sup> RWS-002-Dupont, ¶¶ 31-33.

<sup>42</sup> **R-050**, *Loi sur le ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs*, RLRQ, chapitre M-30.001 (version en vigueur le 12 juin 2011), article 1.

<sup>43</sup> La Direction générale du bureau des changements climatiques, la Direction générale de l'écologie et de la conservation, la Direction générale des politiques du milieu terrestre et de l'analyse économique, la Direction générale des technologies de l'information, la Direction générale de l'évaluation environnementale et stratégique, la Direction générale des politiques de l'eau, la Direction générale de l'analyse et de l'expertise régionales, et la Direction générale adjointe des ressources financières et matérielles.

<sup>44</sup> RWS-002-Dupont, ¶ 9.

<sup>45</sup> RWS-002-Dupont, ¶ 4.

<sup>46</sup> **R-101**, *Loi modifiant la Loi sur la qualité de l'environnement*, RLRQ, 1978 (version en vigueur le 12 juin 2011), article 1.

<sup>47</sup> RWS-002-Dupont, ¶ 11.

qualité de l'environnement que lui soumet le ministre de l'Environnement<sup>48</sup>. Il produit par la suite des rapports d'enquête qui sont rendus publics. Le BAPE est composé de six membres à temps plein, dont un président et un vice-président, nommés par le gouvernement du Québec pour un mandat d'au plus cinq ans qui peut être renouvelé<sup>49</sup>. Une équipe multidisciplinaire de professionnels appuie les travaux d'enquête et d'analyse.

### **3. Plusieurs lois et règlements encadrent les activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures au Québec**

58. Dès 2009, le gouvernement du Québec a annoncé son intention de réformer en profondeur le régime applicable à l'exploration et à l'exploitation d'hydrocarbures et de se doter d'une loi propre à ce secteur. L'adoption de cette loi est maintenant prévue après la fin des travaux d'une évaluation environnementale stratégique sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures qui est présentement en cours et dont le rapport final est attendu pour la fin de l'année 2015. Cette nouvelle loi devrait accorder aux Québécois un juste retour sur leurs ressources naturelles en réformant le régime de redevances applicables à l'extraction des ressources; introduire de nouvelles exigences réglementaires en matière de consultation et d'information qui permettront d'assurer l'intégration harmonieuse des activités d'exploration et d'exploitation dans les collectivités; et favoriser l'investissement dans le respect de l'environnement, du développement durable et des milieux d'accueil<sup>50</sup>.

59. Jusqu'à l'adoption de cette loi, le régime minier régit l'octroi des permis de recherche, des permis de levé géophysique, des permis de forage, des permis de complétion et de modification de puits, des autorisations de fermeture ainsi que des baux d'exploitation de pétrole et de gaz naturel et des baux d'exploitation de réservoirs souterrains. En plus du régime minier, plusieurs autres dispositions législatives d'application générale encadrent les activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures dans une perspective de protection de l'environnement et de développement durable :

---

<sup>48</sup> RWS-002-Dupont, ¶ 13.

<sup>49</sup> **R-004**, *Loi sur la qualité de l'environnement*, RLRQ, chapitre Q-2 (version en vigueur le 10 juin 2011), article 6.2; RWS-002-Dupont, ¶ 12.

<sup>50</sup> RWS-001-Asselin, ¶ 29.

- La *Loi sur la qualité de l'environnement*<sup>51</sup> et ses règlements d'application régissent la construction de certains gazoducs, l'utilisation d'une torchère pour le brûlage du gaz naturel, les activités de forage dans un milieu hydrique ou humide, et depuis le 10 juin 2011, les activités de forage dans le schiste, ainsi que toutes les activités de fracturation.
- La *Loi affirmant le caractère collectif des ressources en eau et visant à renforcer leur protection*<sup>52</sup> a modifié la *Loi sur la qualité de l'environnement* pour instaurer un régime d'autorisation de prélèvement d'eau dans les cours d'eau du Québec.
- La *Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles*<sup>53</sup> encadre l'utilisation du territoire agricole à des fins autres qu'agricoles.
- En fonction du lieu où sont réalisés les travaux d'exploration ou d'exploitation, la *Loi sur la conservation et la mise en valeur de la faune* et le *Règlement sur les habitats fauniques*, régissant les activités de pompage d'eau et gérant la réalisation de travaux d'exploration dans les habitats fauniques, peuvent également s'appliquer.

60. En plus de l'obtention de divers permis et autorisations, un promoteur qui désire effectuer des travaux d'exploration et d'exploitation dans un gisement d'hydrocarbures situé sur des terres privées doit négocier un droit d'accès avec le propriétaire du terrain où se situe le gisement.

61. En contrepartie d'un droit d'accès, un promoteur acceptera généralement de verser au propriétaire du terrain une rente ou une redevance sur les ressources exploitées<sup>54</sup>.

---

<sup>51</sup> **R-004**, *Loi sur la qualité de l'environnement*, RLRQ, chapitre Q-2 (version en vigueur le 10 juin 2011).

<sup>52</sup> **R-017**, *Loi affirmant le caractère collectif des ressources en eau et visant à renforcer leur protection*, LQ 2009, chapitre 21 (Projet de loi n°27, 1<sup>ère</sup> session, 39<sup>ème</sup> législature, sanctionné le 12 juin 2009).

<sup>53</sup> **R-105**, *Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles*, RLRQ, chapitre P-41.1 (version en vigueur le 12 juin 2011).

<sup>54</sup> RER-002-Gagné, ¶ 35.

(a) **Les activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures sont assujetties au régime minier**

62. Le régime minier québécois est fondé sur le principe du premier demandeur, aussi connu sous le nom de *free mining* ou d'accès universel à la ressource<sup>55</sup>. Selon ce principe, la première personne en faisant la demande obtient un titre lui conférant le droit exclusif d'effectuer des recherches sur un site donné et, éventuellement, d'exploiter les ressources minérales qui s'y trouvent<sup>56</sup>. Ce principe, un héritage du 19<sup>e</sup> siècle, était à l'origine destiné à faciliter et à accélérer la prospection d'un vaste territoire peu peuplé. Par exemple, les droits annuels exigés des titulaires de permis de recherche sont relativement modestes<sup>57</sup>. De plus, de manière générale, les travaux d'exploration minière n'étaient traditionnellement pas assujettis à l'obtention de certificats d'autorisation auprès du ministère de l'Environnement<sup>58</sup>.

63. La *Loi sur les mines* ainsi que le *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* assujettissent la plupart des activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures à l'obtention de permis de la part du ministère des Ressources naturelles. Ces permis ont pour but d'assurer le contrôle des activités d'exploration et d'exploitation afin de favoriser la mise en valeur ordonnée et sécuritaire des ressources en hydrocarbures du Québec.

(i) **La phase exploratoire d'un projet de mise en valeur d'hydrocarbures est assujettie à l'obtention de plusieurs permis**

*Le permis de recherche*

64. Toute personne qui désire effectuer des activités d'exploration de pétrole ou de gaz naturel au Québec doit préalablement obtenir un permis de recherche délivré par le ministre des Ressources naturelles<sup>59</sup>.

---

<sup>55</sup> RER-002-Gagné, ¶ 23.

<sup>56</sup> En 2013, le gouvernement du Québec a modifié les règles d'attribution des droits relatifs au pétrole et au gaz naturel. Pour les parties du territoire québécois ne faisant pas déjà l'objet d'un permis, le ministre des Ressources naturelles adjudgera les permis de recherche par vente aux enchères. **R-002**, *Loi sur les mines*, RLRQ, chapitre M-13.1 (version en vigueur le 12 juin 2011), article 166; RER-002-Gagné, ¶ 26.

<sup>57</sup> **R-003**, *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*, RLRQ, chapitre M-13.1, r.1 (version en vigueur en juin 2011), article 64.

<sup>58</sup> RWS-002-Dupont, ¶¶ 109-110.

<sup>59</sup> **R-002**, *Loi sur les mines*, RLRQ, chapitre M-13.1 (version en vigueur le 12 juin 2011), article 165; RER-002-Gagné, ¶ 36.

65. À l'époque des faits donnant lieu au différend, les permis de recherche étaient attribués au premier demandeur qui satisfaisait aux conditions fixées par règlement, dont le paiement des droits de la première année de validité du permis, lesquels s'élevaient au montant de 0,10 \$ l'hectare<sup>60</sup>. Le ministre des Ressources naturelles n'avait aucune discrétion pour refuser d'accorder un permis à un demandeur qui satisfaisait aux conditions prescrites. Cette caractéristique des régimes miniers fondés sur le *free mining* les distingue des régimes fondés sur l'attribution des droits par appel d'offres où les permis sont adjugés au plus offrant dans le cadre d'un processus d'appel d'offres public.

66. Le titulaire d'un permis de recherche obtient avec son titre le droit exclusif de rechercher les substances minérales qui se trouvent sur le territoire qui fait l'objet de son permis<sup>61</sup>. Un permis de recherche est initialement valide pour une période de cinq ans<sup>62</sup>.

67. Le titulaire est tenu, chaque année, de payer un droit annuel et de procéder à un minimum de travaux statutaires afin de conserver ses droits<sup>63</sup>. Le titulaire d'un permis de recherche doit ainsi mener des études géologiques, des études géophysiques ou effectuer des forages et des évaluations économiques du gisement<sup>64</sup>.

68. Le titulaire d'un permis de recherche doit faire rapport des travaux effectués sur le territoire de son permis au ministre des Ressources naturelles dans les six mois de la fin de

---

<sup>60</sup> **R-003**, *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*, RLRQ, chapitre M-13.1, r. 1 (version en vigueur le 12 juin 2011), articles 63-64.

<sup>61</sup> Ce territoire peut couvrir une superficie maximale de 25 000 hectares (ou 250 km<sup>2</sup>). Il est limité sur le sol par son périmètre et en profondeur par la projection verticale du périmètre. Voir **R-002**, *Loi sur les mines*, RLRQ, chapitre M-13.1 (version en vigueur le 12 juin 2011), articles 168 et 208.

<sup>62</sup> Au cours de l'année suivant le cinquième renouvellement, la période de validité du permis peut être prolongée par le ministre des Ressources naturelles, pour la partie de territoire de ce permis qu'il reconnaît comme étant une aire de découverte significative. Tel est le cas lorsque le titulaire du permis lui démontre la présence dans le territoire qui fait l'objet de son permis d'indices sérieux de l'existence, selon le cas, de pétrole ou de gaz naturel offrant des possibilités d'exploitation économique.

<sup>63</sup> La rente annuelle est prescrite par règlement et varie en fonction de la superficie du permis de recherche. À l'époque des faits ayant donné lieu au différend, celle-ci s'élevait à 0,10 \$ l'hectare. À partir de la sixième année de validité du permis, la rente s'élevait à 0,50 \$ l'hectare pour chaque renouvellement. Voir **R-003**, *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*, RLRQ, chapitre M-13.1, r. 1 (version en vigueur le 12 juin 2011), articles 64 et 70; RER-002-Gagné, ¶ 38.

<sup>64</sup> En 2011, la valeur minimum des travaux obligatoires était de 0,50 \$ l'hectare la première année de validité du permis de recherche et augmentait de 0,50 \$ par année pour atteindre 2,50 \$ l'hectare la cinquième année. Voir **R-003**, *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*, RLRQ, chapitre M-13.1, r. 1 (version en vigueur le 12 juin 2011), article 67; RER-002-Gagné, ¶ 37.

l'année au cours de laquelle les travaux ont été effectués<sup>65</sup>. Toutefois, le titulaire de plusieurs permis de recherche peut, dans son rapport, appliquer tout ou partie des sommes dépensées pour des travaux effectués sur le territoire d'un permis à ses autres permis, dans la proportion qu'il détermine, pourvu qu'il en avise le ministre des Ressources naturelles et que le territoire auquel les sommes sont appliquées soit compris à l'intérieur d'un rayon de 40 kilomètres du territoire sur lequel les travaux ont été effectués<sup>66</sup>.

69. Les travaux géophysiques ainsi que le forage, la modification, la complétion et la fermeture de puits sont eux aussi réglementés et assujettis à l'obtention de permis et d'autorisations.

### *Les études géophysiques*

70. Pour réaliser des activités géophysiques, l'entreprise doit demander un permis de levé géophysique au ministère des Ressources naturelles<sup>67</sup>. Ces levés permettent d'acquérir des connaissances sur les structures et les formations géologiques sous la surface du sol en utilisant les propriétés de propagation acoustique des sédiments et des roches. L'entreprise doit fournir avec sa demande une description du projet de levé incluant le territoire visé, sa nature et ses objectifs ainsi que l'échéancier des travaux<sup>68</sup>. Le permis n'est valable que pour le territoire qui y est identifié<sup>69</sup>. Une fois le permis émis, le titulaire doit se conformer à certaines obligations de nature technique telles le respect des distances séparatrices prescrites par règlement et l'utilisation de charges explosives<sup>70</sup>.

---

<sup>65</sup> **R-002**, *Loi sur les mines*, RLRQ, chapitre M-13.1 (version en vigueur le 12 juin 2011), article 177; RER-002-Gagné, ¶ 40.

<sup>66</sup> **R-002**, *Loi sur les mines*, RLRQ, chapitre M-13.1 (version en vigueur le 12 juin 2011), article 180; RER-002-Gagné, ¶ 40.

<sup>67</sup> **R-002**, *Loi sur les mines*, RLRQ, chapitre M-13.1 (version en vigueur le 12 juin 2011), article 157; RER-002-Gagné, Annexe B.

<sup>68</sup> **R-003**, *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*, RLRQ, chapitre M-13.1, r. 1 (version en vigueur le 12 juin 2011), articles 2-14.

<sup>69</sup> **R-002**, *Loi sur les mines*, RLRQ, chapitre M-13.1 (version en vigueur le 12 juin 2011), article 168.

<sup>70</sup> **R-003**, *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*, RLRQ, chapitre M-13.1, r. 1 (version en vigueur le 12 juin 2011), articles 6 et 10-13.

### *Le forage*

71. Le forage d'un puits pour rechercher ou exploiter du pétrole et du gaz naturel ou un réservoir est assujéti à l'obtention préalable d'un permis de la part du ministre des Ressources naturelles<sup>71</sup>. La demande doit être faite 30 jours avant le début des travaux. Le demandeur doit fournir plusieurs informations de nature technique, dont un programme de forage, et payer les droits prescrits<sup>72</sup>.

72. Le titulaire d'un permis de forage a l'obligation de respecter plusieurs prescriptions techniques<sup>73</sup> de même qu'un certain nombre de distances séparatrices. Ainsi, l'article 22 du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* prévoit que le titulaire d'un tel permis ne peut forer « à moins de 100 m des limites de la superficie de terrain visé par le permis de recherche » et « sur terre, à moins de 100 m de la ligne des hautes eaux »<sup>74</sup>.

73. Le titulaire d'un permis de forage a aussi l'obligation de communiquer au ministre des Ressources naturelles un rapport hebdomadaire des travaux de même qu'un rapport de fin de forage dans l'année qui suit la fin du forage<sup>75</sup>.

### *La complétion de puits*

74. Les activités de complétion de puits sont celles qui sont nécessaires à la mise en service d'un puits après qu'il ait été foré. En ce qui a trait aux puits destinés à explorer ou exploiter le gaz de schiste, ces activités comprennent celles qui sont associées à la fracturation hydraulique. La *Loi sur les mines* oblige celui qui complète un puits à obtenir un permis<sup>76</sup>. La demande de

---

<sup>71</sup> RER-002-Gagné, Annexe B.

<sup>72</sup> **R-002**, *Loi sur les mines*, RLRQ, chapitre M-13.1 (version en vigueur le 12 juin 2011), article 160; **R-003**, *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*, RLRQ, chapitre M-13.1, r. 1 (version en vigueur le 12 juin 2011), article 15.

<sup>73</sup> Voir par exemple **R-003**, *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*, RLRQ, chapitre M-13.1, r. 1 (version en vigueur le 12 juin 2011), articles 23-34.

<sup>74</sup> **R-003**, *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*, RLRQ, chapitre M-13.1, r. 1 (version en vigueur le 12 juin 2011), article 22(2) et (3).

<sup>75</sup> **R-002**, *Loi sur les mines*, RLRQ, chapitre M-13.1 (version en vigueur le 12 juin 2011), article 162(2); **R-003**, *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*, RLRQ, chapitre M-13.1, r. 1 (version en vigueur le 12 juin 2011), article 47.

<sup>76</sup> **R-002**, *Loi sur les mines*, RLRQ, chapitre M-13.1 (version en vigueur le 12 juin 2011), article 160(2); **R-003**, *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*, RLRQ, chapitre M-13.1, r. 1 (version en vigueur le 12 juin 2011), article 49.



permis doit être accompagnée d'un programme de complétion détaillant la chronologie des opérations et les moyens techniques déployés de même que des droits prescrits.

**(ii) La phase d'exploitation d'un projet de mise en valeur d'hydrocarbures requiert l'obtention d'un bail d'exploitation**

75. Le titulaire d'un permis de recherche doit aviser le ministre des Ressources naturelles par écrit dès qu'il fait la découverte d'un gisement de pétrole ou de gaz naturel sur le territoire qui fait l'objet de son permis. Dans les six mois de la production d'une évaluation confirmant la présence d'un gisement économiquement exploitable, le titulaire doit transmettre au ministre des Ressources naturelles une demande de bail d'exploitation.

***Le bail d'exploitation***

76. Un bail d'exploitation confère à son titulaire le droit d'exploiter le pétrole et le gaz naturel qui se trouvent sur le territoire du bail<sup>77</sup>. La durée du bail d'exploitation est de 20 ans, mais ce dernier peut être renouvelé pour une période de 10 ans, au plus trois fois<sup>78</sup>.

77. À l'époque des faits ayant donné lieu au différend, le titulaire d'un bail d'exploitation était tenu de payer un loyer annuel qui s'élevait à 2,50 \$ l'hectare<sup>79</sup> de même que des redevances d'exploitation qui variaient selon le niveau de production et qui pouvaient atteindre un maximum de 12,5 % de la valeur au puits du gaz naturel<sup>80</sup>.

78. Le titulaire d'un bail d'exploitation a également l'obligation de transmettre au ministre des Ressources naturelles un rapport mensuel qui indique la quantité et la valeur au puits du pétrole,

---

<sup>77</sup> **R-002**, *Loi sur les mines*, RLRQ, chapitre M-13.1 (version en vigueur le 12 juin 2011), article 193; RER-002-Gagné, ¶ 42.

<sup>78</sup> Toutefois, le ministre des Ressources naturelles peut autoriser aux conditions et pour la période qu'il détermine la prolongation du bail après le troisième renouvellement, lorsque le gisement est encore économiquement exploitable : **R-002**, *Loi sur les mines*, RLRQ, chapitre M-13.1 (version en vigueur le 12 juin 2011), article 199; RER-002-Gagné, ¶ 43.

<sup>79</sup> **R-003**, *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*, RLRQ, chapitre M-13.1, r. 1 (version en vigueur le 12 juin 2011), article 87.

<sup>80</sup> **R-003**, *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*, RLRQ, chapitre M-13.1, r. 1 (version en vigueur le 12 juin 2011), article 104. La *Loi sur les mines* définit la « valeur au puits » comme étant « le prix moyen de vente au détail, à l'exclusion de toutes taxes et déduction faite des coûts moyens de transport à partir du puits jusqu'aux lieux de livraison, des coûts de mesurage et, le cas échéant, de ceux de purification. » **R-002**, *Loi sur les mines*, RLRQ, chapitre M-13.1 (version en vigueur le 12 juin 2011), article 1.

du gaz naturel ou de la saumure extrait au cours du mois précédent ainsi qu'un résumé des activités d'exploitation effectuées<sup>81</sup>.

### *La fermeture d'un puits*

79. À la fin des travaux de forage ou de complétion, le titulaire d'un permis de forage peut décider de fermer temporairement ou définitivement un puits. Cette fermeture doit respecter plusieurs prescriptions techniques et administratives et nécessite l'obtention d'une autorisation de la part du ministre des Ressources naturelles<sup>82</sup>. La demande d'autorisation de fermeture doit notamment être accompagnée d'un programme de fermeture signé par un ingénieur<sup>83</sup>.

### **(iii) Le cadre législatif et réglementaire rend impossible le forage d'un puits chevauchant le territoire de plusieurs permis d'exploration**

80. Le forage conventionnel ne pose pas de difficulté territoriale étant donné que le forage suit un axe vertical dans le territoire pour lequel le forage est autorisé. Il en va autrement des nouvelles techniques de forage non conventionnelles qui permettent désormais de forer horizontalement à partir du territoire d'un permis de recherche sous le territoire d'un autre permis. Malgré qu'il soit désormais techniquement possible de réaliser de tels forages, le cadre réglementaire actuel ne les permet pas<sup>84</sup>.

81. L'article 161 de la *Loi sur les mines* relatif à l'octroi d'un permis de forage oblige en effet le demandeur de permis à également détenir un permis de recherche ou un bail d'exploitation sur le territoire visé par sa demande de permis de forage. Cette disposition se lit comme suit:

Le permis est délivré à toute personne qui satisfait aux conditions et acquitte les droits fixés par règlement.

---

<sup>81</sup> **R-002**, *Loi sur les mines*, RLRQ, chapitre M-13.1 (version en vigueur le 12 juin 2011), article 204; **R-003**, *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*, RLRQ, chapitre M-13.1, r. 1 (version en vigueur le 12 juin 2011), article 105; RER-002-Gagné, ¶ 44.

<sup>82</sup> RER-002-Gagné, Annexe B.

<sup>83</sup> **R-002**, *Loi sur les mines*, RLRQ, chapitre M-13.1 (version en vigueur le 12 juin 2011), article 164; **R-003**, *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*, RLRQ, chapitre M-13.1, r. 1 (version en vigueur le 12 juin 2011), articles 58-61.

<sup>84</sup> RER-002-Gagné, ¶ 124.

Le ministre refuse de délivrer le permis lorsque la personne qui en fait la demande n'est pas déjà titulaire d'un permis de recherche de pétrole, de gaz naturel et de réservoir souterrain, d'un bail d'exploitation de pétrole et de gaz naturel ou d'un bail d'exploitation de réservoir souterrain sur le terrain visé par la demande de permis.

82. L'article 208 de la *Loi sur les mines* stipule quant à lui les limites territoriales d'un droit minier, lequel englobe les permis de recherche et les baux d'exploitation<sup>85</sup> :

Le terrain qui fait l'objet d'un droit minier est limité sur le sol par son périmètre et en profondeur par la projection verticale du périmètre.

83. Enfin, l'article 22 du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* prévoit ce qui suit :

Le titulaire de permis de forage de puits ne peut forer un puits:

[...]

2) à moins de 100 m des limites de la superficie de terrain visé par le permis de recherche ou le bail d'exploitation sur lequel s'effectue le forage d'un puits ou à moins de 400 m lorsque le puits est situé en territoire submergé;

84. L'effet combiné des articles 208 de la *Loi sur les mines* et de l'article 22 du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* est de rendre contraire à la loi le forage d'un puits à l'extérieur du périmètre du permis de recherche pour lequel il est octroyé<sup>86</sup>. En effet, un tel puits ne respecterait forcément pas les distances séparatrices prescrites. Dans le cadre législatif actuel, il n'est donc pas possible pour un détenteur de deux permis de recherche contigus de forer un puits qui chevaucherait le périmètre de ses permis de recherche<sup>87</sup>.

**(iv) Le registre minier prévoit une opposabilité limitée par rapport au ministre des Ressources naturelles**

85. La *Loi sur les mines* prévoit aussi l'établissement d'un registre public des droits miniers, réels et immobiliers (le « registre minier »)<sup>88</sup>. Ce registre de nature administrative est utilisé par le ministre des Ressources naturelles à des fins de gestion et d'administration de la *Loi sur les*

<sup>85</sup> R-002, *Loi sur les mines*, RLRQ, chapitre M-13.1 (version en vigueur le 12 juin 2011), article 8.

<sup>86</sup> RER-002-Gagné, ¶¶ 123-124.

<sup>87</sup> RER-002-Gagné, ¶ 123(2).

<sup>88</sup> R-002, *Loi sur les mines*, RLRQ, chapitre M-13.1 (version en vigueur le 12 juin 2011), article 11.

*mines*, notamment pour consigner les droits miniers réels et immobiliers qu'il accorde et pour en assurer le suivi<sup>89</sup>.

86. L'inscription au registre minier d'un transfert de permis ou de tout autre acte relatif à certains types de permis se fait sans formalité autre que la production d'un document tel qu'un formulaire de transfert et le paiement des frais prescrits. Aucune vérification *a posteriori* n'est effectuée par les fonctionnaires du ministère des Ressources naturelles quant à la validité de l'enregistrement<sup>90</sup>.

87. Les inscriptions à ce registre ne confèrent pas d'opposabilité à l'égard des tiers. Il est vrai, comme le souligne la Cour d'appel du Québec dans l'affaire *Anglo Pacific plc. c. Ernst & Young Inc.*<sup>91</sup> (« *Anglo Pacific Group* »), que la *Loi sur les mines* prévoit un effet d'opposabilité à l'égard du ministre des Ressources naturelles. Cette opposabilité est cependant limitée à l'application de certaines dispositions de la *Loi sur les mines* qui exigent du ministre des Ressources naturelles qu'il informe certaines personnes ayant procédé à des inscriptions au registre des mesures qu'il prend à l'égard de titres miniers<sup>92</sup>. Par exemple, le ministre des Ressources naturelles est tenu de transmettre aux créanciers du titulaire d'un bail d'exploitation ayant enregistré au registre minier un acte relatif à un droit minier un avis de son intention de ne pas renouveler ou de révoquer le bail d'exploitation en question<sup>93</sup>. En ce sens, l'opposabilité à l'égard de l'État que confère une inscription au registre minier n'est pas générale mais bien limitée aux seules obligations d'information que la *Loi sur les mines* impose au ministre des Ressources naturelles<sup>94</sup>.

---

<sup>89</sup> RER-002-Gagné, ¶¶ 57-61.

<sup>90</sup> RWS-003-Gosselin, ¶ 13.

<sup>91</sup> **R-143**, *Anglo Pacific plc c. Ernst & Young inc.*, 2013 QCCA 1323, ¶¶ 88, 94.

<sup>92</sup> RER-002-Gagné, ¶¶ 60-61, 65, 109(i).

<sup>93</sup> **R-002**, *Loi sur les mines*, RLRQ, chapitre M-13.1 (version en vigueur le 12 juin 2011), article 293. Cette obligation ne s'étend pas aux créanciers du titulaire d'un permis de recherche car un tel droit minier est exempté de l'inscription au bureau de la publicité des droits.

<sup>94</sup> RER-002-Gagné, ¶¶ 60-61, 65.

(v) **La cession d'un intérêt dans un horizon géologique limité ne confère pas au cessionnaire un droit réel immobilier**

88. En droit québécois, le permis de recherche, de même que le bail d'exploitation, sont des droits réels immobiliers<sup>95</sup>. La cession d'un permis de recherche confère donc au cessionnaire un droit réel immobilier<sup>96</sup>. Contrairement à ce que prétend la demanderesse, il n'en va cependant pas de même de la cession d'un intérêt dans un horizon géologique précis qui ne peut en aucun cas être assimilée à une cession du permis de recherche<sup>97</sup>.

89. En effet, la *Loi sur les mines* ne fait aucune distinction entre les couches géologiques, les substances minérales ou autres éléments relatifs aux substances minérales contenues sur le territoire visé par un permis de recherche<sup>98</sup>. Une entente entre le titulaire d'un permis de recherche et un tiers suivant laquelle il y a cession d'intérêts dans un horizon géologique précis ne constitue pas un transfert de droits miniers aux fins de la *Loi sur les mines*, mais une simple entente contractuelle conférant un droit personnel. Il n'existe aucune obligation d'inscrire une telle entente au registre minier<sup>99</sup>. Comme le résume Me Gagné :

Au Québec, le cadre juridique minier ne prévoit pas, en rapport avec un droit minier réel et immobilier, la possibilité d'effectuer des cessions selon les couches géologiques, les substances minérales ou quelque autre élément relatif aux substances minérales contenues dans le territoire visé par un permis de recherche. Ainsi, la cession d'un droit minier réel et immobilier, en totalité ou en partie, s'exprime plutôt sous la forme d'un pourcentage correspondant à l'intérêt ou à la participation cédée dans le titre minier<sup>100</sup>.

---

<sup>95</sup> **R-002**, *Loi sur les mines*, RLRQ, chapitre M-13.1 (version en vigueur le 12 juin 2011), article 8; RER-002-Gagné, ¶ 32.

<sup>96</sup> RER-002-Gagné, ¶ 46.

<sup>97</sup> RER-002-Gagné, ¶ 48.

<sup>98</sup> RER-002-Gagné, ¶ 48.

<sup>99</sup> Ces ententes n'ont pas à être inscrites au registre minier puisque leur inscription n'est pas nécessaire à l'État aux fins de s'acquitter de ses obligations administratives en vertu des articles 78, 122, 156, 206 et 293 de la *Loi sur les mines*. RER-002-Gagné, ¶ 111; **R-002**, *Loi sur les mines*, RLRQ, chapitre M-13.1 (version en vigueur le 12 juin 2011).

<sup>100</sup> RER-002-Gagné, ¶ 48.

**(b) Les activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures au Québec sont assujetties à des autorisations octroyées par le ministre de l'Environnement**

90. Les projets d'exploration et d'exploitation de ressources en hydrocarbures sont susceptibles d'avoir des impacts sur l'environnement et certaines activités sont par conséquent assujetties au régime d'autorisation préalable prévu à l'article 22 de la *Loi sur la qualité de l'environnement* et administré par le ministère de l'Environnement. Cette disposition prévoit que :

Nul ne peut ériger ou modifier une construction, entreprendre l'exploitation d'une industrie quelconque, l'exercice d'une activité ou l'utilisation d'un procédé industriel ni augmenter la production d'un bien ou d'un service s'il est susceptible d'en résulter une émission, un dépôt, un dégagement ou un rejet de contaminants dans l'environnement ou une modification de la qualité de l'environnement, à moins d'obtenir préalablement du ministre un certificat d'autorisation.

[...]

La demande d'autorisation doit inclure les plans et devis de construction ou du projet d'utilisation du procédé industriel ou d'exploitation de l'industrie ou d'augmentation de la production et doit contenir une description de la chose ou de l'activité visée, indiquer sa localisation précise et comprendre une évaluation détaillée conformément aux règlements du gouvernement, de la quantité ou de la concentration prévue de contaminants à être émis, déposés, dégagés ou rejetés dans l'environnement par l'effet de l'activité projetée.

Le ministre peut également exiger du requérant tout renseignement, toute recherche ou toute étude supplémentaire dont il estime avoir besoin pour connaître les conséquences du projet sur l'environnement et juger de son acceptabilité [...] <sup>101</sup>

91. Le ministère de l'Environnement traite les demandes de certificats d'autorisation. Il peut refuser une demande ou délivrer un certificat d'autorisation lorsqu'il est satisfait que le projet se conforme à la *Loi sur la qualité de l'environnement* et à ses règlements. Le ministre de l'Environnement peut exiger qu'un promoteur modifie son projet afin de le rendre conforme à la législation applicable. En plus d'un certificat d'autorisation, certains projets d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures peuvent être assujettis à la procédure d'évaluation et d'examen

---

<sup>101</sup> R-004, *Loi sur la qualité de l'environnement*, RLRQ, chapitre Q-2 (version en vigueur le 10 juin 2011), article 22.

des impacts sur l'environnement prévue à l'article 31.1 de la *Loi sur la qualité de l'environnement*. Une entreprise dont les activités sont assujetties à cette procédure doit réaliser une étude évaluant l'ensemble des impacts sur l'environnement de son projet. Cette étude d'impact est rendue publique et pourrait faire l'objet de consultations publiques administrées par le BAPE<sup>102</sup>.

92. Lorsque celle-ci est jugée satisfaisante par le ministre de l'Environnement, elle est soumise, avec la demande d'autorisation, au gouvernement. Ce dernier peut alors délivrer un certificat d'autorisation pour la réalisation du projet avec ou sans modification et aux conditions qu'il détermine ou refuser de délivrer un certificat d'autorisation<sup>103</sup>.

**(i) Le cadre législatif et réglementaire a évolué entre 2010 et 2011 afin de mieux encadrer les impacts environnementaux de l'exploration et l'exploitation des ressources en hydrocarbures dans le schiste**

93. Jusqu'en juin 2011, la *Loi sur la qualité de l'environnement* exigeait relativement peu d'autorisations particulières relativement aux projets de mise en valeur de ressources en hydrocarbures. En 2008, lorsque Forest Oil a foré un puits sur le territoire du permis terrestre 2010RS285, seules certaines activités connexes aux travaux exploratoires de forage et de fracturation hydraulique étaient assujetties à l'obtention d'un certificat d'autorisation du ministre de l'Environnement<sup>104</sup>. Quant à eux, les travaux de forage en milieu terrestre n'étaient pas assujettis à l'obligation d'obtenir un certificat d'autorisation en vertu de l'article 22 de la *Loi sur*

---

<sup>102</sup> Il s'agit de : la construction d'un gazoduc de plus de 2 km, sauf si celui-ci est situé dans une emprise existante servant aux mêmes fins ou si le gazoduc prévu a un diamètre de moins de 30 cm et est conçu pour supporter une pression inférieure à 4000 kPa; la construction d'une installation de gazéification ou de liquéfaction du gaz naturel; tout projet de dragage, creusage, remplissage, redressement ou remblayage à quelque fin que ce soit dans certains cours d'eau ou dans un lac, à l'intérieur de la limite des inondations de récurrence de deux ans, sur une distance de 300 m ou plus ou sur une superficie de 5000 m<sup>2</sup> ou plus : **R-053**, *Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement*, RLRQ, chapitre Q-2, r. 23 (version en vigueur le 12 juin 2011), article 2.

Les travaux assujettis au *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel, la saumure et les réservoirs souterrains*, tels les travaux de levé géophysique, les forages et la complétion de puits sont cependant exclus du régime d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement de la *Loi sur la qualité de l'environnement* : **R-053**, *Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement*, RLRQ, chapitre Q-2, r. 23 (version en vigueur le 12 juin 2011), article 2 p).

<sup>103</sup> RWS-002-Dupont, ¶ 25.

<sup>104</sup> Ces travaux connexes incluent l'aménagement d'une prise d'eau de surface; le captage d'eau souterraine; le traitement des eaux usées; l'installation d'une torchère qui sert à brûler le gaz et la valorisation des boues de forage. RWS-002-Dupont, ¶ 112, note 103.

la qualité de l'environnement sauf s'ils étaient situés sur une rive ou dans une plaine inondable et destinés à des fins d'accès public ou à des fins municipales, industrielles, commerciales ou publiques<sup>105</sup>.

94. Si un tel régime se conçoit dans un contexte de mise en valeur de ressources minérales conventionnelles, où la phase exploratoire est moins susceptible d'engendrer des effets environnementaux néfastes, tel n'est pas le cas dans un contexte de mise en valeur de ressources en hydrocarbures non conventionnelles. Dans ce dernier cas, le forage directionnel et la fracturation hydraulique ont les mêmes effets environnementaux qu'il s'agisse de forages effectués dans un contexte exploratoire ou d'exploitation<sup>106</sup>.

95. L'intérêt inattendu manifesté par les compagnies minières à partir de la fin des années 2000 pour les ressources en hydrocarbures dans le shale de l'Utica révèle les limites du cadre réglementaire applicable à l'exploitation de ces ressources. À partir de l'automne 2010, le gouvernement du Québec s'est penché sur l'encadrement approprié de l'exploration et de l'exploitation de ces ressources, notamment avec l'objectif de s'assurer que les effets environnementaux et sociaux de ces activités soient pris en compte.

96. Ainsi, le 3 octobre 2010, le ministère de l'Environnement publie une note d'instructions<sup>107</sup> précisant que toute entreprise engagée dans des activités d'exploration de gaz de schiste doit obtenir un certificat d'autorisation pour les travaux de complétion de puits gaziers, incluant notamment la stimulation des puits par fracturation hydraulique<sup>108</sup>.

97. À la même époque, le ministère de l'Environnement met en œuvre un programme d'inspection systématique de tous les projets de stimulation de puits autorisés par le ministère des Ressources naturelles, ainsi que tous les autres puits existants qui sont soumis à de la

---

<sup>105</sup> **R-034**, *Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement*, RLRQ, chapitre Q-2, r. 3 (version en vigueur le 12 juin 2011), article 2(6).

<sup>106</sup> RWS-002-Dupont, ¶ 113-116.

<sup>107</sup> Une note d'instructions est un document utilisé pour assister les analystes des directions régionales du ministère de l'Environnement dans le traitement de demandes de certificats d'autorisation.

<sup>108</sup> **R-030**, Ministère de l'Environnement, Note d'instructions 10-07, *Assujettissement des travaux de complétion des puits gaziers à un certificat d'autorisation en vertu de l'article 22 de la Loi sur la qualité de l'environnement*, 3 octobre 2010. Le ministère de l'Environnement mettait ainsi fin à l'incertitude qui prévalait auparavant quant à l'assujettissement des travaux de complétion de puits gaziers. RWS-002-Dupont, ¶ 118-119.



fracturation hydraulique. Le ministère des Ressources naturelles procède lui aussi à ses propres inspections. Ces inspections ont mené à la découverte d'importantes émissions fugitives de gaz naturel dans environ les deux tiers des puits forés dans les basses-terres du Saint-Laurent depuis 2006. Ce fait a grandement miné la crédibilité de l'industrie, laquelle représentait que de tels travaux étaient entièrement sécuritaires<sup>109</sup>.

98. Au mois de juin 2011, à la suite des recommandations contenues dans un rapport du BAPE, le gouvernement du Québec a resserré davantage le cadre réglementaire applicable à la recherche ou l'exploitation de pétrole ou de gaz dans le schiste<sup>110</sup>.

99. Les modifications réglementaires obligent également le demandeur d'un certificat d'autorisation à informer et à consulter le public et à permettre aux municipalités d'exprimer leur position par rapport à un projet<sup>111</sup>. Pour ce faire, le demandeur doit publier un avis dans les journaux comportant une description du projet ainsi que la date, l'heure et l'endroit où sera tenue la consultation publique. Il doit ensuite produire un rapport des observations recueillies au cours de la consultation publique qui doit être envoyé à la municipalité où auront lieu les travaux et joindre le rapport à la demande de certificat d'autorisation. La municipalité en question peut ensuite soumettre des observations au ministre de l'Environnement.

100. En même temps, le ministre de l'Environnement a décidé d'obliger les titulaires de certificats d'autorisation relatifs à un forage dans le schiste ou à de la fracturation hydraulique à fournir certains renseignements techniques au ministère de l'Environnement afin de favoriser, entre autres, l'acquisition de connaissances scientifiques et techniques concernant ces nouvelles

---

<sup>109</sup> RWS-003-Gosselin, ¶ 43.

<sup>110</sup> RWS-002-Dupont, ¶ 120-121, 131 et 139.

<sup>111</sup> RWS-002-Dupont, ¶ 138; **R-033**, *Gazette officielle du Québec*, Partie 2, 10 juin 2011, 143<sup>e</sup> année, no 23B, p. 2062B-2063B : *Règlement modifiant le Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement*, article 4; **R-034A**, *Règlement relatif à l'application de la Loi sur la qualité de l'environnement*, RLRQ, chapitre Q-2, r. 3, article 7.1.

méthodes d'extraction de la ressource<sup>112</sup>. Cette obligation s'applique également à toute personne ayant effectué des travaux visés par le règlement depuis le 10 juin 2004<sup>113</sup>.

**(ii) Les activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures peuvent être assujetties à d'autres autorisations du ministre de l'Environnement**

101. D'autres autorisations peuvent s'avérer nécessaires en fonction des activités envisagées pour l'exploration ou l'exploitation des ressources en hydrocarbures.

102. Parmi celles-ci, notons que les activités de forage, et surtout celles ayant recours à la fracturation hydraulique, ont besoin de grandes quantités d'eau<sup>114</sup>. Dans le but de protéger les écosystèmes aquatiques, le gouvernement du Québec encadre les quantités d'eau pouvant être prélevées. Ainsi, l'obtention d'un certificat d'autorisation ou d'une autorisation du ministre de l'Environnement est généralement nécessaire pour effectuer un prélèvement d'eau<sup>115</sup>.

103. La *Loi sur la qualité de l'environnement* requiert une autorisation du ministre de l'Environnement pour l'installation d'un système de traitement des eaux usées provenant du forage et destinées à être retournées dans l'environnement<sup>116</sup>.

104. Un certificat d'autorisation est également requis pour la valorisation des boues de forage et des déblais et une autorisation du ministre de l'Environnement est nécessaire avant d'installer une torchère destinée à prévenir, diminuer ou faire cesser le dégagement de contaminants dans l'atmosphère<sup>117</sup>.

---

<sup>112</sup> **R-033**, *Gazette officielle du Québec*, Partie 2, 10 juin 2011, 143<sup>e</sup> année, no 23B, p. 2064B-2065B; **R-072**, *Règlement sur la transmission de renseignements liés à l'exécution de certains travaux de forage et de fracturation de puits gaziers ou pétroliers*, RLRQ, chapitre Q-2, r. 47.1.

<sup>113</sup> RWS-002-Dupont, ¶ 146; **R-072**, *Règlement sur la transmission de renseignements liés à l'exécution de certains travaux de forage et de fracturation de puits gaziers ou pétroliers*, RLRQ, chapitre Q-2, r. 47.1, art. 13.

<sup>114</sup> **R-024**, BAPE, Rapport 273, *Développement durable de l'industrie des gaz de schiste*, Rapport d'enquête et d'audience publique, février 2011, p. 97.

<sup>115</sup> **R-004**, *Loi sur la qualité de l'environnement*, RLRQ, chapitre Q-2, (version en vigueur le 10 juin 2011), article 22.

<sup>116</sup> **R-004**, *Loi sur la qualité de l'environnement*, RLRQ, chapitre Q-2 (version en vigueur le 10 juin 2011), article 22 ou 32.

<sup>117</sup> **R-004**, *Loi sur la qualité de l'environnement*, RLRQ, chapitre Q-2 (version en vigueur le 10 juin 2011), article 48.

105. Enfin, d'autres autorisations sont exigées lorsque des travaux sont susceptibles d'avoir un impact sur une espèce désignée menacée ou vulnérable ou lorsque des travaux sont prévus dans une aire protégée<sup>118</sup>.

**(c) Les activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures peuvent être assujetties à d'autres autorisations ou permis**

106. L'exploration pétrolière et gazière en milieu terrestre nécessite d'abord l'obtention d'un droit d'accès de la part du propriétaire foncier. Ce droit d'accès, qui prend généralement la forme d'un droit de passage, est négocié de gré à gré entre le propriétaire et le titulaire du permis de recherche. Ceux-ci conviennent également de la compensation qui sera versée au propriétaire pour l'utilisation temporaire de son terrain. Un propriétaire a le droit de refuser l'accès à son terrain.

107. En milieu agricole, le titulaire d'un permis de recherche doit également obtenir une autorisation d'utiliser un terrain à des fins autres que l'agriculture. Cette autorisation, qui est habituellement valide pour une période de trois ans, est délivrée par la Commission de protection du territoire agricole du Québec (la « CPTA »)<sup>119</sup>.

108. Tel que le montre le plan de localisation du permis fluvial, la centrale nucléaire de Gentilly est située sur la rive sud du fleuve Saint-Laurent, sur un territoire adjacent à celui du permis<sup>120</sup>. Au moment de la révocation de ce dernier, la centrale était toujours en opération<sup>121</sup>. Bien que la zone entourant la centrale ne soit pas exclue du territoire du permis fluvial, le ministère des

---

<sup>118</sup> **R-103**, *Loi sur la conservation et la mise en valeur de la faune*, RLRQ, chapitre C-61.1 (version en vigueur le 12 juin 2011), article 128.6; **R-051**, *Loi sur la conservation du patrimoine naturel*, RLRQ, chapitre C-61.01 (version en vigueur le 12 juin 2011), article 13.

<sup>119</sup> Le processus d'autorisation inclut une analyse de la demande par les experts de la CPTA en fonction des dispositions de la *Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles*, l'obtention d'une résolution de la municipalité autorisant la réalisation du projet sur son territoire et la tenue de rencontres publiques si une demande est formulée à cet effet. Les autorisations de la CPTA sont assorties de mesures d'atténuation et de remise en état des lieux démontrées par un rapport d'expertise agroforestière. Le non-respect de ces conditions expose le titulaire du permis de forage à des sanctions. **R-105**, *Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles*, RLRQ, chapitre P-41.1 (version en vigueur le 12 juin 2011), article 62.

<sup>120</sup> **C-031**, Letter from QMNR to Junex re: approval of exploration permits 2009PG490 to 2009PG492 (26 March 2009), p. 5.

<sup>121</sup> **R-121**, Hydro-Québec, *La centrale nucléaire de Gentilly-2*, en ligne : <http://www.hydroquebec.com/production/centrale-nucleaire/index.html> >.

Ressources naturelles a fait savoir à Junex qu'elle devrait s'assurer que les autorisations appropriées soient obtenues avant d'explorer cette zone<sup>122</sup>.

109. Au Canada, l'énergie nucléaire relève de la compétence du gouvernement fédéral. La Commission canadienne de sûreté nucléaire a pour mission de réglementer l'utilisation de l'énergie et des matières nucléaires<sup>123</sup>. Avant d'émettre une licence ou un permis, la *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires* prévoit que la Commission doit être d'avis que l'auteur de la demande « prendra, dans le cadre de ces activités, les mesures voulues pour préserver la santé et la sécurité des personnes, pour protéger l'environnement, pour maintenir la sécurité nationale et pour respecter les obligations internationales que le Canada a assumées »<sup>124</sup>. La réglementation en vigueur prévoit également qu'une zone d'exclusion doit être établie autour d'une centrale nucléaire<sup>125</sup>. Par conséquent, la mise en valeur du permis fluvial aurait pu être soumise à des autorisations et restrictions additionnelles. La présence d'une centrale nucléaire aurait aussi pu accroître les préoccupations environnementales relatives à la fracturation hydraulique dans la région<sup>126</sup>.

**(d) Le régime législatif et réglementaire au Québec exige la prise en compte des principes de développement durable**

110. Depuis l'adoption de la *Loi sur le développement durable*<sup>127</sup> en 2006, toutes les décisions gouvernementales, dont celles qui interviennent dans le développement des ressources minières, doivent intégrer davantage la recherche d'un développement durable. Pour ce faire, cette loi oblige l'administration publique du Québec à prendre en compte dans le cadre de ses différentes

---

<sup>122</sup> **C-031**, Letter from QMNR to Junex re: approval of exploration permits 2009PG490 to 2009PG492 (26 March 2009), p. 1.

<sup>123</sup> **R-102**, Ressources naturelles Canada, *Énergie nucléaire*, 4 mars 2015, en ligne : < <http://www.rncan.gc.ca/energie/uranium-nucleaire/7712> >.

<sup>124</sup> **R-134**, *Loi sur la sûreté et la réglementation nucléaires*, LC 1997, ch. 9 (version en vigueur le 12 juin 2011), article 24(4).

<sup>125</sup> **R-140**, *Règlement sur les installations nucléaires de catégorie I*, DORS/2000-204 (version en vigueur le 12 juin 2011), article 1 : L'expression « zone d'exclusion » est définie comme suit : « Parcelle de terrain qui relève de l'autorité légale du titulaire de permis, qui est située à l'intérieur ou autour d'une installation nucléaire et où il ne se trouve aucune habitation permanente. » L'article 3 du même règlement prévoit qu'une demande de permis, autre qu'un permis d'abandon, doit, entre autres, inclure « une description de l'emplacement de l'activité visée par la demande, y compris l'emplacement de toute zone d'exclusion et de toute structure s'y trouvant ».

<sup>126</sup> RER-001B-Deloitte-Dommages, ¶ 32.

<sup>127</sup> **R-005**, *Loi sur le développement durable*, RLRQ, chapitre D-8.1.1 (version en vigueur le 10 juin 2011).

actions 16 principes développés par le droit international de l'environnement depuis plus de 20 ans. Parmi ceux-ci figurent la protection de l'environnement, la participation et l'engagement des citoyens, la préservation de la biodiversité, le respect de la capacité de support des écosystèmes ainsi que les principes de prévention et de précaution. Ces principes sont au cœur de la *Loi* et la poursuite éventuelle du projet de la demanderesse en l'espèce ne pouvait les contourner.

**C. Depuis 2004, le gouvernement du Québec consacre des ressources considérables pour étudier et documenter les impacts du développement d'une nouvelle filière énergétique fondée sur l'exploitation d'hydrocarbures**

111. Le début des années 2000 voit naître un certain intérêt pour l'exploration pétrolière et gazière au Québec. Cet intérêt se manifeste d'abord pour le potentiel en hydrocarbures du milieu marin de l'estuaire et du golfe du Saint-Laurent. Quelques années plus tard, en 2007, cet intérêt s'étend au milieu terrestre, principalement dans les basses-terres du Saint-Laurent mais également en Gaspésie et sur l'île d'Anticosti alors que de nouvelles techniques de forage rendent théoriquement possible l'extraction de ressources jusqu'alors inexploitées.

112. Afin de pouvoir mettre en valeur de façon responsable les ressources pétrolières et gazières au Québec dans une perspective de développement durable, le gouvernement québécois consacre depuis 2004 des ressources considérables pour étudier et documenter les impacts du développement d'une nouvelle filière énergétique fondée sur l'exploitation d'hydrocarbures et ce, à la fois en milieu marin et terrestre.

**1. Un rapport du BAPE recommande la réalisation d'une étude environnementale stratégique dans l'estuaire et le golfe du Saint-Laurent**

113. À l'automne 2002, la société d'État Hydro-Québec s'intéresse au potentiel des ressources en hydrocarbures en milieu marin dans l'estuaire et le golfe du Saint-Laurent et envisage d'effectuer une campagne de levés sismiques au sud et à l'ouest de l'île d'Anticosti<sup>128</sup>. Ce projet suscite de vives inquiétudes de la part du public québécois liées aux impacts environnementaux

---

<sup>128</sup> Les levés sismiques sont des travaux géophysiques qui utilisent les propriétés de propagation acoustique de l'eau, des sédiments et des roches afin de reconnaître la nature et la morphologie des couches géologiques. **R-019**, BAPE, Rapport 193, *Les enjeux liés aux levés sismiques dans l'estuaire et le golfe du Saint-Laurent*, Rapport d'enquête et d'audience publique, août 2004, p. 9.

des levés sismiques et d'une éventuelle exploitation des ressources pétrolières et gazières sur l'écosystème fragile du Saint-Laurent<sup>129</sup>.

114. En réponse aux préoccupations du public, en décembre 2003, le ministre des Ressources naturelles et le ministre de l'Environnement du Québec mettent sur pied un comité d'experts chargé d'identifier les principaux enjeux environnementaux liés à la réalisation de levés sismiques en milieu marin, de faire le point sur l'état des connaissances scientifiques et de proposer des pistes de solution. Le comité publie un rapport en mars 2004 qui constate que les activités de levés sismiques dans l'estuaire et le golfe du Saint-Laurent soulèvent des enjeux socio-économiques et environnementaux importants. Il fait état de certaines lacunes dans les connaissances scientifiques et recommande l'acquisition de nouvelles connaissances sur le milieu marin afin de favoriser une meilleure compréhension des enjeux dans une perspective de développement durable<sup>130</sup>.

115. Faisant suite au rapport du comité d'experts, le ministre de l'Environnement donne le mandat au BAPE d'effectuer une enquête et une audience publique sur les enjeux environnementaux liés aux levés sismiques dans l'estuaire et le golfe du Saint-Laurent<sup>131</sup>. La commission d'enquête dépose le Rapport 193 du BAPE le 31 août 2004<sup>132</sup>. Ce rapport constate lui aussi l'état limité des connaissances scientifiques, ainsi qu'un niveau élevé de préoccupations sociales et scientifiques. Pour pallier ce manque de connaissances, le rapport recommande la tenue d'une ÉES portant sur les enjeux du développement des hydrocarbures dans l'estuaire et le golfe du Saint-Laurent<sup>133</sup>. Selon le BAPE, ce processus doit intégrer les aspects sociaux, économiques et biophysiques et impliquer les communautés insulaires et côtières.

---

<sup>129</sup> Le projet d'Hydro-Québec sera finalement abandonné en février 2004.

<sup>130</sup> **R-020**, Caron, Charest et al., *Rapport du comité d'experts sur les enjeux environnementaux liés aux levés sismiques dans l'estuaire et le golfe du Saint-Laurent*, mars 2004, 209 p.

<sup>131</sup> La zone soumise à cette étude comprend l'espace maritime s'étendant d'ouest en est depuis les villes riveraines de Saint-Paul-du-Nord et Saint-Fabien jusqu'à l'extrémité ouest de l'Île d'Anticosti. Voir **R-021**, AECOM Tecslut Inc., *Évaluation environnementale stratégique de la mise en valeur des hydrocarbures dans le bassin de l'estuaire maritime et du nord-ouest du golfe du Saint-Laurent*, Rapport préliminaire en appui aux consultations, juillet 2010, pp. 6-1 à 6-3.

<sup>132</sup> **R-019**, BAPE, Rapport 193, *Les enjeux liés aux levés sismiques dans l'estuaire et le golfe du Saint-Laurent*, Rapport d'enquête et d'audience publique, août 2004, 142 p.

<sup>133</sup> Une évaluation environnementale stratégique est un outil d'analyse utilisé par les gouvernements de nombreux pays pour éclairer la prise de décisions dans une perspective de développement durable. Elle permet d'évaluer les

## 2. La Stratégie énergétique du Québec prévoit la mise en valeur des ressources en hydrocarbures du Québec dans le respect de l'environnement et du développement durable

116. Le 4 mai 2006, le gouvernement du Québec dévoile la Stratégie énergétique<sup>134</sup> au terme d'un vaste processus de consultations. Ce plan décennal, intitulé *L'énergie pour construire le Québec de demain*, présente les grandes orientations du gouvernement en matière énergétique pour structurer l'action gouvernementale et atteindre les objectifs fixés<sup>135</sup>.

117. Les objectifs poursuivis par le gouvernement dans le cadre de sa Stratégie énergétique incluent le renforcement de la sécurité des approvisionnements en énergie, l'utilisation de l'énergie comme levier de développement économique et le leadership en matière de développement durable.

118. Afin d'atteindre ces objectifs, la Stratégie énergétique détermine des priorités d'action. Celles-ci s'articulent autour de six grands thèmes, à savoir: 1) le développement du patrimoine hydroélectrique québécois; 2) le développement de l'énergie éolienne; 3) l'efficacité énergétique; 4) l'innovation en énergie; 5) la consolidation et la diversification des approvisionnements en pétrole et en gaz naturel; et 6) la modernisation du cadre législatif et réglementaire.

119. En ce qui concerne plus particulièrement le pétrole et le gaz naturel, la Stratégie énergétique traduit l'intention du gouvernement de mettre en valeur les ressources pétrolières et gazières du Québec en réunissant toutes les conditions nécessaires à la valorisation des ressources<sup>136</sup>. Parmi ces conditions figurent au premier plan le respect de l'environnement et le développement durable<sup>137</sup> :

---

effets environnementaux et socio-économiques potentiels de projets, de politiques, de plans ou de programmes en tenant compte des solutions de rechange envisageables.

<sup>134</sup> **R-022**, Ministère des Ressources naturelles, *L'énergie pour construire le Québec de demain, Stratégie énergétique du Québec 2006-2015*, 138 p.

<sup>135</sup> RWS-005-Sauvé, ¶ 11.

<sup>136</sup> **R-022**, Ministère des Ressources naturelles, *L'énergie pour construire le Québec de demain, Stratégie énergétique du Québec 2006-2015*, p. 80.

<sup>137</sup> RWS-005-Sauvé, ¶¶ 11-12.

La mise en valeur des ressources énergétiques et la protection de l'environnement vont de pair, illustrant la nécessité d'assurer un développement durable.

Le respect du développement durable signifie que l'on doit simultanément assurer la pérennité de la ressource, protéger l'environnement et tenir compte de l'avis des citoyens et des communautés concernées – tout cela en assurant la rentabilité économique et la création d'emplois recherchées.<sup>138</sup>

120. En ce qui a trait aux ressources en hydrocarbures en milieu marin, le gouvernement du Québec y annonce notamment son intention de mettre en valeur les ressources pétrolières et gazières de l'estuaire et du golfe du Saint-Laurent, selon une approche respectueuse de l'environnement. Pour ce faire, le gouvernement indique son intention de donner suite à l'une des recommandations du Rapport 193 du BAPE et de procéder à une ÉES afin de définir des conditions assurant un développement de ces ressources dans le respect des milieux marins.

121. La Stratégie énergétique n'annonce pas d'étude équivalente pour la mise en valeur des ressources en hydrocarbures en milieu terrestre puisqu'à l'époque le potentiel des ressources en hydrocarbures du golfe et de l'estuaire du Saint-Laurent était celui qui faisait l'objet du plus grand intérêt par l'industrie. Ce n'est qu'à partir de 2006 que les compagnies d'exploration se sont intéressées de manière plus importante au potentiel du milieu terrestre, incluant les basses-terres du Saint-Laurent, et que l'évaluation des impacts environnementaux de ces activités est devenue une préoccupation plus pressante. Le sous-ministre associé à l'Énergie de l'époque, M. Gosselin, explique que :

[b]ien qu'elle priorise la mise en valeur de l'ensemble des ressources pétrolières et gazières du Québec, la Stratégie Énergétique vise d'abord et avant tout les activités de mise en valeur des ressources du golfe et de l'estuaire du Saint-Laurent. Ceci pour la simple et bonne raison que cette région était celle qui, à l'époque, présentait le plus d'intérêt en raison des ressources potentiellement importantes qui s'y trouvent.<sup>139</sup>

---

<sup>138</sup> **R-022**, Ministère des Ressources naturelles, *L'énergie pour construire le Québec de demain, Stratégie énergétique du Québec 2006-2015*, p. 98.

<sup>139</sup> RWS-003-Gosselin, ¶ 23.



### 3. Une étude environnementale stratégique dans l'estuaire et une partie du golfe du Saint-Laurent établit que ce milieu est peu propice aux activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures

122. Le ministère des Ressources naturelles met en œuvre le plan d'action annoncé dans la Stratégie énergétique et annonce, le 27 juillet 2009, le déploiement d'un programme d'ÉES sur la mise en valeur des hydrocarbures en milieu marin. Considérant l'étendue territoriale de l'estuaire et du golfe du Saint-Laurent, le gouvernement du Québec décide de scinder l'évaluation en deux. L'ÉES1 est réalisée pour le bassin de l'estuaire maritime et le nord-ouest du golfe du Saint-Laurent et une seconde évaluation (« ÉES2 ») est réalisée sur le territoire restant du golfe incluant les bassins d'Anticosti, de Madeleine et de la baie des Chaleurs. Ces ÉES sont réalisées par des experts indépendants, soit les entreprises de génie-conseil AECOM et GENIVAR, sélectionnées suite à un processus d'appel d'offres public et compétitif.

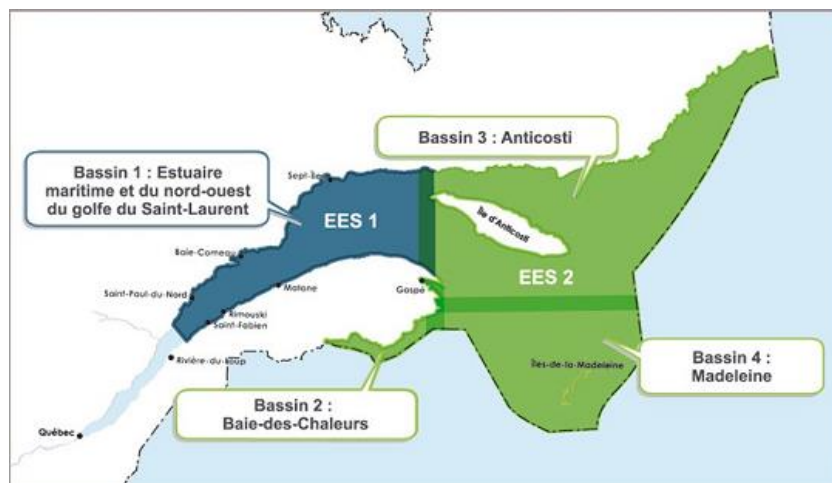


Figure 3 Les territoires de l'ÉES1 et de l'ÉES2<sup>140</sup>

123. Chargée de l'ÉES1, AECOM est une entreprise de génie-conseil mondialement reconnue. Elle offre des services dans plus de 100 pays. Son mandat dans le cadre de l'ÉES1 consiste à éclairer le gouvernement sur les effets environnementaux et socio-économiques potentiels liés à la mise en valeur des hydrocarbures dans l'estuaire maritime et du nord-ouest du golfe du Saint-Laurent, ce qui comprend les levés sismiques, les forages d'exploration ainsi que les activités de développement des puits d'exploitation, de production des hydrocarbures et de remise à l'état

<sup>140</sup> C-071, Gouvernement du Québec, *L'ÉES en milieu marin*, en ligne : <http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/evaluations-environnementales-strategiques-milieu-marin.asp> >.

initial du site de production au terme d'un bail d'exploitation. Pour ce faire, AECOM procède à une analyse rigoureuse des différentes méthodes d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures en milieu marin ainsi que des caractéristiques du milieu biologique, social et économique.

124. En juillet 2010, après plus d'un an d'étude, AECOM remet au ministre des Ressources naturelles un rapport préliminaire de 800 pages qui conclut de manière catégorique que le territoire étudié est peu propice aux activités de mise en valeur des hydrocarbures, que ce soit en phase d'exploration ou d'exploitation des ressources<sup>141</sup>. Dans son rapport, AECOM constate notamment ce qui suit:

En examinant les impacts potentiels des activités de mise en valeur des hydrocarbures sur le secteur de l'estuaire maritime dans le bassin d'étude, que ce soit en phase d'exploration ou d'exploitation, il ressort que le secteur serait peu propice à la tenue de telles activités, et ce, pour toutes les périodes de l'année en ce qui a trait au milieu biologique.

En examinant ces mêmes impacts sur les milieux du nord-ouest du golfe, il ressort que pour le milieu biologique, les sous-bassins de la gyre d'Anticosti et du courant de Gaspé seraient également des secteurs peu propices à la tenue d'activités de mise en valeur des hydrocarbures pendant toute l'année.

Pour les activités humaines, et dans tout le bassin d'étude, les mois de décembre à février constituent une période moins critique. Toutefois, il y a alors présence de glaces qui peuvent constituer une contrainte technique et représenter davantage de danger en cas de déversements de pétrole.

S'il devait y avoir des activités de mise en valeur des hydrocarbures dans l'estuaire et le nord-ouest du golfe, il ne faudrait privilégier que les zones les moins riches à tout point de vue, particulièrement en mammifères marins pour la phase d'exploration, en mettant en œuvre les mesures de protection les plus strictes. De plus, un accident ou un déversement dans le bassin d'étude pourrait avoir des impacts majeurs, voire catastrophiques selon son ampleur, tant au point de vue biologique, qu'humain.<sup>142</sup>

---

<sup>141</sup> **R-021**, AECOM TecSult Inc., *Évaluation environnementale stratégique de la mise en valeur des hydrocarbures dans le bassin de l'estuaire maritime et du nord-ouest du golfe du Saint-Laurent*, Rapport préliminaire en appui aux consultations, juillet 2010, 800 p.

<sup>142</sup> **R-021**, AECOM TecSult Inc., *Évaluation environnementale stratégique de la mise en valeur des hydrocarbures dans le bassin de l'estuaire maritime et du nord-ouest du golfe du Saint-Laurent*, Rapport préliminaire en appui aux consultations, juillet 2010, pp. 22-23 (nos soulignés).

125. Les constats de l'ÉES1 se fondent sur une reconnaissance de l'intérêt biologique et écologique du Saint-Laurent, ainsi que des activités socio-économiques qui en dépendent, dont la pêche, les activités récréotouristiques et le transport maritime. Selon le rapport, ce milieu d'une richesse biologique exceptionnelle n'est tout simplement pas compatible avec la mise en valeur d'hydrocarbures en raison de ses effets néfastes sur les milieux physiques, biologiques et humains, sans compter les conséquences catastrophiques que pourraient avoir des fuites d'hydrocarbures dans le fleuve, surtout en hiver, alors que la présence de glaces pourrait grandement compliquer les opérations de nettoyage ou de colmatage.

126. La ministre Normandeau a discuté de ce rapport avec les membres de son cabinet et les fonctionnaires du ministère des Ressources naturelles, notamment avec le sous-ministre, M. Sauvé, et le sous-ministre associé à l'énergie, M. Gosselin. Selon la ministre Normandeau :

Nous étions tous convaincus du bien-fondé de l'étude et du fait que ses constats étaient non équivoques : l'environnement étudié n'était pas propice aux travaux d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures. Nous avons donc pris la seule décision qui à notre avis s'imposait, à savoir d'interdire les activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures dans le bassin de l'estuaire et la partie nord-ouest du golfe du Saint-Laurent<sup>143</sup>.

127. M. Sauvé confirme qu'ils étaient d'avis « qu'à la lumière des constats non équivoques du Rapport ÉES1, il n'était pas possible, sous aucune condition, d'envisager le développement d'une nouvelle filière énergétique fondée sur l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures dans le bassin visé par l'étude »<sup>144</sup>.

128. Le calendrier initial prévoyait que le rapport préliminaire de l'ÉES1 soit rendu public à l'été 2010 en préparation des consultations publiques locales et en ligne qui devaient avoir lieu du 27 septembre au 22 octobre 2010. Les dates de ces consultations publiques avaient été annoncées lors des diverses séances d'information préparatoires tenues en 2009 et 2010<sup>145</sup>. Or, à la lumière des constats de l'ÉES1, les fonctionnaires du ministère des Ressources naturelles et la ministre Normandeau étaient d'avis « qu'il n'était pas possible, sous aucune condition, d'envisager le développement d'une nouvelle filière énergétique fondée sur l'exploration et

---

<sup>143</sup> RWS-004-Normandeau, ¶ 27.

<sup>144</sup> RWS-005-Sauvé, ¶ 19; RWS-004-Normandeau, ¶ 27 et 28; RWS-003-Gosselin, ¶ 48.

<sup>145</sup> RWS-004-Normandeau, ¶¶ 28-29.

l'exploitation des hydrocarbures dans le bassin visé par l'étude »<sup>146</sup>. Par conséquent, de telles consultations n'auraient pas été susceptibles de modifier les constats peu favorables d'AECOM en ce qui a trait à la possibilité d'explorer et d'exploiter les hydrocarbures de manière à respecter l'environnement<sup>147</sup>. De plus, le contexte social prévalant à l'automne 2010 était peu favorable à la tenue de consultations publiques. La marée noire dans le golfe du Mexique causée par l'explosion de la plateforme de forage *Deepwater Horizon* en avril de la même année, les négociations alors en cours avec le gouvernement fédéral en vue d'une entente pour le partage des ressources dans le golfe du Saint-Laurent et la remise en question des choix énergétiques du gouvernement du Québec par certains groupes ne permettaient pas d'entrevoir la tenue de consultations utiles. Surtout, de telles consultations n'auraient de toute façon pas été susceptibles de modifier les constats peu favorables d'AECOM<sup>148</sup>. La ministre Normandeau annonce l'annulation des consultations publiques le 27 septembre 2010<sup>149</sup>.

129. L'ÉES2, quant à elle, débute au mois de mars 2010. Elle est confiée à l'entreprise de génie-conseil GENIVAR. Le bassin d'étude diffère de celui de l'ÉES1 en ce que le golfe du Saint-Laurent se caractérise à cet endroit par un net élargissement du fleuve qui devient alors une véritable mer intérieure de grande superficie. Le rapport de l'ÉES2 est publié le 13 septembre 2013<sup>150</sup>. Ce rapport fait état de plusieurs lacunes dans l'état actuel des connaissances en ce qui a trait aux technologies d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures et aux composantes des milieux physique, biologique et humain de la zone d'étude. Il identifie aussi plusieurs lacunes relatives aux connaissances des effets environnementaux potentiels des activités d'exploration et d'exploitation, ainsi que des déversements accidentels d'hydrocarbures. Le rapport constate également un manque d'acceptabilité sociale par rapport aux projets de mise en valeur des hydrocarbures en milieu marin et identifie une déficience dans l'actuelle capacité d'intervention en cas d'urgence, particulièrement à la lumière de l'accident survenu à la plateforme *Deepwater Horizon* dans le golfe du Mexique. Cet accident a eu pour effet d'exacerber les préoccupations

---

<sup>146</sup> RWS-005-Sauvé, ¶ 19; RWS-004-Normandeau, ¶ 27 et 28; RWS-003-Gosselin, ¶ 48.

<sup>147</sup> RWS-004-Normandeau, ¶ 27; RWS-005-Sauvé, ¶ 20.

<sup>148</sup> RWS-004-Normandeau, ¶ 27; RWS-005-Sauvé, ¶ 20.

<sup>149</sup> RWS-004-Normandeau, ¶ 29.

<sup>150</sup> **R-023**, GENIVAR, *Évaluation environnementale stratégique sur la mise en valeur des hydrocarbures dans les bassins d'Anticosti, de Madeleine et de la baie des Chaleurs*, Rapport d'étude, septembre 2013, 802 p.

de la population directement concernée par une éventuelle exploitation des hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent.

130. Le rapport de GENIVAR est moins sévère que ne l'était le rapport d'AECOM par rapport à la possibilité de mettre en valeur les hydrocarbures dans le bassin d'étude. Contrairement au rapport de l'ÉES1, il ne constate pas que le territoire étudié est peu propice aux activités de mise en valeur d'hydrocarbures.

**4. Des études menées pour le compte du gouvernement du Québec mettent en relief de nombreuses incertitudes quant aux impacts de la mise en valeur du gaz de schiste sur l'environnement et doutent que cette mise en valeur soit à l'avantage du Québec**

**(a) L'exploitation du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent requiert l'utilisation de techniques d'extraction non-conventionnelles et suscite plusieurs préoccupations**

131. Le gaz naturel provient de l'accumulation de matière organique pouvant atteindre plusieurs kilomètres d'épaisseur. Pour qu'un gisement puisse se former, la matière organique doit être enterrée sous des kilomètres de sable et de boue et transformée en gaz naturel par l'action de bactéries et la chaleur de la terre conjuguée à la pression. Les profondeurs d'enfouissement favorables à la formation du pétrole et du gaz sont généralement comprises entre 1000m et 4000m<sup>151</sup>.

132. Lors du développement d'un gisement classique, le gaz naturel migre ensuite de la roche mère où il s'est formé vers la roche réservoir où il pourra être emmagasiné. Enfin, pour avoir un gisement, le réservoir doit être recouvert par une roche imperméable qui bloque la montée du gaz vers la surface<sup>152</sup>.

---

<sup>151</sup> **R-027**, BAPE, Rapport 307, *Les enjeux liés à l'exploration et à l'exploitation du gaz de schiste dans le shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent*, Rapport d'enquête et d'audience publique, novembre 2014, p. 21; **R-131**, Office national de l'énergie, *Dossier énergie : L'ABC du gaz de schiste au Canada*, novembre 2009, p. 2.

<sup>152</sup> **R-024**, BAPE, Rapport 273, *Développement durable de l'industrie des gaz de schiste*, Rapport d'enquête et d'audience publique, février 2011, p. 23; **R-026**, Conseil des académies canadiennes, *Incidences environnementales liées à l'extraction du gaz de schiste au Canada : Comité d'experts chargés de l'évaluation, Harnacher la science et la technologie pour comprendre les incidences environnementales liées à l'extraction du gaz de schiste*, mai 2014, pp. 21-22.

133. Le shale est une roche sédimentaire essentiellement argileuse à grains fins qui contient en proportion variable d'autres minéraux<sup>153</sup>. Sa très faible porosité et perméabilité fait en sorte que le gaz naturel contenu dans les pores y demeure emprisonné durant des millions, voire des centaines de millions d'années. Contrairement aux gisements classiques, il faut donc exploiter directement la roche mère pour produire le gaz naturel<sup>154</sup>. Le shale étant une roche imperméable et peu poreuse au sein de laquelle le gaz est emprisonné dans de petites cavités, celles-ci doivent être décroissonnées afin que le gaz puisse y circuler.

134. L'extraction du gaz naturel contenu dans le shale s'effectue au moyen d'une technique novatrice de forage horizontal et de fracturation hydraulique de la roche<sup>155</sup> développée au Texas par des sociétés d'exploration pétrolière et gazière à la fin des années 1990. Cette technique n'est apparue au Québec que dans les années 2000.

135. Le forage doit débiter de façon traditionnelle, soit verticale, jusqu'à une profondeur pouvant atteindre 2 500 mètres. Lorsque la couche visée est atteinte, le forage se poursuit à l'horizontale sur une distance pouvant dépasser 1 000 mètres. Un coffrage de caissons d'acier est ensuite mis en place et cimenté à la longueur verticale et horizontale du puits de forage. Le coffrage de la partie horizontale est alors perforé à différents intervalles afin de procéder à l'injection sous haute pression d'un fluide complexe qui induit la fracturation de la roche ou shale.

136. À ce stade débute la fracturation hydraulique. Cette méthode consiste en l'injection d'un fluide sous très forte pression afin de stimuler la roche par fracturation et créer un réseau de fractures ouvertes à travers desquelles le gaz naturel pourra s'écouler vers la tête de puits. Ce

---

<sup>153</sup> **R-024**, BAPE, Rapport 273, *Développement durable de l'industrie des gaz de schiste*, Rapport d'enquête et d'audience publique, février 2011, p. 18.

<sup>154</sup> **R-027**, BAPE, Rapport 307, *Les enjeux liés à l'exploration et à l'exploitation du gaz de schiste dans le shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent*, Rapport d'enquête et d'audience publique, novembre 2014, p. 21.

<sup>155</sup> **R-026**, Conseil des académies canadiennes, *Incidences environnementales liées à l'extraction du gaz de schiste au Canada : Comité d'experts chargés de l'évaluation, Harnacher la science et la technologie pour comprendre les incidences environnementales liées à l'extraction du gaz de schiste*, mai 2014, pp. 43-44. Le forage horizontal et la fracturation hydraulique ne constituent pas, isolément, des technologies nouvelles ou propres à la mise en valeur du gaz de schiste. La nouveauté réside dans la combinaison de ces deux technologies de manière à fracturer des volumes de roche beaucoup plus grands. La nouveauté réside également dans le fait que ces technologies sont maintenant utilisées pour l'extraction d'une gamme beaucoup plus étendue de ressources pétrolières et gazières non classiques.

fluide contient habituellement de l'eau, mais parfois un liquide à base de produit pétrolier, additionné de sable et de certains additifs chimiques<sup>156</sup>.

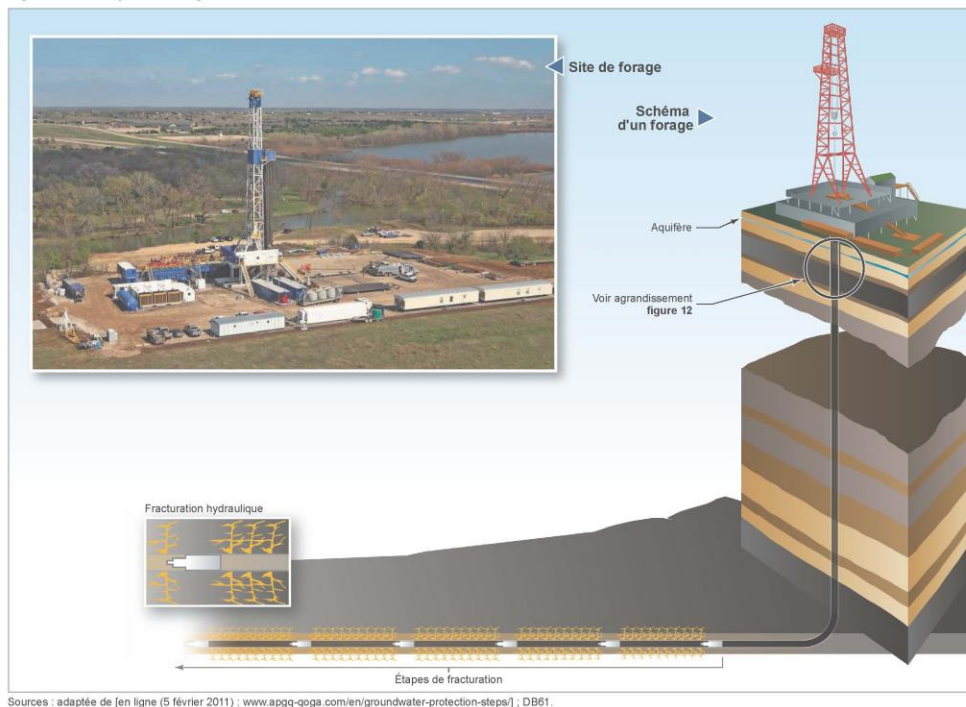


Figure 4 Exemple de forage et de fracturation<sup>157</sup>

137. Le shale d'Utica est une formation géologique qui s'étend sur une bande d'environ 50 km de large entre Montréal et Québec, englobant le territoire des basses-terres du Saint-Laurent et une partie du fleuve. Il s'agit d'un territoire densément peuplé comprenant les plus grands centres urbains et les terres les plus fertiles du Québec. Le shale de cette formation affleure en surface le long de la rive nord du fleuve Saint-Laurent et s'approfondit graduellement vers le sud-est pour atteindre environ 2,5 kilomètres de profondeur le long de la faille de Logan. Le shale d'Utica possède une épaisseur variant généralement entre 100 et 250 mètres, mais pouvant atteindre 750 mètres d'épaisseur dans la vallée du Richelieu<sup>158</sup>. C'est au-dessus de cette

<sup>156</sup> **R-026**, Conseil des académies canadiennes, *Incidences environnementales liées à l'extraction du gaz de schiste au Canada : Comité d'experts chargés de l'évaluation, Harnacher la science et la technologie pour comprendre les incidences environnementales liées à l'extraction du gaz de schiste*, mai 2014, pp. 43-44.

<sup>157</sup> **R-024**, BAPE, Rapport 273, *Développement durable de l'industrie des gaz de schiste*, Rapport d'enquête et d'audience publique, février 2011, Figure 7, p. 31.

<sup>158</sup> **R-027**, BAPE, Rapport 307, *Les enjeux liés à l'exploration et à l'exploitation du gaz de schiste dans le shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent*, Rapport d'enquête et d'audience publique, novembre 2014, p. 27-29;



formation géologique que sont situés les cinq permis de recherche de Junex du Bloc Champlain/Bécancour dont fait partie le permis fluvial<sup>159</sup>.

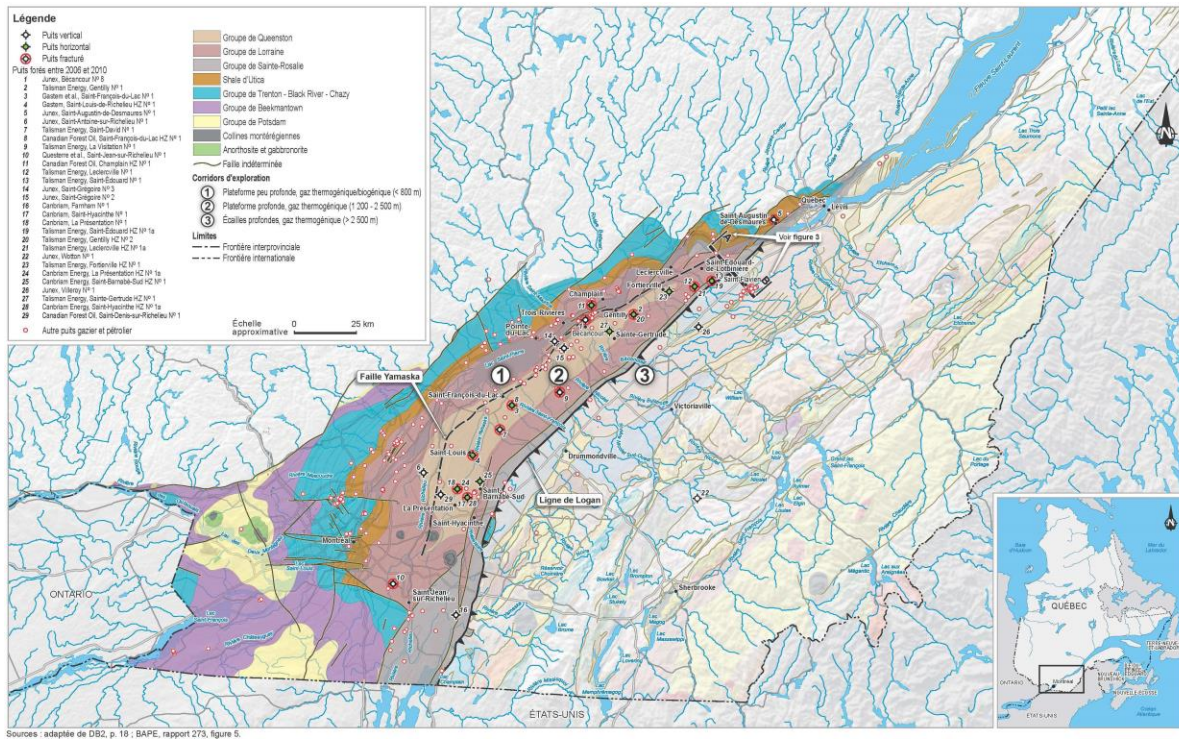


Figure 5 La géologie des basses-terres du Saint-Laurent et les corridors d'exploration pour le gaz de schiste<sup>160</sup>

138. Le shale d'Utica attire progressivement les compagnies pétrolières et gazières à partir de 2003 mais les activités d'exploration y demeurent alors modestes. Ce n'est qu'en 2008 que l'exploration du potentiel du gaz de schiste s'accélère au Québec. Cet engouement résulte d'un concours de trois facteurs principaux :

- Premièrement, le prix élevé des ressources en hydrocarbures est alors favorable au développement de ressources non conventionnelles telles le gaz et le pétrole de schiste, dont les coûts d'exploitation sont plus élevés que ceux des ressources en hydrocarbures conventionnelles.

R-024, BAPE, Rapport 273, *Développement durable de l'industrie des gaz de schiste*, Rapport d'enquête et d'audience publique, février 2011, pp. 23 et 26.

<sup>159</sup> Avis d'arbitrage ¶ 25; Mémoire de la demanderesse, p. 51.

<sup>160</sup> R-027, BAPE, Rapport 307, *Les enjeux liés à l'exploration et à l'exploitation du gaz de schiste dans le shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent*, Rapport d'enquête et d'audience publique, novembre 2014, Figure 7 p. 23.



- Deuxièmement, de récentes avancées technologiques en matière de forage et d'extraction des ressources permettent d'exploiter de manière rentable des gisements jusqu'alors non commercialement exploitables.
- Troisièmement, le régime minier québécois, fondé sur le principe du libre accès à la ressource, permet aux compagnies d'exploration d'acquérir à peu de frais des permis de recherche sur de vastes territoires.

139. L'intérêt des compagnies pétrolières et gazières suscite une prise de conscience par le gouvernement des limites de la réglementation existante et du besoin d'un meilleur encadrement adapté aux nouvelles réalités des avancées technologiques, notamment pour les activités de forage et de fracturation pratiquées dans le schiste.

140. Entre 2007 et 2010, 29 puits sont forés dans le shale d'Utica comprenant dix-huit puits verticaux et onze puits horizontaux. Dix-huit puits ont été fracturés, soit onze puits verticaux et sept puits horizontaux<sup>161</sup>. Aucun de ces travaux n'a cependant mené à l'exploitation commerciale du gaz. L'industrie du gaz de schiste au Québec demeure donc à ce jour en phase exploratoire<sup>162</sup>. Ces premiers forages exploratoires dans les basses-terres du Saint-Laurent suscitent de nombreuses préoccupations parmi les communautés locales et la population québécoise en général qui s'interroge quant à la sécurité des nouvelles technologies d'extraction et aux enjeux environnementaux qu'elles suscitent, tels la contamination potentielle des réserves d'eau souterraines, l'émission de gaz à effet de serre, la gestion des eaux usées, l'impact des activités d'extraction sur la qualité de l'air, sur les terres agricoles et les zones fragiles, ainsi que les risques sismiques. Les conflits d'usage du territoire et la proximité de grands centres urbains sont également au cœur des enjeux soulevés par la population<sup>163</sup>. M. Mario Gosselin explique que les inquiétudes parmi la population du Québec et des groupes environnementaux peuvent être regroupées en trois catégories, soit celles de nature environnementale, sociale et économique<sup>164</sup>. Des organisations environnementales, des municipalités, des syndicats et des partis politiques se mobilisent autour de ces enjeux et réclament l'adoption d'un moratoire sur l'exploration et

---

<sup>161</sup> **R-027**, BAPE, Rapport 307, *Les enjeux liés à l'exploration et à l'exploitation du gaz de schiste dans le shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent*, Rapport d'enquête et d'audience publique, novembre 2014, p. 37.

<sup>162</sup> RWS-001-Asselin, ¶¶ 11-13.

<sup>163</sup> RWS-001-Asselin, ¶ 18; **R-024**, BAPE, Rapport 273, *Développement durable de l'industrie des gaz de schiste*, Rapport d'enquête et d'audience publique, février 2011, chapitre 5, pp. 51-89.

<sup>164</sup> RWS-003-Gosselin, ¶ 35.

l'exploitation du gaz de schiste à l'échelle du Québec tout entier. Le ministère des Ressources naturelles suivait de près le développement de cette nouvelle industrie dans les basses-terres du Saint-Laurent. Selon la ministre Normandeau : « [n]ous étions tous sensibles au phénomène de mobilisation citoyenne que nous observions, d'autant plus que le ministère des Ressources naturelles partageait le même besoin de connaissances que celui exprimé par une grande partie de la population »<sup>165</sup>.

141. Malgré les préoccupations exprimées par le public, le gouvernement du Québec demeure « prudemment optimiste [...] quant à la possibilité de trouver un juste équilibre entre la mise en valeur du gaz de schiste et ses impacts environnementaux et socio-économiques »<sup>166</sup>. Le gouvernement s'oppose donc aux demandes répétées de moratoire panquébécois : un tel moratoire ne cadrerait pas avec la vision globale du gouvernement concernant le développement énergétique et économique du Québec ainsi que sa lutte aux changements climatiques. De plus, le moratoire aurait compromis l'acquisition des connaissances additionnelles dont le gouvernement avait besoin pour mettre en place les conditions susceptibles de favoriser la mise en valeur de cette ressource<sup>167</sup>.

142. En réponse aux préoccupations du public et afin d'assurer le développement de l'industrie du gaz de schiste en harmonie avec les collectivités locales et dans le respect de l'environnement et des principes du développement durable, le gouvernement du Québec élabore un plan d'action qui repose sur trois axes: 1) le développement des connaissances scientifiques liées aux effets environnementaux et socio-économiques des activités de mise en valeur du gaz de schiste par les nouvelles techniques de forage horizontal et de fracturation hydraulique; 2) le resserrement de la réglementation applicable aux forages dans le schiste; et 3) la modernisation du cadre législatif et réglementaire par l'adoption d'une nouvelle loi sur les hydrocarbures<sup>168</sup>.

---

<sup>165</sup> RWS-004-Normandeau, ¶ 38.

<sup>166</sup> RWS-004-Normandeau, ¶ 39.

<sup>167</sup> RWS-004-Normandeau, ¶ 39.

<sup>168</sup> RWS-005-Sauvé, ¶ 30; RWS-004-Normandeau, ¶ 40.

(b) **Le Rapport 273 du BAPE identifie des risques de contamination de l'environnement et des lacunes dans les connaissances scientifiques**

143. Après avoir d'abord mis sur pied un comité intra-ministériel au sein du ministère de l'Environnement chargé de documenter les enjeux environnementaux de l'exploitation du gaz de schiste<sup>169</sup>, le ministre de l'Environnement confie au BAPE, le 31 août 2010, le mandat de créer une commission d'enquête sur le développement durable de l'industrie du gaz de schiste<sup>170</sup>. Cette commission d'enquête a pour mandat de proposer un cadre de développement de l'exploration et de l'exploitation des gaz de schiste de manière à favoriser la cohabitation de ces activités avec les populations concernées, l'environnement et les autres secteurs d'activité présents sur le territoire<sup>171</sup>. La commission a également pour mission de proposer des orientations pour un encadrement législatif et réglementaire qui assure le développement sécuritaire des activités de mise en valeur de cette ressource dans le respect du développement durable<sup>172</sup>.

144. En confiant ce mandat au BAPE, le gouvernement du Québec ne préjuge pas les conclusions du BAPE quant à l'exploration et l'exploitation sécuritaire du gaz de schiste au Québec. Le mandat confié au BAPE consiste précisément à identifier les conditions permettant le développement sécuritaire de cette filière énergétique, entre autres dans le but de répondre aux préoccupations de la population<sup>173</sup>.

145. Au mois de septembre 2010, l'APGQ, une association d'entreprises pétrolières et gazières avec des intérêts au Québec et dont LPRC est membre, organise trois assemblées publiques dans les basses-terres du Saint-Laurent pour renseigner la population sur les impacts de l'exploitation du gaz de schiste. Il devient clair lors de ces assemblées que la mise en valeur du gaz de schiste souffre d'un grand déficit d'acceptabilité sociale et que l'APGQ se heurte à une opposition farouche des communautés locales<sup>174</sup>. Ce constat sera confirmé quelques mois plus tard à

---

<sup>169</sup> RWS-002-Dupont, ¶ 95.

<sup>170</sup> **R-075**, Ministre de l'Environnement et ministre des Ressources naturelles, Communiqué de presse, *MANDAT DU BAPE – Pierre Arcand annonce la tenue d'audiences publiques sur l'industrie du gaz de schiste*, Saint-Bruno-de-Montarville, 29 août 2010.

<sup>171</sup> RWS-002-Dupont, ¶ 74.

<sup>172</sup> RWS-002-Dupont, ¶ 74.

<sup>173</sup> **R-024**, BAPE, Rapport 273, *Développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec*, Rapport d'enquête et d'audience publique, février 2011, p. 1; RWS-002-Dupont, ¶¶ 75-77.

<sup>174</sup> RWS-005-Sauvé, ¶ 29; RWS-002-Dupont, ¶¶ 75-77.

l'occasion des consultations publiques menées par le BAPE dans le cadre de son enquête sur l'industrie du gaz de schiste<sup>175</sup>.

146. Le 28 février 2011, après avoir tenu des consultations publiques dans plusieurs municipalités des basses-terres du Saint-Laurent et reçu 199 mémoires dont 123 présentés lors des séances publiques, la commission d'enquête du BAPE remet au gouvernement son Rapport 273, très détaillé, sur le développement durable de l'industrie du gaz de schiste en milieu terrestre<sup>176</sup>. La ministre Normandeau qualifie cet instant de « moment charnière dans [la compréhension du ministère des Ressources naturelles] de cette industrie »<sup>177</sup>. Le rapport dresse pour la première fois un portrait global de l'industrie du gaz de schiste, des activités nécessaires à la mise en valeur de la ressource, du milieu d'insertion, tant du point de vue biophysique qu'humain et des effets environnementaux appréhendés suite à la mise en valeur de cette nouvelle filière énergétique. Plus particulièrement, ce rapport du BAPE se penche sur les enjeux liés à l'usage et la protection de l'eau, la qualité de l'air, les risques naturels et technologiques, le milieu humain et l'économie du Québec et pose un grand nombre d'avis et de constats. Parmi ceux-ci, plusieurs identifient des risques de contamination de l'environnement ou des lacunes dans les connaissances scientifiques:

147. **L'usage et la protection de l'eau :** En ce qui a trait à la protection des eaux souterraines, la commission d'enquête émet l'avis que « la vulnérabilité des aquifères à une contamination potentielle provenant du sous-sol occasionnée par l'exploration et l'exploitation du gaz de shale devrait être établie par des études scientifiques »<sup>178</sup>. Le rapport traite aussi des possibles sources de contamination des ressources hydriques et constate qu'une « proportion très élevée de puits récemment forés au Québec par l'industrie du gaz de shale présentent des problèmes d'étanchéité »<sup>179</sup>. Le rapport constate aussi qu'à ce jour « les cas documentés de contamination

---

<sup>175</sup> **R-024**, BAPE, Rapport 273, *Développement durable de l'industrie des gaz de schiste*, Rapport d'enquête et d'audience publique, février 2011, pp. 227-229; RWS-002-Dupont, ¶ 75-77.

<sup>176</sup> **R-024**, BAPE, Rapport 273, *Développement durable de l'industrie des gaz de schiste*, Rapport d'enquête et d'audience publique, février 2011, 336 p.

<sup>177</sup> RWS-004-Normandeau, ¶ 42.

<sup>178</sup> **R-024**, BAPE, Rapport 273, *Développement durable de l'industrie des gaz de schiste*, Rapport d'enquête et d'audience publique, février 2011, p. 113.

<sup>179</sup> **R-024**, BAPE, Rapport 273, *Développement durable de l'industrie des gaz de schiste*, Rapport d'enquête et d'audience publique, février 2011, p. 120.

d'eau potable par les fluides provenant directement de la fracturation hydraulique sont rares, la plupart étant liés à des coffrages défectueux ou à une mauvaise gestion des eaux usées »<sup>180</sup>. La commission d'enquête se dit d'avis « qu'il existe au Québec un besoin d'études scientifiques visant à évaluer les risques associés aux activités d'exploration et d'exploitation sur la ressource en eau. Ces études devraient être réalisées en partenariat avec les divers acteurs concernés ainsi qu'avec d'autres pays »<sup>181</sup>. En ce qui concerne l'utilisation d'additifs chimiques lors de la fracturation hydraulique, la commission d'enquête « constate que la connaissance de la composition chimique des eaux de fracturation est jugée essentielle par les instances concernées pour faire une évaluation adéquate des risques environnementaux et pour la santé humaine »<sup>182</sup>. La migration des fluides de fracturation le long de fractures naturelles est également étudiée. La commission d'enquête constate que, « contrairement aux régions géologiques voisines, il n'y a pas au Québec de cartographie localisant des fractures naturelles existant dans les formations rocheuses et qui pourraient potentiellement servir de chemin préférentiel à l'écoulement de l'eau de fracturation vers un aquifère »<sup>183</sup>. Elle observe aussi « qu'une contamination des eaux souterraines provenant de la zone de fracturation pourrait mettre plusieurs dizaines d'années avant de se manifester en surface, étant donné la profondeur de la zone de fracturation hydraulique et les caractéristiques des formations géologiques »<sup>184</sup>. Par ailleurs, la commission d'enquête « constate que advenant une exploitation gazière intensive, d'importants volumes d'eau de fracturation contaminée seraient laissés, de façon irréversible, dans le shale d'Utica dont les propriétés hydrauliques auraient été modifiées dans la zone ayant été fracturée

---

<sup>180</sup> **R-024**, BAPE, Rapport 273, *Développement durable de l'industrie des gaz de schiste*, Rapport d'enquête et d'audience publique, février 2011, p. 123.

<sup>181</sup> **R-024**, BAPE, Rapport 273, *Développement durable de l'industrie des gaz de schiste*, Rapport d'enquête et d'audience publique, février 2011, p. 123.

<sup>182</sup> **R-024**, BAPE, Rapport 273, *Développement durable de l'industrie des gaz de schiste*, Rapport d'enquête et d'audience publique, février 2011, p. 124.

<sup>183</sup> **R-024**, BAPE, Rapport 273, *Développement durable de l'industrie des gaz de schiste*, Rapport d'enquête et d'audience publique, février 2011, p. 127.

<sup>184</sup> **R-024**, BAPE, Rapport 273, *Développement durable de l'industrie des gaz de schiste*, Rapport d'enquête et d'audience publique, février 2011, p. 127.

hydrauliquement »<sup>185</sup> et « qu'il n'y a aucune étude évaluant le risque que pourrait présenter, à moyen et à long terme, les eaux de fracturation contaminées dans le shale d'Utica »<sup>186</sup>.

148. **La qualité de l'air :** La commission d'enquête du BAPE « constate qu'une forte proportion des puits récemment forés dans le shale d'Utica présentent des émanations non attendues de gaz naturel qui peuvent poser un risque d'explosion en cas d'une migration du gaz vers des endroits clos »<sup>187</sup>. Par ailleurs, « devant l'absence actuelle d'une exploitation gazière au Québec et faute de projets d'exploitation du gaz de shale, il n'est pas possible d'évaluer l'incidence de cette exploitation sur la qualité de l'air ambiant au Québec »<sup>188</sup>.

149. **Les risques naturels et technologiques:** La commission d'enquête du BAPE s'est penchée sur les risques de sismicité induite par la fracturation hydraulique. Elle constate « l'absence d'une base de connaissance suffisante permettant d'évaluer la présence de failles actives dans la vallée du Saint-Laurent et ses régions limitrophes »<sup>189</sup> et émet l'avis « que la conception des diverses infrastructures liées à l'industrie du gaz de shale devrait prendre en compte le risque sismique particulier aux secteurs d'implantation »<sup>190</sup>. La commission a également étudié les risques technologiques de l'industrie. Elle émet l'avis que « le développement de l'industrie du gaz de shale doit privilégier une approche intégrée de la gestion du risque établie de concert avec le milieu, particulièrement en ce qui concerne le niveau d'acceptabilité du risque pour une activité donnée »<sup>191</sup>.

---

<sup>185</sup> **R-024**, BAPE, Rapport 273, *Développement durable de l'industrie des gaz de schiste*, Rapport d'enquête et d'audience publique, février 2011, p. 129.

<sup>186</sup> **R-024**, BAPE, Rapport 273, *Développement durable de l'industrie des gaz de schiste*, Rapport d'enquête et d'audience publique, février 2011, p. 130.

<sup>187</sup> **R-024**, BAPE, Rapport 273, *Développement durable de l'industrie des gaz de schiste*, Rapport d'enquête et d'audience publique, février 2011, p. 145.

<sup>188</sup> **R-024**, BAPE, Rapport 273, *Développement durable de l'industrie des gaz de schiste*, Rapport d'enquête et d'audience publique, février 2011, p. 147.

<sup>189</sup> **R-024**, BAPE, Rapport 273, *Développement durable de l'industrie des gaz de schiste*, Rapport d'enquête et d'audience publique, février 2011, p. 158.

<sup>190</sup> **R-024**, BAPE, Rapport 273, *Développement durable de l'industrie des gaz de schiste*, Rapport d'enquête et d'audience publique, février 2011, p. 158.

<sup>191</sup> **R-024**, BAPE, Rapport 273, *Développement durable de l'industrie des gaz de schiste*, Rapport d'enquête et d'audience publique, février 2011, p. 164.

150. **Le milieu humain :** « La commission d'enquête est d'avis que le développement de l'industrie du gaz de shale est incompatible avec les aires protégées. De plus, à l'instar des réserves écologiques, des zones tampons devraient être établies en périphérie de toute aire enregistrée au Registre des aires protégées en vertu de la *Loi sur la conservation du patrimoine naturel* ». La commission d'enquête émet aussi l'avis que « des plans de zonage définissant des zones propices au développement de l'industrie du gaz de shale s'avèreraient un outil indispensable pour tenir compte des particularités territoriales, notamment les aires protégées, et de la valeur qu'accordent les collectivités aux éléments d'intérêt à protéger. Ces plans, élaborés par les MRC et les municipalités, devraient être soumis et approuvés par les autorités gouvernementales ».<sup>192</sup>

151. **L'économie:** « La commission d'enquête constate que l'ampleur des retombées économiques est très variable selon les scénarios d'exploitation. Par ailleurs, le prix futur du gaz naturel aurait également une influence déterminante »<sup>193</sup>. En ce qui a trait au régime de redevances, la commission d'enquête du BAPE est d'avis que « le Gouvernement du Québec devrait instaurer un régime de redevances lui assurant des revenus substantiels de l'exploitation de la ressource gazière, tout en compensant les communautés pour les inconvénients causés par l'industrie sur leur territoire. Un tel mécanisme, distinct des redevances perçues par le Gouvernement du Québec, permettrait de refléter les coûts réels en vertu du concept d'utilisateur payeur »<sup>194</sup>.

152. Ce premier rapport du BAPE suggère que le développement de l'industrie du gaz de schiste au Québec apparaît hâtif compte tenu des connaissances limitées des nouvelles technologies utilisées et de leur impact sur l'environnement ainsi que du cadre réglementaire inadapté à cette nouvelle industrie. Il recommande l'établissement d'une ÉES portant explicitement sur la mise en valeur du gaz de schiste pour remédier au manque de connaissances et afin de mieux documenter les risques environnementaux. Le rapport constate aussi que le

---

<sup>192</sup> **R-024**, BAPE, Rapport 273, *Développement durable de l'industrie des gaz de schiste*, Rapport d'enquête et d'audience publique, février 2011, p. 174.

<sup>193</sup> **R-024**, BAPE, Rapport 273, *Développement durable de l'industrie des gaz de schiste*, Rapport d'enquête et d'audience publique, février 2011, p. 199.

<sup>194</sup> **R-024**, BAPE, Rapport 273, *Développement durable de l'industrie des gaz de schiste*, Rapport d'enquête et d'audience publique, février 2011, p. 218.

développement du gaz de schiste fait face à un important déficit d'acceptabilité sociale et élabore certaines recommandations susceptibles de favoriser une cohabitation harmonieuse entre l'industrie et les communautés locales. Il propose notamment que les activités d'exploration et d'exploitation fassent l'objet d'un plus grand encadrement<sup>195</sup>.

**(c) Les études de l'ÉES-GS identifient des risques d'effets néfastes sur l'environnement biophysique et humain et remettent en question la pertinence socio-économique du développement de cette nouvelle filière énergétique**

153. Le 8 mars 2011, le ministre de l'Environnement annonce qu'il donne suite à la principale recommandation du rapport, soit la réalisation d'une ÉES portant sur la mise en valeur du gaz de schiste en milieu terrestre (« l'ÉES-GS »). Le ministre annonce en même temps que les nouveaux forages et les opérations de fracturation hydraulique ne seront dorénavant autorisés que pour les fins d'acquisition de connaissances scientifiques dans le cadre de l'ÉES<sup>196</sup>.

154. L'ÉES-GS dure près de trois ans<sup>197</sup>. Elle donne lieu à 73 études différentes réalisées par des chercheurs du milieu universitaire, des spécialistes d'entreprises privées et des professionnels des gouvernements québécois et canadien. Elle se conclut le 15 janvier 2014 avec le dépôt d'un rapport de synthèse des études réalisées. Les études abordent les enjeux liés à la mise en valeur du gaz de schiste de manière globale et traitent de la participation publique, des enjeux touchant l'eau et l'air, les gaz à effet de serre et les risques naturels et technologiques. Elles traitent aussi de l'évaluation des enjeux sociaux, notamment de l'affectation du territoire et de la compatibilité des usages, des impacts sociaux, de la santé et des risques psychosociaux, ainsi que de la gouvernance de l'industrie, de ses retombées et de ses activités. Ont également fait l'objet d'études la place de la filière du gaz de schiste dans les orientations gouvernementales, l'analyse coûts-avantages, les retombées économiques, la gestion de la rente, le cadre institutionnel et la

---

<sup>195</sup> **R-024**, BAPE, Rapport 273, *Développement durable de l'industrie des gaz de schiste*, Rapport d'enquête et d'audience publique, février 2011, pp. 245-246.

<sup>196</sup> **R-106**, Ministère de l'Environnement, Communiqué de presse, *Gaz de schiste - Les activités de l'industrie seront assujetties au développement de connaissances scientifiques*, Montréal, 8 mars 2011.

<sup>197</sup> **R-025**, Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur les gaz de schiste, *Rapport synthèse : Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste*, janvier 2014, 292 p.



structure de l'industrie, de même que la législation encadrant les projets d'exploration et d'exploitation gazière.

155. Les nombreuses études réalisées dans le cadre des travaux de l'ÉES-GS font état d'importants risques d'effets néfastes sur l'environnement biophysique et humain.

156. **Impacts sur la ressource en eau :** Les études ont permis de constater que même si les composés les plus fréquemment utilisés au cours de la fracturation hydraulique sont « pour la plupart relativement peu toxiques »<sup>198</sup>, certains additifs chimiques qui sont utilisés « présentent un potentiel à la fois de persistance, de bioaccumulation et de toxicité »<sup>199</sup>. Elles révèlent aussi que les eaux de reflux générées lors des forages « contiennent des composantes qui pourraient être nuisibles à la vie aquatique à court ou à moyen terme »<sup>200</sup>. En ce qui a trait à la contamination potentielle des aquifères d'eau douce ou des cours d'eau liée aux activités d'exploitation et d'exploration de gaz de schiste, les études de l'ÉES-GS permettent de dresser les constats suivants :

Une revue de la littérature suggère que les risques les plus importants de contamination des eaux souterraines peuvent être attribués à la conception des puits (gaziers ou pétroliers). Les fuites à l'évent du tubage de surface ou la migration de gaz lié à une mauvaise cimentation des coffrages constituent un problème reconnu par l'industrie.

Les risques de contamination via des cheminements naturels (failles ou fractures) ou des cheminements induits, loin du puits, sont relativement plus faibles, mais leur importance est difficile à déterminer à cause du manque de données et du faible nombre de puits de suivi.

Des risques non négligeables existent aussi à la surface d'un site, par exemple des bassins de rétention, des fuites de fluides et des fuites de carburants (diesel, gazoline).

Le comportement de nouveaux contaminants associés au développement du gaz de schiste (fluides ou gaz) dans les aquifères d'eau douce peu profonds

---

<sup>198</sup> **R-025**, Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur les gaz de schiste, *Rapport synthèse : Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste*, janvier 2014, p. 100.

<sup>199</sup> **R-025**, Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur les gaz de schiste, *Rapport synthèse : Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste*, janvier 2014, p. 102.

<sup>200</sup> **R-025**, Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur les gaz de schiste, *Rapport synthèse : Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste*, janvier 2014, p. 102.

n'est pas bien connu. Les essais requis afin de prédire ce comportement n'ont pas encore été effectués.<sup>201</sup>

**157. Impacts sur la qualité de l'air :** Les études de l'ÉES-GS mènent au constat que « [s]ans mesures de contrôle et de réduction des émissions atmosphériques, le développement du gaz de schiste selon [certains scénarios de développement de l'industrie] pourrait avoir un impact important sur la qualité de l'air à l'échelle locale et à l'échelle régionale dans les sous-régions à haute densité d'implantation »<sup>202</sup>.

**158. Les gaz à effet de serre :** Les études de l'ÉES-GS se sont également penchées sur les impacts de l'industrie du gaz de schiste sur les émissions de gaz à effet de serre. Le rapport de synthèse constate que : « [l]e développement à grande échelle de la filière du gaz de schiste au Québec pourrait affecter considérablement le bilan du Québec, selon les hypothèses retenues, et compromettre l'atteinte des cibles de réduction de GES »<sup>203</sup>.

**159. Les risques naturels et technologiques :** L'ÉES-GS a aussi répertorié des incidents majeurs survenus à l'occasion d'activités de mise en valeur de gaz de schiste dans d'autres juridictions. Cet exercice révèle que « des accidents graves se produisent périodiquement avec des conséquences importantes. »<sup>204</sup> Le rapport de synthèse réfère à une analyse effectuée par le Shale Resources and Society Institute qui a recensé des incidents survenus en Pennsylvanie et qui indique que :

845 événements touchant 3 542 puits ont été recensés entre janvier 2008 et août 2011. De ce nombre, 25 ont eu des conséquences environnementales majeures. Neuf événements touchent des déversements majeurs au sol, huit concernent des déversements qui ont contaminé des sources locales d'eau potable, quatre

---

<sup>201</sup> **R-025**, Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur les gaz de schiste, *Rapport synthèse : Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste*, janvier 2014, p. 112.

<sup>202</sup> **R-025**, Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur les gaz de schiste, *Rapport synthèse : Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste*, janvier 2014, p. 123.

<sup>203</sup> **R-025**, Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur les gaz de schiste, *Rapport synthèse : Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste*, janvier 2014, p. 129.

<sup>204</sup> **R-025**, Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur les gaz de schiste, *Rapport synthèse : Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste*, janvier 2014, p. 148.

sont liés à des résurgences et des événements, deux concernent des impacts sur la restauration des sites et deux autres, la migration de gaz.<sup>205</sup>

160. **L'acceptabilité sociale** : L'acceptabilité sociale des projets d'exploration et d'exploitation de gaz de schiste a également fait l'objet d'études. Celles-ci permettent de constater que :

L'opposition au gaz de schiste est trop complexe pour se réduire à un syndrome NIMBY [aussi connu comme le syndrome du « pas dans ma cour »]. La controverse entourant l'industrie ne se limite pas à des conflits de voisinage ou à des enjeux de proximité, mais elle remet en question plus largement le mode de décision et de régulation des activités industrielles dans la perspective d'un modèle renouvelé de développement.

[...]

L'opposition est portée par des inquiétudes quant aux impacts environnementaux de l'industrie, des préoccupations quant aux choix énergétiques, des propositions de modernisation réglementaire, des doutes sur la transparence des industries et des gouvernements et des questionnements sur le contrôle et la gouvernance du territoire.<sup>206</sup>

161. **Les risques à la santé** : Les constats formulés par le comité de l'ÉES-GS se fondent en grande partie sur un mémoire de l'Institut national de santé publique du Québec qui a étudié les risques que posent à la santé humaine les activités de mise en valeur du gaz de schiste au Québec. Le mémoire permet d'identifier des risques à la santé liés à des incidents environnementaux, à la pollution de l'air, à la contamination de l'eau ainsi que des risques d'effet sur la qualité de vie et ce, même si l'Institut souligne que l'information disponible ne permet pas de circonscrire l'ampleur des risques. En ce qui a trait plus particulièrement aux risques à la santé humaine posés par la contamination de l'eau, le comité de l'ÉES-GS constate que :

Les possibilités de contamination des eaux souterraines et de surface sont réelles. De telles contaminations sont survenues suite à des accidents au moment de la fracturation avec le rejet des boues et des produits de fracturation, lors d'une fuite de gaz dues (sic) à la défaillance des infrastructures et pendant les opérations normales.

---

<sup>205</sup> **R-025**, Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur les gaz de schiste, *Rapport synthèse : Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste*, janvier 2014, p. 139 (références omises).

<sup>206</sup> **R-025**, Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur les gaz de schiste, *Rapport synthèse : Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste*, janvier 2014, p. 153.

Des cas de contamination sont survenus à cause de problèmes d'étanchéité des coffrages des puits d'extraction.

Une hypothèse controversée suggère la migration accélérée des contaminants contenus dans la roche-mère vers la surface à travers des failles ou fissures causées ou accentuées par la fracturation hydraulique. Elle reste à confirmer ou infirmer par de nouvelles recherches.<sup>207</sup>

162. **Les régimes étrangers existants:** L'ÉES-GS a également effectué une analyse comparative des législations de différentes juridictions ayant réglementé les activités d'exploitation de gaz de schiste afin de mieux pouvoir recommander des modifications au régime québécois. Les juridictions étudiées sont celles des provinces canadiennes de l'Alberta, de la Colombie-Britannique et du Nouveau-Brunswick, les États américains de New York, de Pennsylvanie et du Texas ainsi que la France. Nonobstant des différences considérables entre les juridictions étudiées en termes de géographie, de développement de l'industrie et de propriété de la ressource, cette analyse révèle que dans toutes ces juridictions, les autorités ont révisé et adapté leur régime juridique afin de tenir compte de l'arrivée de nouvelles techniques d'exploration et d'exploitation de gaz de schiste<sup>208</sup>, et il ne pouvait qu'être prévisible pour la demanderesse qu'une telle évolution était aussi imminente au Québec. L'analyse révèle aussi que « l'encadrement juridique applicable aux activités de développement du gaz de schiste est très récent et continue à évoluer rapidement dans toutes les juridictions étudiées [...] »<sup>209</sup>.

163. Notamment, le comité de l'ÉES-GS note que la « situation en France comporte plusieurs similarités avec le cas québécois »<sup>210</sup> en ce que l'industrie du gaz de schiste y est également assujettie à un régime minier ancien peu adapté et difficilement applicable aux nouvelles techniques de mise en valeur de la ressource. En février 2011, le gouvernement français a constitué une mission d'inspection sur le gaz de schiste qui avait pour mandat d'étudier cette

---

<sup>207</sup> **R-025**, Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur les gaz de schiste, *Rapport synthèse : Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste*, janvier 2014, p. 208.

<sup>208</sup> **R-095**, Chaire de recherche du Canada en droit de l'environnement de la Faculté de droit de l'Université Laval, *Analyse comparative des législations concernant l'industrie du gaz de schiste (LI-1) : Sommaire*, Document soumis dans le cadre de l'Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, août 2012, p. 2.

<sup>209</sup> **R-095**, Chaire de recherche du Canada en droit de l'environnement de la Faculté de droit de l'Université Laval, *Analyse comparative des législations concernant l'industrie du gaz de schiste (LI-1) : Sommaire*, Document soumis dans le cadre de l'Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, août 2012, p. 3.

<sup>210</sup> **R-025**, Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur les gaz de schiste, *Rapport synthèse : Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste*, janvier 2014, p. 59.

nouvelle filière énergétique dans une perspective globale. Cette mission a rendu un premier rapport préliminaire en avril 2011 qui faisait état de plusieurs lacunes dans le cadre réglementaire applicable. À la lumière de ce premier rapport préliminaire, et sans attendre le rapport final, le législateur français a adopté une loi qui interdit l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par fracturation hydraulique sur l'ensemble du territoire français. Cette loi révoque aussi les permis exclusifs de recherche qui avaient été préalablement octroyés<sup>211</sup>.

164. **La pertinence socio-économique de l'exploitation du gaz de schiste** : Enfin, notons que le comité de l'ÉES-GS remet sérieusement en question l'opportunité économique de mettre en valeur le gaz de schiste au Québec, notamment en raison de la hausse de la production de gaz naturel aux États-Unis qui a fait chuter le prix de la ressource. Selon le comité :

Dans le contexte actuel, compte tenu du prix du gaz naturel sur le marché nord-américain, du niveau des redevances en place et de l'inclusion du carbone dans les coûts, le Comité constate que du point de vue de la valeur sociale, le contexte n'est pas favorable au développement de la filière au Québec.<sup>212</sup>

165. Cette remise en question est partagée par la Commission sur les enjeux énergétiques du Québec qui, dans un rapport soumis au ministre des Ressources naturelles en février 2014<sup>213</sup>, constate que le maintien du prix du gaz naturel à des niveaux peu élevés pour plusieurs années à venir affectera la rentabilité des gisements de gaz de schiste au Québec. Ces gisements, contrairement à ceux situés aux États-Unis, ne contiennent pas de pétrole ou de propane en grande quantité et sont par conséquent moins rentables.

---

<sup>211</sup> **R-025**, Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur les gaz de schiste, *Rapport synthèse : Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste*, janvier 2014, p. 59; **R-095**, Chaire de recherche du Canada en droit de l'environnement de la Faculté de droit de l'Université Laval, *Analyse comparative des législations concernant l'industrie du gaz de schiste (LI-1) : Sommaire*, Document soumis dans le cadre de l'Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, août 2012, p. 30.

<sup>212</sup> **R-025**, Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur les gaz de schiste, *Rapport synthèse : Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste*, janvier 2014, p. 224.

<sup>213</sup> **R-009**, Commission sur les enjeux énergétiques au Québec, *Maîtriser notre avenir énergétique: Pour le bénéfice économique, environnemental et social de tous*, 2 février 2014, 310 p.

**(d) Le Rapport 307 du BAPE remet en question les avantages pour le Québec de l'exploitation du gaz de schiste**

166. Ainsi mieux éclairé quant aux impacts de l'exploration et de l'exploitation du gaz de schiste sur les environnements biophysique et humain, le gouvernement du Québec confie au BAPE le mandat de se pencher à nouveau sur les enjeux liés à l'exploration et à l'exploitation du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent et de mener des consultations publiques. Le BAPE remet son Rapport 307 au ministre de l'Environnement en novembre 2014. Ce rapport, qui se fonde en grande partie sur les études de l'ÉES-GS et de nombreuses consultations publiques, constate que malgré l'avancement des connaissances, il subsiste toujours des lacunes au niveau des connaissances scientifiques, notamment au sujet de la contamination potentielle des aquifères et de l'intégrité des puits. De plus, le BAPE remarque qu'à la lumière des prix du gaz naturel actuels et projetés, la rentabilité des projets dans le shale d'Utica n'est pas assurée. Enfin, il observe aussi que l'acceptabilité sociale de tels projets est loin d'être acquise. Ce second rapport du BAPE sur l'industrie du gaz de schiste au Québec se conclut de la manière suivante :

En conclusion, en raison de l'ampleur des impacts potentiels associés aux activités de l'industrie du gaz de schiste dans un milieu aussi peuplé et aussi sensible que les basses-terres du Saint-Laurent, en raison également des incertitudes qui subsistent quant aux impacts potentiels sur la qualité de l'eau des aquifères et à la capacité de l'industrie de préserver l'intégrité des puits à très long terme, la commission d'enquête est d'avis qu'il n'est pas démontré que l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent avec la technique de fracturation hydraulique serait avantageuse pour le Québec.<sup>214</sup>

**(e) Une ÉES globale sur les hydrocarbures est en cours et doit mener à l'adoption d'un nouvel encadrement de la mise en valeur des hydrocarbures au Québec**

167. En mai 2014, le gouvernement du Québec annonce la mise sur pied d'une ÉES globale sur les hydrocarbures (l'« ÉES-globale »)<sup>215</sup>. Contrairement à l'ÉES-GS, qui ne visait qu'un type d'hydrocarbure, soit le gaz de schiste, cette nouvelle ÉES vise l'ensemble de la filière des

---

<sup>214</sup> **R-027**, BAPE, Rapport 307, *Les enjeux liés à l'exploration et à l'exploitation du gaz de schiste dans le shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent*, Rapport d'enquête et d'audience publique, novembre 2014, p. 397.

<sup>215</sup> **R-028**, Ministre des Ressources naturelles et ministre de l'Environnement, Communiqué de presse, *Hydrocarbures – Une approche globale, cohérente, intégrée et rigoureuse pour le développement responsable de la filière des hydrocarbures*, Québec, le 30 mai 2014.

hydrocarbures à l'échelle du Québec. Ses objectifs sont notamment d'évaluer la rentabilité du potentiel pétrolier et gazier, d'effectuer un bilan des connaissances, de réaliser des études complémentaires pour pallier les lacunes existantes et d'analyser les risques environnementaux et les mesures d'atténuation potentielles. Sur la base de cette ÉES-globale, le gouvernement du Québec a annoncé son intention de pousser plus loin la modernisation de l'encadrement législatif et réglementaire par le dépôt d'un projet de loi intégré sur les hydrocarbures.

**(f) D'autres juridictions ont récemment interdit ou proposent d'interdire le forage horizontal et la fracturation hydraulique pour exploiter les ressources en hydrocarbures dans le schiste**

168. D'autres juridictions ont récemment entrepris de modifier leur cadre réglementaire pour mieux encadrer les enjeux liés au forage horizontal et à la fracturation hydraulique. Par exemple, le gouvernement allemand a proposé un projet de loi interdisant l'exploitation commerciale du gaz de schiste sur son territoire. L'Allemagne justifie cette interdiction par des priorités telles que la protection de la santé et de l'eau potable. Ainsi, la fracturation hydraulique serait interdite dans les régions fournissant de l'eau potable et à moins de 3000 mètres de profondeur ailleurs au pays<sup>216</sup>.

169. Par ailleurs, l'État de New York, qui borde une partie du fleuve Saint-Laurent au sud, a récemment officialisé l'interdiction d'activités impliquant la fracturation hydraulique, préalablement annoncée le 17 décembre 2014<sup>217</sup>. À l'instar du Québec, l'État de New York a effectué plusieurs études environnementales et consultations publiques avant d'officialiser sa décision. Ces études ont révélé des impacts potentiellement significatifs sur les ressources en eau, sur les écosystèmes et les espèces animales, sur l'air, sur les ressources géologiques, sur le bruit et les ressources visuelles, sur le transport, sur les activités socio-économiques, sur le

---

<sup>216</sup> **R-150**, Caroline Copley, *Germany sets very high bar for fracking*, Reuters, 1<sup>er</sup> avril 2015, en ligne : < <http://www.reuters.com/article/2015/04/01/us-germany-fracking-idUSKBN0MS3PE20150401> >.

<sup>217</sup> **R-151**, Department of Health of New York State, Press Release, *New York State Department of Health Completes Review of High-volume Hydraulic Fracturing*, Albany (N.Y.), 17 décembre 2014, en ligne : < [https://www.health.ny.gov/press/releases/2014/2014-12-17\\_fracking\\_report.htm](https://www.health.ny.gov/press/releases/2014/2014-12-17_fracking_report.htm) > : « DEC's own review identified dozens of potential significant adverse impacts of [High-volume Hydraulic Fracturing]. Further, with the exclusion of sensitive natural, cultural and historic resources and the increasing number of towns that have enacted bans and moratoria, the risks substantially outweigh any potential economic benefits of HVHF. Considering the research, public comments, relevant studies, Dr. Zucker's report and the enormous record DEC has amassed on this issue, I have directed my staff to complete the final [Supplemental Generic Environmental Impact Statement]. Once that is complete, I will prohibit high-volume hydraulic fracturing in New York State at this time. »

caractère communautaire, sur la santé publique ainsi que sur des lieux spéciaux et uniques. Le ministère de l'Environnement de l'État de New York a constaté que ces impacts ne peuvent être adéquatement évités ou minimisés par des mesures d'atténuation, et ce, peu importe le type d'activité de fracturation hydraulique envisagé. Plusieurs des constats identifiés dans les études effectuées par l'État de New York rejoignent ceux identifiés dans les études réalisées au Québec dans le cadre des ÉES, ainsi que dans les Rapports 273 et 307 du BAPE. Le gouvernement de l'État de New York constate que :

In the end, there are no feasible or prudent alternatives that would adequately avoid or minimize adverse environmental impacts and that address the scientific uncertainties and risks to public health from this activity. The Department's chosen alternative to prohibit high-volume hydraulic fracturing is the best alternative based on the balance between protection of the environment and public health and economic and social considerations<sup>218</sup>.

170. L'Allemagne et l'État de New York, comme la France et d'autres juridictions avant elles, incluant la Pennsylvanie, l'Alberta et la Colombie-Britannique<sup>219</sup>, sont sensibles aux enjeux que soulève l'exploitation des ressources en hydrocarbures contenues dans le schiste. Tout comme le Québec, les autorités publiques dans ces juridictions tentent d'établir un équilibre entre les intérêts concurrents que sont la protection de l'environnement et la santé publique et, d'autre part, le développement d'une nouvelle filière énergétique. La Pennsylvanie, l'Alberta et la Colombie-Britannique ont choisi de permettre les activités de mise en valeur de gaz de schiste en adaptant leur cadre réglementaire à la lumière des enjeux environnementaux et de santé publique alors que l'État de New York et la France ont plutôt choisi de les interdire.

## **5. Ces études guident l'orientation du gouvernement du Québec en matière de mise en valeur des ressources en hydrocarbures**

171. L'orientation prise par le gouvernement du Québec quant à l'exploration et l'exploitation des ressources en hydrocarbures, tant en milieu marin qu'en milieu terrestre, et les mesures qu'il

---

<sup>218</sup> **R-152**, New York State Department of Environmental Conservation, *Final Supplemental Generic Environmental Impact Statement on Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program, Regulatory Program for Horizontal Drilling and High-Volume Hydraulic Fracturing to Develop the Marcellus Shale and Other Low-Permeability Gas Reservoirs, Findings Statement*, 29 June 2015, p. 42, en ligne : [http://www.dec.ny.gov/docs/materials\\_minerals\\_pdf/findingstatevhf62015.pdf](http://www.dec.ny.gov/docs/materials_minerals_pdf/findingstatevhf62015.pdf) >.

<sup>219</sup> **R-095**, Chaire de recherche du Canada en droit de l'environnement de la Faculté de droit de l'Université Laval, *Analyse comparative des législations concernant l'industrie du gaz de schiste (L1-1) : Sommaire*, Document soumis dans le cadre de l'Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, août 2012.



a adoptées, sont le fruit de plusieurs années d'études, de réflexion et de consultations publiques. Ces travaux traduisent la volonté du gouvernement d'agir de manière prudente et transparente afin de mettre en place les conditions permettant la mise en valeur des ressources en hydrocarbures du Québec dans le respect de l'environnement et dans une perspective de développement durable. Comme l'a souligné récemment le comité de l'ÉES-GS, « [l]'élaboration de politiques publiques est un exercice qui est devenu souvent très complexe et qui fait appel à la science, à la prospective, à la consultation publique et au choix politique »<sup>220</sup>.

**D. L'adoption de la *Loi limitant les activités pétrolières et gazières* a pour objectif la protection du fleuve Saint-Laurent**

**1. Le fleuve Saint-Laurent est un environnement unique dont plusieurs mesures assurent la protection**

172. Le fleuve Saint-Laurent est le plus grand cours d'eau au Canada. Des Grands Lacs à l'océan Atlantique il s'étend sur près de 1 600 km et draine près de 25 % des réserves d'eau douce mondiales. Il se distingue par son histoire, sa biodiversité et sa voie maritime qui constitue une véritable porte d'entrée de l'Amérique du Nord. Plus de 60 % de la population du Québec habite sur ses rives. De par sa géographie, son écosystème et sa voie maritime, il constitue une ressource essentielle au bien-être de la population, ainsi qu'au développement économique du Québec et du Canada. Riverains et utilisateurs en tirent profit pour l'approvisionnement en eau potable, la pêche sportive, traditionnelle ou commerciale, le transport et les activités industrielles, touristiques et récréatives<sup>221</sup>.

---

<sup>220</sup> **R-025**, Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur les gaz de schiste, *Rapport synthèse : Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste*, janvier 2014, avant-propos.

<sup>221</sup> RWS-002-Dupont, ¶¶ 39-41.

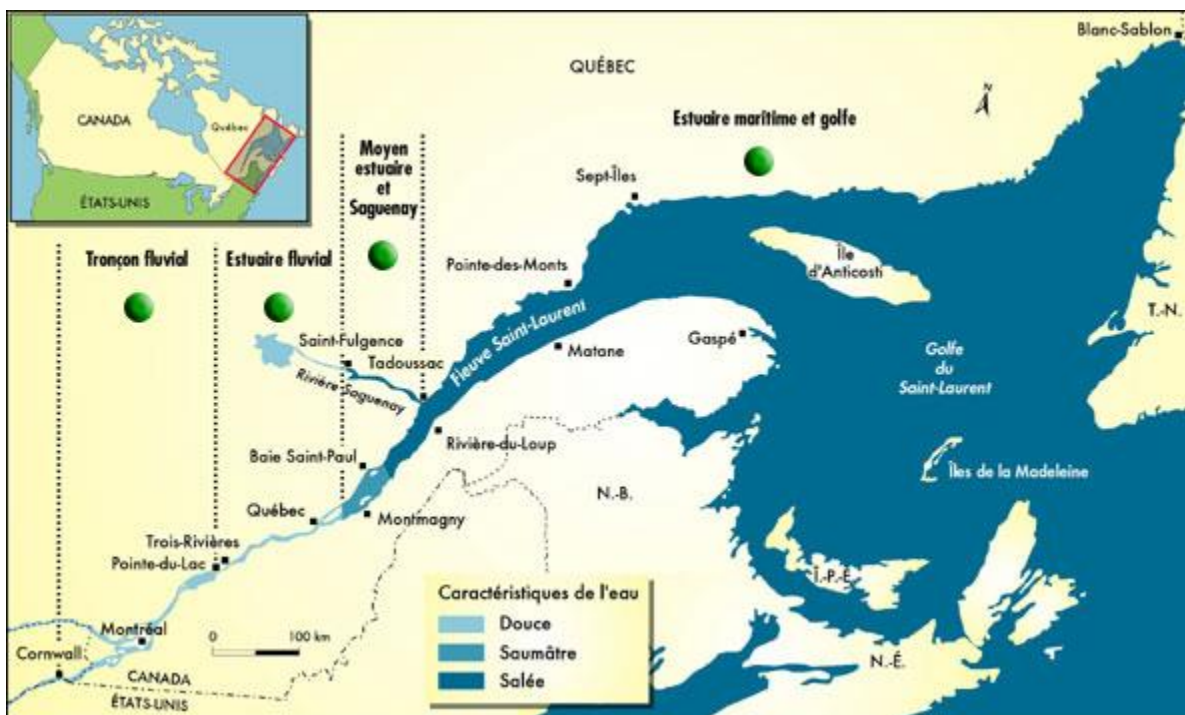


Figure 6 Le fleuve Saint-Laurent et le golfe du Saint-Laurent<sup>222</sup>

173. Joyau unique du patrimoine écologique du Québec et du Canada, le Saint-Laurent compte quatre zones humides d'importance reconnues internationalement. Le site le plus vaste se situe au lac Saint-Pierre. Depuis 2001, ce site bénéficie également du statut de Réserve mondiale de la biosphère décerné par l'UNESCO. Ce statut vise à concilier conservation de la diversité naturelle et culturelle et développement économique et social, et ainsi permettre de tester et de développer des approches novatrices de développement durable aux niveaux tant local, national qu'international. De plus, le Saint-Laurent, son littoral et ses quelques 600 îles comptent plus de 500 aires protégées au niveau provincial ou fédéral, incluant des refuges d'oiseaux migrateurs, des réserves écologiques et des parcs de conservation. Le parc marin du Saguenay – Saint-Laurent, a été créé en 1998 par une initiative concertée des gouvernements du Québec et du Canada. Il s'inscrit dans le réseau mondial des aires marines de conservation.

174. Outre l'adoption de plusieurs lois protégeant une partie du territoire du fleuve et sa biodiversité<sup>223</sup>, le gouvernement du Québec a publié en novembre 2002 la *Politique nationale de*

<sup>222</sup> R-107, Ministère de l'Environnement du Canada, *Hydrographie du Saint-Laurent*, en ligne : < <http://www.ec.gc.ca/stl/default.asp?lang=Fr&n=59C4915D-1> >.

l'eau<sup>224</sup>. Le gouvernement s'y engageait à « traduire, par une reconnaissance officielle, sa vision du Saint-Laurent comme un patrimoine national à protéger, à développer et à mettre en valeur ». Cette reconnaissance témoigne d'un statut « qui illustre la valeur intrinsèque et patrimoniale du Saint-Laurent où histoire, culture, économie, société et nature ont façonné ce patrimoine ».

175. Le 11 juin 2009, l'Assemblée nationale adopte la *Loi affirmant le caractère collectif des ressources en eau et visant à renforcer leur protection*<sup>225</sup>. Cette loi a d'abord pour objet de confirmer le statut juridique des ressources en eau, qui « dans leur état naturel [...] font partie du patrimoine commun de la nation québécoise »<sup>226</sup>. Dans les conditions et limites définies par la loi, elle reconnaît l'accessibilité à l'eau potable pour toute personne physique et énonce certains principes, dont le devoir de prévenir les atteintes aux ressources en eau, de réparer les dommages qui peuvent leur être causés, ainsi que le droit de participer à l'élaboration des décisions prises par les autorités ayant une incidence sur ces ressources. Cette loi prévoit par ailleurs, à son article 13, que la gestion des ressources en eau doit être réalisée de manière intégrée et concertée dans certaines unités hydrographiques et, en particulier, dans le Saint-Laurent, reconnu comme une unité hydrographique d'intérêt exceptionnel<sup>227</sup>.

176. De plus, le 23 mars 2010, l'Assemblée nationale du Québec adopte, à l'unanimité, la motion suivante : « Q[ue] l'Assemblée nationale du Québec confirme, par une reconnaissance officielle, sa vision du Saint-Laurent comme un patrimoine national à protéger, à développer et à mettre en valeur conformément à ce que recommande notre Politique nationale de l'eau »<sup>228</sup>.

---

<sup>223</sup> **R-010**, *Loi sur les espèces menacées ou vulnérables*, RLRQ, chapitre E-12.01; **R-011**, *Loi sur le parc marin Saguenay–Saint-Laurent*, RLRQ, chapitre P-8.1; **R-012**, *Loi sur les parcs*, RLRQ, chapitre P-9; **R-013**, *Loi sur les espèces sauvages du Canada*, LRC 1985, ch. W-9; **R-014**, *Loi sur la Convention concernant les oiseaux migrateurs*, LC 1994, ch. 22; **R-015**, *Loi concernant la protection de la navigation*, LRC 1985, ch. N-22.

<sup>224</sup> **R-016**, Gouvernement du Québec, *L'eau. La vie. L'avenir. Politique nationale de l'eau*, Bibliothèque nationale du Québec, novembre 2002, 103 p.

<sup>225</sup> **R-017**, *Loi affirmant le caractère collectif des ressources en eau et visant à renforcer leur protection*, LQ 2009, chapitre 21 (Projet de loi n°27, 1<sup>ère</sup> session, 39<sup>ème</sup> législature, sanctionné le 12 juin 2009).

<sup>226</sup> **R-064**, *Loi affirmant le caractère collectif des ressources en eau et visant à renforcer leur protection*, RLRQ, chapitre C-6.2, article 1.

<sup>227</sup> **R-017**, *Loi affirmant le caractère collectif des ressources en eau et visant à renforcer leur protection*, LQ 2009, chapitre 21 (Projet de loi n°27, 1<sup>ère</sup> session, 39<sup>ème</sup> législature, sanctionné le 12 juin 2009), articles 1, 2, 5-8, 11 et 13; RWS-002-Dupont, ¶ 45-46.

<sup>228</sup> **R-018**, *Journal des débats de l'Assemblée nationale*, 1<sup>ère</sup> session, 39<sup>e</sup> législature (13 janvier 2009 au 22 février 2011), procès-verbal du mardi 23 mars 2010 – vol. 41 n°97, 23 mars 2010, p. 1101.

177. Plusieurs mécanismes sont en place aux fins de gérer le fleuve Saint-Laurent de manière conforme à son statut patrimonial<sup>229</sup>. Par exemple, les gouvernements du Québec et du Canada collaborent depuis 1988 à la conservation du fleuve Saint-Laurent par l'entremise du Plan d'action Saint-Laurent<sup>230</sup>. Ce plan désigne spécifiquement le Saint-Laurent comme un « ensemble d'écosystèmes exceptionnels et vulnérables »<sup>231</sup> et établit trois enjeux prioritaires, soit « la conservation de la biodiversité, la pérennité des usages et l'amélioration de la qualité de l'eau »<sup>232</sup>.

178. L'adoption de la *Loi limitant les activités pétrolières et gazières* s'inscrit donc dans une longue lignée de lois, de règlements et d'autres mesures consacrant le caractère unique du fleuve Saint-Laurent et la volonté des instances démocratiques du Québec de le protéger<sup>233</sup>.

**2. L'adoption de la *Loi* reconnaît que le fleuve Saint-Laurent est un environnement incompatible avec les activités d'exploitation d'hydrocarbures**

**(a) La ministre des Ressources naturelles interdit les activités d'exploration ou d'exploitation d'hydrocarbures dans le fleuve Saint-Laurent**

179. Le 27 septembre 2010, après une analyse du rapport préliminaire de l'ÉES1, la ministre des Ressources naturelles, Mme Nathalie Normandeau, annonce la décision d'interdire les activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures dans l'estuaire et le nord-ouest du golfe du Saint-Laurent. Cette décision donne suite aux constats du rapport préliminaire de l'ÉES1 selon lesquels il s'agit d'un milieu peu propice à la mise en valeur des ressources en hydrocarbures<sup>234</sup>.

---

<sup>229</sup> RWS-002-Dupont, ¶¶ 49-50.

<sup>230</sup> **R-069**, *Entente Canada-Québec sur le Saint-Laurent 2011-2026*, article 4.1.

<sup>231</sup> **R-069**, *Entente Canada-Québec sur le Saint-Laurent 2011-2026*, préambule.

<sup>232</sup> **R-069**, *Entente Canada-Québec sur le Saint-Laurent 2011-2026*, article 4.2.

<sup>233</sup> RWS-002-Dupont, ¶ 51.

<sup>234</sup> **R-029**, Ministre des Ressources naturelles, Communiqué de presse, *Première évaluation environnementale stratégique : secteur de l'estuaire – Le Gouvernement du Québec est à l'écoute et interdit les activités d'exploration et d'exploitation dans l'estuaire du Saint-Laurent*, Rivière-du-Loup, le 27 septembre 2010; RWS-004-Normandeau, ¶ 28; RWS-005-Sauvé, ¶ 21.

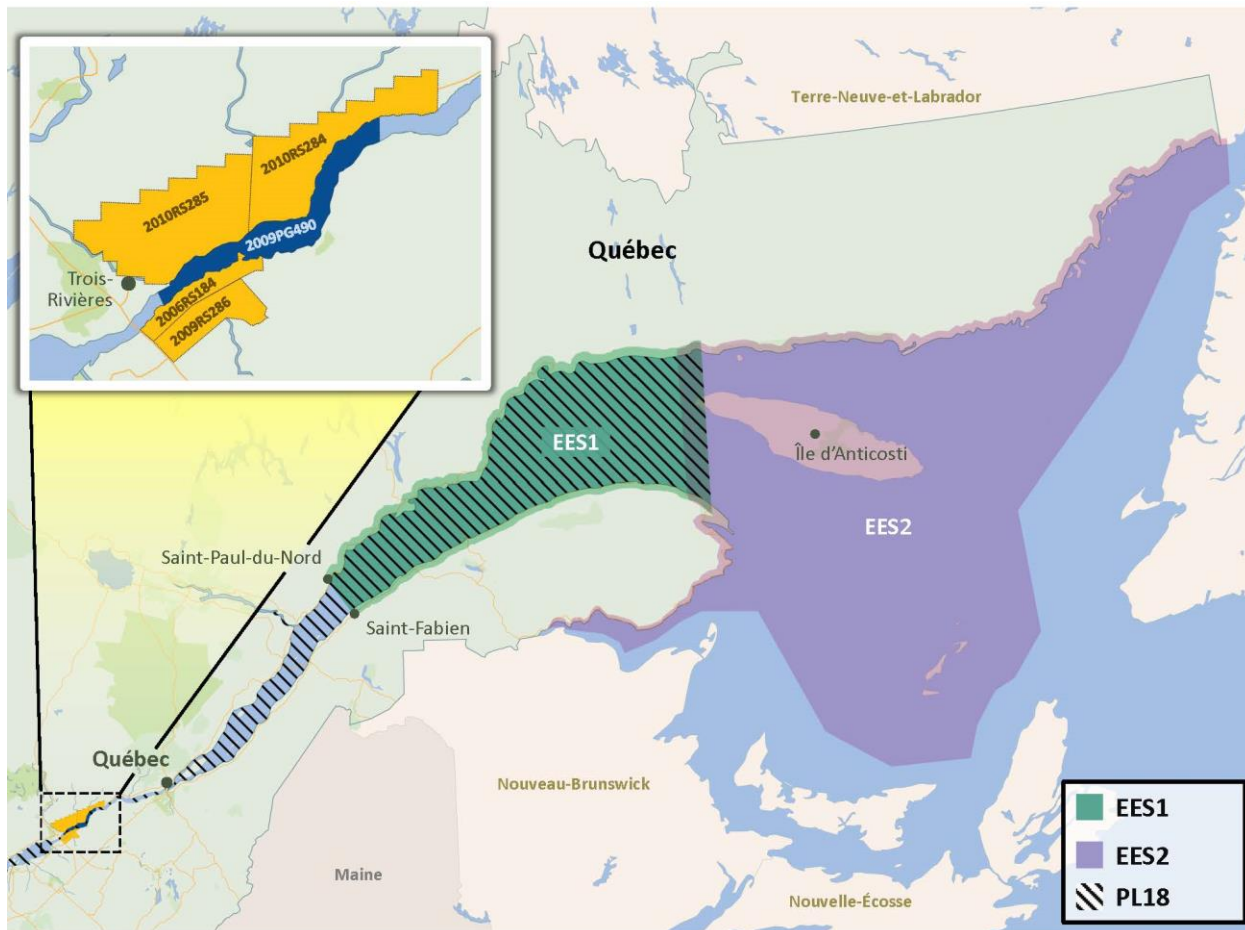


Figure 7 Carte délimitant les évaluations environnementales stratégiques et le Projet de loi n°18

180. Peu de temps après, au mois de novembre 2010, alors que des projets d’exploration du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent font l’objet de contestations publiques, la ministre Normandeau annonce que l’interdiction visant l’estuaire et le nord-ouest du golfe s’étend à la partie fluviale du Saint-Laurent. Cette décision, qui fait suite à de nombreuses discussions avec les membres du cabinet de la ministre Normandeau et celui du premier ministre<sup>235</sup>, est motivée par la reconnaissance que la partie fluviale du Saint-Laurent, en raison de la richesse de son écosystème, de son étroitesse, de la densité importante de l’occupation humaine et des activités qui y ont cours, mérite une protection toute aussi importante que

<sup>235</sup> RWS-004-Normandeau, ¶ 31.

l'estuaire et le golfe, d'autant plus que l'acceptabilité sociale des projets de mise en valeur des hydrocarbures y est également absente<sup>236</sup>. Selon la ministre Normandeau :

Nous avons la ferme conviction que le raisonnement qui nous avait amené à interdire les activités pétrolières et gazières dans l'estuaire et la partie nord-ouest du golfe du Saint Laurent devait, à plus forte raison, mener aux mêmes conclusions pour la partie fluviale. En effet, plusieurs des enjeux sur lesquels se fondaient les constats de l'ÉES1 étaient également valables pour la partie fluviale du Saint-Laurent.

[...] Par ailleurs, nous savions qu'aucun des titulaires de permis de recherche dans le fleuve n'avait effectué des travaux de forage sur le territoire des permis situés dans le fleuve [...] Dans ces circonstances, il nous apparaissait inconcevable de permettre le développement d'une toute nouvelle activité pétrolière et gazière dans le fleuve Saint-Laurent au détriment de son écosystème fragile et des nombreux secteurs socioéconomiques qui en dépendent<sup>237</sup>.

181. Cette décision était partagée par les fonctionnaires du ministère des Ressources naturelles, comme l'explique entre autres le sous-ministre de l'époque, M. Robert Sauvé : « [...] il nous apparaissait inutile de dépenser des fonds publics pour réaliser une autre étude scientifique dont les conclusions s'imposaient déjà à la lumière des constats du Rapport ÉES1 et de nos connaissances de la partie fluviale du Saint-Laurent »<sup>238</sup>.

182. L'interdiction annoncée vise l'ensemble des activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures. Elle ne distingue pas entre celles destinées à mettre en valeur les ressources classiques en forant directement dans le fleuve à partir de plateformes de forage ou celles visant à exploiter les ressources contenues dans le shale par l'entremise de forages directionnels et de la fracturation hydraulique.

**(b) Plusieurs options sont envisagées pour mettre en œuvre l'interdiction**

183. Suite à l'annonce, les fonctionnaires de la Direction générale des hydrocarbures du ministère des Ressources naturelles évaluent plusieurs options afin de mettre en œuvre

---

<sup>236</sup> RWS-004-Normandeau, ¶¶ 13 et 54.

<sup>237</sup> RWS-004-Normandeau, ¶¶ 31 et 33.

<sup>238</sup> RWS-005-Sauvé, ¶ 24; Voir également RWS-004-Normandeau, ¶ 33.

l'interdiction annoncée par la ministre Normandeau. [REDACTED]  
[REDACTED]

184. [REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]

185. [REDACTED]  
[REDACTED]

186. [REDACTED]  
[REDACTED]

187. [REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]

188. [REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]

189. Pendant l'hiver 2010-2011, les fonctionnaires du secteur de l'énergie du ministère des Ressources naturelles évaluent ces options. Leur recommandation au sous-ministre du ministère des Ressources naturelles, M. Robert Sauvé, est de mettre en œuvre l'interdiction annoncée par

---

<sup>239</sup> **R-042**, Ministère des Ressources naturelles, Direction du bureau des hydrocarbures, *Interdiction des activités d'exploration et d'exploitation pétrolières et gazières dans le fleuve et l'estuaire du Saint-Laurent*, Note d'information (20101123-1/20101109-40), 7 décembre 2010; **R-043**, Ministère des Ressources naturelles, Direction du bureau des hydrocarbures, *Interdiction des activités d'exploration et d'exploitation pétrolières et gazières dans le fleuve et l'estuaire du Saint-Laurent*, Note d'information (20101123-1/20101109-40/201101063-5), 11 février 2011; **R-044**, Ministère des Ressources naturelles, Direction du bureau des hydrocarbures, *Interdiction des activités d'exploration et d'exploitation pétrolières et gazières dans le fleuve et l'estuaire du Saint-Laurent*, Note d'information (20101123-1/20101109-40/20110106-3), 28 février 2011; RWS-003-Gosselin, ¶54.

la ministre Normandeau par l'adoption d'une loi particulière, soit la troisième option. Cette loi interdirait complètement ou progressivement, selon la présence de permis de recherche, les activités de mise en valeur des hydrocarbures dans le fleuve en raison de la complexité et de la fragilité du milieu. Elle ne révoquerait pas de permis existants.

190. Les fonctionnaires évaluent également la possibilité d'autoriser, sous certaines conditions à définir, la réalisation de forages horizontaux sous le lit du fleuve à partir de la rive. À l'époque, à la lumière de l'information limitée à leur disposition, [REDACTED]

[REDACTED] M. Gosselin explique la recommandation du Bureau des hydrocarbures ainsi :

Il est important de noter que cette recommandation du Bureau des hydrocarbures a été formulée à une époque où les connaissances du ministère des Ressources naturelles des impacts environnementaux des techniques de mise en valeur du gaz de schiste étaient très limitées. Ces connaissances se fondaient essentiellement sur des informations transmises par les compagnies pétrolières et gazières et elles étaient très parcellaires, le Bureau des hydrocarbures ne disposant pas des ressources nécessaires pour mener des études scientifiques indépendantes<sup>241</sup>.

191. Ce n'est que suite au Rapport 273 du BAPE, en février 2011, que le ministère des Ressources naturelles acquiert une meilleure compréhension de ces nouvelles activités et de leurs enjeux. Le sous-ministre du ministère des Ressources naturelles de l'époque, M. Robert Sauvé, témoigne à cet effet :

Le Rapport du BAPE 273 a grandement amélioré l'état des connaissances dont nous disposons au sein du Bureau des hydrocarbures et a remis en question certaines informations que nous avons obtenues de l'industrie ou d'autres sources externes. Notamment, il est apparu clair que notre appréciation des

---

<sup>240</sup> **R-042**, Ministère des Ressources naturelles, Direction du bureau des hydrocarbures, *Interdiction des activités d'exploration et d'exploitation pétrolières et gazières dans le fleuve et l'estuaire du Saint-Laurent*, Note d'information (20101123-1/20101109-40), 7 décembre 2010; **R-043**, Ministère des Ressources naturelles, Direction du bureau des hydrocarbures, *Interdiction des activités d'exploration et d'exploitation pétrolières et gazières dans le fleuve et l'estuaire du Saint-Laurent*, Note d'information (20101123-1/20101109-40/201101063-5), 11 février 2011; **R-044**, Ministère des Ressources naturelles, Direction du bureau des hydrocarbures, *Interdiction des activités d'exploration et d'exploitation pétrolières et gazières dans le fleuve et l'estuaire du Saint-Laurent*, Note d'information (20101123-1/20101109-40/20110106-3), 28 février 2011.

<sup>241</sup> RWS-003-Gosselin, ¶ 60.



risques environnementaux des techniques de forage horizontal et de fracturation hydraulique devait être révisée<sup>242</sup>.

**(c) Les fonctionnaires du ministère des Ressources naturelles rencontrent Junex et la demanderesse**

192. Alors que le gouvernement du Québec étudie les options pour mettre en œuvre l'interdiction annoncée par la ministre Normandeau, des représentants de Forest Oil et de Junex rencontrent, à Québec le 12 janvier 2011, le sous-ministre du ministère des Ressources naturelles, M. Robert Sauvé; le directeur du Bureau des hydrocarbures, M. Sébastien Desrochers; et M. Jean-Yves Laliberté, coordonnateur de l'exploration pétrolière et gazière à la Direction générale des hydrocarbures. Lors de cette rencontre, convoquée par les représentants de Junex pour discuter d'abord et avant tout de la mise en valeur de la saumure<sup>243</sup> au Québec, le représentant de Forest Oil, M. Robert Welch, fait brièvement mention de l'intention de Forest Oil d'extraire le gaz naturel sous le fleuve en procédant à un forage horizontal et à la fracturation hydraulique à partir du territoire de permis terrestres contigus. Aucun engagement n'est pris par M. Sauvé, qui se contente de noter ces représentations. M. Sauvé décrit la rencontre comme suit :

[...] la majeure partie de la rencontre, tout près de 55 minutes sur l'heure complète, fut consacrée à la présentation de Junex sur les puits de saumure, ce qui m'a initié à cette question.

Une brève partie de la rencontre a été consacrée à un entretien très sommaire portant sur la possibilité de procéder au forage horizontal de puits sous le fleuve Saint-Laurent à partir de la rive. J'ai pris note des représentations de M. Welch à cet égard, mais je n'ai pris aucun engagement à l'effet qu'il serait possible ou qu'il serait autorisé d'effectuer un tel forage à partir de la rive du Saint-Laurent<sup>244</sup>.

---

<sup>242</sup> RWS-005-Sauvé, ¶ 40.

<sup>243</sup> La saumure est définie à l'article 1 de la *Loi sur les mines* comme étant « toute solution aqueuse naturelle contenant plus de 4 % en poids de solides dissous ». Voir **R-002**, *Loi sur les mines*, RLRQ, chapitre M-13.1 (version en vigueur le 12 juin 2011), article 1.

<sup>244</sup> RWS-005-Sauvé, ¶¶ 35 et 36.

**(d) La Loi est adoptée à l’unanimité de l’Assemblée nationale et se fonde sur des considérations légitimes d’intérêt public**

**(i) L’adoption de la Loi se fonde sur des considérations légitimes d’intérêt public**

193. Après une analyse des diverses options, la ministre Normandeau, avec l’appui et le concours des fonctionnaires du ministère des Ressources naturelles<sup>245</sup> et du Conseil exécutif<sup>246</sup>, décide de mettre en œuvre l’interdiction qu’elle avait annoncée au mois de septembre 2010 par le biais d’une loi particulière qui interdit l’exploration et l’exploitation des ressources en hydrocarbures contenues sous le fleuve Saint-Laurent et révoque les permis déjà octroyés. Cette décision, qui vise à la fois les ressources en hydrocarbures classiques et celles contenues dans le schiste, se fonde principalement sur trois considérations.

194. Premièrement, le rapport de l’ÉES1 a démontré que le fleuve Saint-Laurent est un environnement complexe et sensible qui n’est pas propice à l’exploration et l’exploitation de ressources en hydrocarbures. Bien que l’interdiction annoncée par la ministre Normandeau s’étende au-delà du territoire étudié par l’ÉES1, plusieurs des enjeux sur lesquels se fonde le constat de l’ÉES1 sont également valables pour l’ensemble du fleuve Saint-Laurent. Ainsi, tout comme l’estuaire maritime et la partie nord-ouest du golfe du Saint-Laurent, l’estuaire moyen, l’estuaire fluvial et le tronçon fluvial<sup>247</sup> contiennent également des aires sensibles et font l’objet d’usages socio-économiques incompatibles avec les activités d’exploration et d’exploitation d’hydrocarbures comme le tourisme et la circulation maritime. De plus, la relative étroitesse du fleuve, de même que l’importante densité de population en amont de l’estuaire maritime, font en sorte que les effets environnementaux et socio-économiques des activités d’exploration et d’exploitation d’hydrocarbures identifiés par l’ÉES1 sont amplifiés et s’y appliquent à plus forte raison<sup>248</sup>.

---

<sup>245</sup> RWS-005-Sauvé, ¶ 41; RWS-004-Normandeau, ¶ 53.

<sup>246</sup> Le Conseil exécutif, aussi appelé Conseil des ministres, est le principal organe décisionnel du gouvernement. Il assume la direction du gouvernement et la mise en application des lois. Il forme, avec le lieutenant-gouverneur, le Gouvernement du Québec.

<sup>247</sup> Voir Figure 6; **R-107**, Ministère de l’Environnement du Canada, Hydrographie du Saint-Laurent, en ligne : < <http://www.ec.gc.ca/stl/default.asp?lang=Fr&n=59C4915D-1> >.

<sup>248</sup> RWS-002-Dupont, ¶¶ 63-68.

195. Deuxièmement, la décision de la ministre Normandeau de ne pas permettre le forage horizontal sous le fleuve Saint-Laurent à partir de la rive et de révoquer les permis a été influencée par l'identification, dans le Rapport 273 du BAPE, de risques potentiels pour l'environnement liés à l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste<sup>249</sup>. Selon le sous-ministre associé à l'Énergie de l'époque : « [f]ondamentalement, le rapport ne permet pas d'écarter la possibilité que [les nouvelles techniques d'extraction fondées sur le forage horizontal et la fracturation hydraulique] puissent entraîner une contamination des eaux de surface ou des eaux souterraines »<sup>250</sup>. La ministre Normandeau, quant à elle, explique la décision comme suit :

À la lumière des nombreux risques potentiels identifiés par le Rapport du BAPE 273 [...] [les fonctionnaires du ministère des Ressources naturelles et moi-même] avons conclu que nous ne pourrions vraisemblablement pas exclure, dans un avenir prévisible, le risque que les activités de mise en valeur du gaz de schiste sous le fleuve Saint-Laurent puissent contaminer l'environnement exceptionnel du fleuve [...] Par conséquent, nous avons convenu qu'il n'était pas souhaitable d'autoriser le forage horizontal et les activités de fracturation hydraulique sous le fleuve Saint-Laurent [...] compte tenu de l'importance stratégique du Saint-Laurent pour le Québec et le Canada, de sa biodiversité exceptionnelle et des activités économiques qu'il soutient<sup>251</sup>.

196. Ce rapport du BAPE reconnaît que certaines parties du territoire du Québec peuvent être incompatibles avec les activités de mise en valeur du gaz de schiste. Cet état de fait s'applique clairement au fleuve Saint-Laurent vu les constats de l'ÉES1<sup>252</sup>.

197. Troisièmement, la ministre Normandeau a également tenu compte du fait que la vaste majorité des permis de recherche situés dans le fleuve Saint-Laurent avaient été délivrés seulement deux ou trois ans auparavant et n'avaient pas fait l'objet de travaux d'exploration. Les connaissances relatives aux ressources qui pourraient être contenues sous le fleuve étaient donc très limitées. Les seuls droits miniers qui ont été révoqués ou dont le territoire a été diminué avec l'entrée en vigueur de la *Loi* sont 29 permis de recherche représentant une superficie totale de 411 677 hectares. À l'exception d'un ancien gisement de gaz naturel situé en partie sous le fleuve Saint-Laurent, désormais tari et converti depuis en réservoir de stockage de gaz naturel

---

<sup>249</sup> RWS-004-Normandeau, ¶ 49.

<sup>250</sup> RWS-003-Gosselin, ¶ 45.

<sup>251</sup> RWS-004-Normandeau, ¶ 49.

<sup>252</sup> RWS-002-Dupont, ¶ 83.

pour lequel un bail d'exploitation a été accordé, aucun autre bail d'exploitation de pétrole et de gaz naturel n'existe dans le fleuve. Aucun puits n'a été foré sur le territoire des permis de recherche affectés par la *Loi*, que ce soit dans l'eau ou sous le lit du fleuve à partir de la rive et aucun permis de levés géophysiques n'avait été accordé<sup>253</sup>. Le fleuve Saint-Laurent demeure un territoire largement inexploré dont les ressources en hydrocarbures sont incertaines. Tel que l'explique la ministre Normandeau :

La grande majorité des permis de recherche visés par le projet de loi avaient été accordés à peine deux ou trois ans auparavant moyennant le paiement de rentes annuelles modiques de quelques milliers de dollars. Surtout, les titulaires de permis n'y avait effectué aucun forage et aucun levé sismique de sorte que le potentiel gazier et pétrolier du territoire visé par ces permis était, dans la grande majorité des cas, tout aussi inexploré que lorsque les permis ont été émis. Dans ces circonstances [...] il aurait été difficilement défendable [...] de verser des sommes d'argent substantielles à des compagnies qui n'ont fait que détenir passivement des permis de recherche pendant une courte période de temps et dont l'activité principale s'est limitée à payer une rente annuelle d'une valeur minime.<sup>254</sup>

198. Les fonctionnaires du ministère des Ressources naturelles étaient également de cet avis : « nous ne croyions pas qu'il était approprié de compenser les titulaires de permis de recherche pour des travaux de recherche qui n'auraient peut-être jamais menés à l'exploitation des ressources »<sup>255</sup>. Dans ces circonstances, la difficulté pratique d'évaluer avec un degré de certitude satisfaisant la valeur des permis révoqués faisait obstacle à toute compensation<sup>256</sup>.

199. Compte tenu de ce qui précède, la *Loi* a été unanimement supportée par les hauts fonctionnaires du ministère des Ressources naturelles de l'époque, qui la qualifient de « mesure d'intérêt public raisonnable et justifiée »<sup>257</sup>.

200. La demanderesse tente de présenter la *Loi* comme une mesure populiste et démagogique ayant été adoptée dans le seul but de calmer la hargne d'une population hostile aux compagnies

---

<sup>253</sup> RWS-003-Gosselin, ¶ 64.

<sup>254</sup> RWS-004-Normandeau, ¶ 56.

<sup>255</sup> RWS-005-Sauvé, ¶ 43.

<sup>256</sup> RWS-004-Normandeau, ¶ 56.

<sup>257</sup> RWS-005-Sauvé, ¶ 48.

pétrolières et gazières<sup>258</sup>. La demanderesse remet en question la motivation d'intérêt public du gouvernement du Québec.

201. Elle fonde ses prétentions sur essentiellement cinq éléments : 1) le fleuve Saint-Laurent traverse des zones fortement industrialisées et le gouvernement du Québec continue d'autoriser le développement industriel et commercial sur ses rives<sup>259</sup>; 2) le refus du gouvernement d'étendre l'interdiction visant les activités pétrolières et gazières à l'ensemble du golfe du Saint-Laurent ainsi qu'à ses affluents<sup>260</sup>; 3) le fait que l'ÉES1 n'ait pas considéré l'ensemble du fleuve Saint-Laurent ni l'exploitation du gaz de schiste; 4) la décision du gouvernement d'adopter la *Loi* avant la fin de l'ÉES-GS<sup>261</sup>; et 5) l'existence d'opposition populaire au développement de l'industrie du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent. Les faits n'appuient pas les prétentions de la demanderesse.

202. **Le fleuve Saint-Laurent traverse des zones industrielles** : Il est vrai que certaines parties du territoire où s'écoule le fleuve Saint-Laurent sont industrialisées. Le parc industriel de Bécancour n'en est qu'un exemple<sup>262</sup>. Les ports de Lévis et de Montréal sont d'autres zones industrielles qui bordent le fleuve Saint-Laurent. Cependant, le fait que de tels pôles industriels existent le long du fleuve, loin de diminuer l'importance de protéger le fleuve ne fait qu'en renforcer le besoin de protection<sup>263</sup>. Les impacts des activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures sur l'écosystème par ailleurs riche et fragile du Saint-Laurent ne sont qu'une des composantes dont l'ÉES1 a tenu compte dans son rapport qui a abordé son analyse des impacts environnementaux d'un point de vue global. La protection de l'environnement ne peut être réduite à la seule protection du milieu biophysique. Elle doit forcément également tenir compte du milieu humain et des impacts socio-économiques d'une activité. En l'espèce, les impacts des activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures sur la circulation maritime, les activités socio-économiques et récréotouristiques, pour n'en nommer que quelques-uns, sont

---

<sup>258</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶¶ 160-163.

<sup>259</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶¶ 259-261.

<sup>260</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶¶ 155-159, 259, 262-265.

<sup>261</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶¶ 269-271.

<sup>262</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 125.

<sup>263</sup> RWS-002-Dupont, ¶ 70.

aussi importants et justifient qu'une protection particulière soit accordée au fleuve Saint-Laurent<sup>264</sup>.

**203. Le refus d'étendre l'interdiction au golfe du Saint-Laurent et aux affluents du fleuve :**

C'est précisément ce foisonnement d'activités humaines sur et aux abords du fleuve Saint-Laurent qui distingue ce cours d'eau de ses affluents tels la rivière des Prairies ou la rivière des Mille Îles.

204. De plus, le Saint-Laurent se distingue de ces cours d'eau en ce qu'il est l'unique source en eau potable d'une grande partie de la population du Québec, soit celle de l'île de Montréal et des villes avoisinantes<sup>265</sup>. Les tributaires du Saint-Laurent, quant à eux, ne constituent pas l'unique source en eau potable des villes les bordant, lesquelles disposent d'autres sources dont des réservoirs d'eau souterraine<sup>266</sup>.

205. En ce qui a trait à l'extension de l'interdiction à l'ensemble du golfe du Saint-Laurent, comme l'a mentionné la ministre Normandeau en commission parlementaire<sup>267</sup>, ce territoire faisait à l'époque l'objet d'une ÉES qui n'avait pas encore été complétée et le gouvernement n'avait aucune raison de croire que les activités pétrolières et gazières y seraient moins propices. D'ailleurs, le rapport de l'ÉES2 remis au gouvernement le 13 septembre 2013 est moins sévère que le rapport de l'ÉES1 qui l'a précédé pour la zone étudiée et, bien qu'il identifie certaines lacunes au niveau des connaissances scientifiques, il ne se prononce pas quant à la compatibilité du territoire étudié avec les activités de mise en valeur d'hydrocarbures<sup>268</sup>. L'ÉES-globale sur les hydrocarbures en cours présentement a notamment pour mandat de pallier aux lacunes identifiées dans le rapport de l'ÉES2<sup>269</sup>.

206. Enfin, la diversité et fragilité de l'écosystème du fleuve Saint-Laurent est bien documentée et ne fait aucun doute. Bien qu'il arrive parfois que des eaux usées soient déversées dans le

---

<sup>264</sup> RWS-002-Dupont, ¶¶ 38-51.

<sup>265</sup> RWS-002-Dupont, ¶ 69.

<sup>266</sup> RWS-002-Dupont, ¶ 69.

<sup>267</sup> **C-065**, Québec, National Assembly, *Journal des débats*, 2<sup>nd</sup> Sess, 39<sup>th</sup> Leg, Vol. 42 No. 29 (19 May 2011), p. 6.

<sup>268</sup> **R-023**, GENIVAR, *Évaluation environnementale stratégique sur la mise en valeur des hydrocarbures dans les bassins d'Anticosti, de Madeleine et de la baie des Chaleurs*, Rapport d'étude, septembre 2013, 802 p.

<sup>269</sup> RWS-001-Asselin, ¶ 22.

fleuve Saint-Laurent à l'occasion d'évènements météorologiques exceptionnels, les effets environnementaux de tels déversements sont connus et ne peuvent être comparés, ni qualitativement ni quantitativement, aux effets potentiels liés aux activités d'exploration ou d'exploitation d'hydrocarbures<sup>270</sup>.

207. **Le bassin de l'ÉES1 et les activités pétrolières et gazières étudiées** : Tel que le rappelle la demanderesse<sup>271</sup>, le territoire visé par l'interdiction contenue dans la *Loi* s'étend au-delà du bassin d'étude de l'ÉES1 et le comité de l'ÉES1 n'a pas étudié spécifiquement les activités d'exploration ou d'exploitation propres à la mise en valeur du gaz de schiste. Ce fait ne veut pas dire pour autant que l'étude ne peut appuyer la décision du gouvernement d'adopter la *Loi*.

208. Premièrement, la *Loi* interdit toutes les activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures dans le fleuve Saint-Laurent, et non seulement celles liées à la mise en valeur du gaz de schiste. Deuxièmement, le bassin de l'ÉES1 vise environ 80% du territoire assujéti à l'interdiction contenue dans la *Loi*. En ce sens, l'ÉES1 est directement pertinente à l'application de la *Loi* dans la mesure où celle-ci a aussi pour effet d'interdire les forages en milieu aquatique dans l'estuaire marin et la partie nord-ouest du golfe du Saint-Laurent.

209. Pour ce qui est de l'interdiction des forages horizontaux sous le fleuve Saint-Laurent à l'extérieur du bassin d'étude de l'ÉES1, la pertinence de plusieurs observations et constats du comité de l'ÉES1 peut difficilement être remise en question. Tel que mentionné ci-dessus, l'estuaire maritime et la partie nord-ouest du golfe du Saint-Laurent ne sont pas les seules parties du fleuve qui contiennent des aires sensibles et des écosystèmes sensibles et fragiles. Tout comme l'estuaire maritime et la partie nord-ouest du golfe du Saint-Laurent, le tronçon fluvial, l'estuaire fluvial et l'estuaire moyen font l'objet eux aussi d'usages socio-économiques incompatibles avec les activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures comme le tourisme et la circulation maritime. De plus, des facteurs tels la relative étroitesse du fleuve, de même que l'importante densité de population en amont de l'estuaire maritime, font en sorte que

---

<sup>270</sup> RWS-002-Dupont, ¶ 72.

<sup>271</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 267.

les effets environnementaux et socio-économiques des activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures identifiés par l'ÉES1 sont amplifiés et s'y appliquent à plus forte raison<sup>272</sup>.

210. Enfin, bien que les sources d'impact environnemental dans le cas d'activités de mise en valeur de ressources en hydrocarbures classiques ne soient pas exactement les mêmes que celles découlant d'activités de mise en valeur du gaz de schiste, le Rapport 273 du BAPE, lorsque lu conjointement avec le rapport de l'ÉES1, permet d'apprécier l'effet potentiel des sources d'impact propres à l'exploitation du gaz de schiste sur des composantes socialement valorisées du fleuve Saint-Laurent<sup>273</sup>.

211. **La décision du gouvernement d'adopter la Loi avant la fin de l'ÉES-GS :** L'entrée en vigueur de la *Loi* le 13 juin 2011, bien qu'elle précède les résultats de l'ÉES-GS de janvier 2014, fait suite aux constats effectués par une commission d'enquête du BAPE 273 dans un rapport d'enquête et d'audience publique relatif au développement durable de l'industrie du gaz de schiste au Québec. Ce rapport a été remis au ministre de l'Environnement le 28 février 2011, soit plus de deux mois avant le dépôt du projet de loi 18 à l'Assemblée nationale.

212. Tel que mentionné ci-dessus, ce rapport d'enquête identifie des risques de contamination de l'environnement ou des lacunes dans les connaissances scientifiques, notamment en ce qui concerne l'usage et la protection de l'eau, la qualité de l'air, les risques naturels et technologiques et le milieu humain. Plusieurs des risques ou préoccupations mentionnés dans ce rapport ont été confirmés ou précisés par la suite à l'occasion des travaux de recherche effectués dans le cadre de l'ÉES-GS. C'est le cas des risques liés aux impacts sur les ressources en eau.

213. Ainsi, le Rapport 273 du BAPE, lu à la lumière du rapport de l'ÉES1, a permis au gouvernement de conclure que les nouvelles techniques de mise en valeur du gaz de schiste par forage directionnel et fracturation hydraulique n'étaient pas appropriées sur un territoire aussi important et sensible que le fleuve Saint-Laurent<sup>274</sup>.

---

<sup>272</sup> RWS-004-Normandeau, ¶ 31; RWS-002-Dupont, ¶¶ 63-67.

<sup>273</sup> RWS-004-Normandeau, ¶¶ 49-51.

<sup>274</sup> RWS-004-Normandeau, ¶¶ 49-51; RWS-002-Dupont, ¶¶ 83-84.



214. Cette conclusion du gouvernement du Québec n'a pas court-circuité les travaux de l'ÉES-GS ni ceux du BAPE et de l'ÉES-globale sur les hydrocarbures qui ont suivi. La majorité des permis de recherche octroyés sur le territoire québécois n'a aucunement été affectée par l'interdiction contenue dans la *Loi*. Tous les autres permis de recherche, dont les 10 permis de recherche dans lesquels la demanderesse prétend détenir des intérêts contractuels au Québec, demeurent valides et leurs titulaires ont toujours pu y mener des activités d'exploration, incluant des forages directionnels avec fracturation hydraulique<sup>275</sup>. Dans ce contexte, les travaux de recherche scientifique en cours conservent toute leur pertinence.

**215. L'opposition populaire au développement de l'industrie du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent :** Il ne fait aucun doute que la vingtaine de forages exploratoires effectués entre 2007 et 2010 dans les basses-terres du Saint-Laurent ont eu pour effet de mobiliser une partie importante de la population québécoise à l'encontre du déploiement à grande échelle de l'industrie du gaz de schiste. Il ne fait également aucun doute que le gouvernement du Québec a tenu compte de cette mobilisation dans l'élaboration de son plan d'action ayant mené, entre autres, à l'adoption de la *Loi*<sup>276</sup>.

216. Par contre, la mobilisation populaire à l'encontre du développement du gaz de schiste n'a pas eu pour effet de subjuguier l'action gouvernementale. Au contraire, le gouvernement du Québec s'est opposé aux demandes répétées d'organisation environnementales, de municipalités, de syndicats et de certains partis politiques qui réclamaient avec insistance l'établissement d'un moratoire panquébécois sur la mise en valeur du gaz de schiste. Ce point de vue exprimé par une importante proportion de la population n'a été que l'un des nombreux facteurs dont le gouvernement du Québec a tenu compte dans l'élaboration de son plan d'action ayant mené à la réalisation d'autres études et consultations publiques de même qu'à l'adoption de la *Loi* qui n'a révoqué ou diminué la superficie que d'une infime partie des permis de recherche émis au Québec.

217. Par ailleurs, le fait de tenir compte des préoccupations exprimées par une partie de la population, aussi importante soit-elle, ne veut pas dire que l'interdiction adoptée par l'Assemblée

---

<sup>275</sup> RWS-001-Asselin, ¶ 14.

<sup>276</sup> RWS-004-Normandeau, ¶ 38; RWS-005-Sauvé, ¶ 29.

nationale relève de la « loi de la foule » ou soit autrement illégitime. Au contraire, la *Loi sur le développement durable* requiert de l'administration publique du Québec qu'elle prenne en compte dans le cadre de ses différentes actions la participation et l'engagement des citoyens. De plus, comme l'ont souligné le BAPE et le comité de l'ÉES-GS, et tel que le confirme l'expert réglementaire du Canada, Me Gagné, l'acceptabilité sociale d'un projet fait partie des conditions dont doivent tenir compte les promoteurs dans le cadre du développement d'une nouvelle filière énergétique dans le respect de l'environnement et dans une perspective de développement durable. De manière plus générale, il est tout à fait normal et souhaitable pour des représentants démocratiquement élus de prendre le pouls de la population sur un sujet donné avant de prendre une décision éclairée.

**(ii) La Loi est adoptée à l'unanimité de l'Assemblée nationale**

218. Le 12 mai 2011, la ministre des Ressources naturelles, Mme Nathalie Normandeau, présente à l'Assemblée nationale le projet de loi n°18 intitulé *Loi limitant les activités pétrolières et gazières*<sup>277</sup>. Le projet de loi vise deux objectifs distincts : la protection du fleuve Saint-Laurent ainsi que la suspension de la période de validité des permis de recherche et l'exemption des obligations de travaux requis par la *Loi sur les mines* pour tous les titulaires de permis au Québec pendant la durée des études environnementales alors en cours.

219. Premièrement, le projet de loi interdit toute activité pétrolière et gazière dans et sous le fleuve Saint-Laurent en amont de l'île d'Anticosti, incluant le territoire des îles qui s'y trouvent. Cette interdiction emporte aussi la révocation ou la diminution de la superficie des permis de recherche qui avaient auparavant été octroyés en tout ou en partie dans le fleuve Saint-Laurent.

220. Ainsi, neuf permis de recherche se trouvant entièrement dans le fleuve, dont le permis fluvial de Junex, ont été révoqués. Vingt permis chevauchant en partie le fleuve ont vu leur superficie diminuée. Ces 29 permis appartenaient à neuf compagnies ayant toutes leur siège social au Canada.

221. Afin d'atténuer l'impact sur les titulaires de permis qui auraient pu avoir effectué des travaux de recherche sur le territoire des permis révoqués, le projet de loi permet à leur titulaire

---

<sup>277</sup> **R-035**, Projet de loi n°18, *Loi limitant les activités pétrolières et gazières*, 2<sup>ème</sup> session, 39<sup>ème</sup> législature, Québec, 2011 (présenté le 12 mai 2011).

d'appliquer, aux fins du calcul des travaux de recherche requis par la *Loi sur les mines*, les dépenses engagées en travaux de recherche sur les permis révoqués à d'autres permis de recherche du même titulaire. Toutefois, ce report des dépenses vers d'autres permis n'est autorisé que dans la mesure où ces derniers se trouvent sur un territoire compris, au moins en partie, à l'intérieur d'un cercle d'un rayon de 40 kilomètres depuis le permis révoqué. À ce jour, aucun des neuf titulaires dont les permis ont été révoqués ne s'est prévalu de cette possibilité<sup>278</sup>.

222. Deuxièmement, le projet de loi vise à dispenser les titulaires de permis de recherche situés ailleurs au Québec de l'obligation de réaliser annuellement des travaux afin de conserver leurs permis et ce, pendant la durée des études environnementales alors en cours, notamment l'ÉES-GS. Ainsi, le projet de loi exempte le titulaire d'un permis de recherche d'exécuter les travaux de recherche annuels requis par la *Loi sur les mines* jusqu'à une date déterminée par le ministre, laquelle ne peut excéder le 13 juin 2014<sup>279</sup>. Le projet de loi prévoit aussi que la période de validité des permis est alors réputée suspendue. Enfin, un titulaire de permis qui décide néanmoins d'effectuer des travaux de recherche durant cette période voit son obligation de produire un rapport annuel de travaux également reportée.

223. Contrairement à ce que prétend la demanderesse, les permis de recherche n'ont pas été suspendus<sup>280</sup>. Seule leur période de validité est suspendue ce qui a pour effet de prolonger leur période de validité au-delà de la période prévue à la *Loi sur les mines*. Ces dispositions ne font qu'accorder une dispense afin de permettre aux détenteurs de permis qui le désirent d'attendre la fin des études avant d'effectuer les travaux de recherche normalement requis par la *Loi sur les mines*. De plus, ces dispositions s'appliquent à l'ensemble des permis de recherche au Québec. Ainsi, les détenteurs de permis de recherche au Québec sont en tout temps demeurés libres de procéder à des travaux d'exploration sur le territoire de leurs permis, incluant des forages

---

<sup>278</sup> RWS-001-Asselin, ¶ 15.

<sup>279</sup> Cette échéance a depuis été reportée avec l'adoption de : **R-036**, *Loi modifiant la Loi limitant les activités pétrolières et gazières et d'autres dispositions législatives*, LQ 2014, chapitre 6 (Projet de loi n°5, 1<sup>ère</sup> session, 41<sup>ème</sup> législature, sanctionné le 13 juin 2014).

<sup>280</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 170.

directionnels avec fracturation hydraulique. Or, depuis 2010, aucun forage n'a été réalisé dans les basses-terres du Saint-Laurent<sup>281</sup>.

224. Suite à sa présentation, le principe du projet de loi a été adopté sans opposition par l'Assemblée nationale le 19 mai 2011. Le projet de loi a ensuite fait l'objet de consultations particulières dans le cadre des travaux de la Commission de l'agriculture, des pêcheries, de l'énergie et des ressources naturelles (la « Commission des ressources naturelles »). La Commission des ressources naturelles a alors recueilli les commentaires de cinq organisations non gouvernementales ainsi que de l'APGQ, dont le président est venu témoigner accompagné du chef des opérations de Junex, M. Peter Dorrins, et du président-directeur-général de la corporation Altai, une autre compagnie dont certains permis ont été révoqués<sup>282</sup>. Ces commentaires ont permis de dégager un consensus parmi la grande majorité des intervenants en faveur de l'adoption d'une interdiction des activités d'exploration et d'exploitation des ressources en hydrocarbures contenues sous le fleuve Saint-Laurent.

225. Le projet de loi a ensuite poursuivi son cheminement parlementaire et a été soumis à une étude détaillée, article par article, de la part des membres de la Commission des ressources naturelles lors des séances du 2 et du 7 juin 2011. La Commission des ressources naturelles a déposé à l'Assemblée nationale un rapport de son étude qui propose certains amendements mineurs au projet de loi. Le rapport a été adopté le 9 juin 2011 et le projet de loi tel qu'amendé a été adopté à l'unanimité des 125 voix de l'Assemblée nationale le 10 juin 2011. La *Loi* est sanctionnée et entre en vigueur le 13 juin 2011<sup>283</sup>.

226. Contrairement aux allégations de la demanderesse<sup>284</sup>, l'adoption du projet de loi ne s'est pas faite en catimini ou de manière autrement irrégulière mais bien en toute transparence dans le respect le plus strict du processus législatif et parlementaire québécois. S'il est vrai que la *Loi* a

---

<sup>281</sup> RWS-001-Asselin, ¶ 15.

<sup>282</sup> **R-037**, Commission de l'agriculture, des pêcheries, de l'énergie et des ressources naturelles, *Journal des débats*, Consultations particulières sur le projet de loi n°18, *Loi limitant les activités pétrolières et gazières*, 31 mai 2011.

<sup>283</sup> Étant donné que l'ÉES-globale sur les hydrocarbures est toujours en cours, l'Assemblée nationale a amendé la *Loi* le 13 juin 2014 afin de donner au gouvernement la faculté de prolonger au-delà de cette date la période au cours de laquelle le titulaire d'un permis de recherche est exempté d'exécuter les travaux de recherche requis par la *Loi sur les mines* : **R-036**, *Loi modifiant la Loi limitant les activités pétrolières et gazières et d'autres dispositions législatives*, LQ 2014, chapitre 6 (Projet de loi n°5, 1<sup>ère</sup> session, 41<sup>ème</sup> législature, sanctionné le 13 juin 2014).

<sup>284</sup> Avis d'arbitrage, ¶¶ 13, 46 et 51.

été adoptée sans délai, cela ne tient qu'au fait que son contenu faisait l'objet d'un large consensus auprès de tous les partis politiques représentés à l'Assemblée nationale, comme en témoigne justement son adoption à l'issue d'un vote unanime, et à l'importance de ses objectifs.

227. Suite à l'entrée en vigueur de la *Loi*, le ministère des Ressources naturelles communique avec tous les titulaires de permis de recherche affectés par la *Loi*. [REDACTED]

[REDACTED]

228. Le 2 septembre 2011, le directeur de la Direction du bureau des hydrocarbures du ministère des Ressources naturelles écrit à Junex afin de l'informer de la révocation et de la diminution de la superficie des neuf permis de recherche de l'entreprise situés entièrement ou partiellement dans le fleuve Saint-Laurent, dont le permis fluvial. Dans cette lettre, M. Desrochers informe Junex de la possibilité d'appliquer les travaux de recherche effectués sur le territoire des permis révoqués à d'autres permis qui demeurent valides. La lettre est également accompagnée d'un chèque à titre de remboursement d'une partie des droits annuels déjà payés par Junex pour les permis affectés par la *Loi*<sup>286</sup>.

**E. Les intérêts contractuels de la demanderesse dans cinq permis de recherche de Junex**

**1. Forest Oil conclut un contrat d'affermage avec Junex**

229. Forest Oil est une compagnie publique incorporée dans l'État de New York et dont le siège social est à Denver au Colorado. Ses actions sont largement réparties et se transigent sur la

<sup>285</sup> R-132, Lettre du ministère des Ressources naturelles à Junex Inc., Québec, 11 juillet 2011.

<sup>286</sup> R-038, Lettre du ministère des Ressources naturelles à Junex Inc., Québec, 2 septembre 2011.

bourse de New York<sup>287</sup>. Jusqu'au 26 mai 2011, elle détenait l'ensemble du capital-actions de la compagnie Canadian Forest Oil Ltd. (« Canadian Forest Oil »), une compagnie incorporée en Alberta et dont le siège social est à Calgary. La compagnie a été renommée Lone Pine Ressources Canada Ltd. le 30 juin 2011<sup>288</sup>. Selon la demanderesse, Forest Oil est reconnue dans l'industrie pétrolière et gazière comme étant une compagnie précurseur (« *first mover* ») car elle figure souvent parmi les premières compagnies à utiliser certaines technologies dans des bassins géologiques qui n'ont pas encore été explorés<sup>289</sup>. Cette stratégie comporte un risque d'affaires accru, notamment lorsque les techniques d'exploration et d'exploitation envisagées s'avèrent inappropriées pour le milieu dans lequel elles sont proposées.

230. Le 5 juin 2006, Forest Oil conclut un contrat d'affermage avec la compagnie Junex, une compagnie incorporée au Québec, dont le siège social est à Québec et qui est contrôlée par des intérêts canadiens<sup>290</sup>.

231. Ce contrat accorde à Forest Oil l'option d'acquérir une participation de 100 %<sup>291</sup> dans les produits de l'exploitation éventuelle des ressources se trouvant dans un horizon géologique précis situé sur quatre permis terrestres détenus par Junex moyennant la réalisation de travaux d'exploration sur le territoire de ces permis d'une valeur de [REDACTED]. Advenant le cas où Forest Oil lève l'option qui lui a été consentie et effectue des travaux de cette valeur, Junex s'engage à céder à Forest Oil un intérêt de 100 % dans les produits de l'exploitation éventuelle de la ressource dans l'horizon géologique situé entre la surface et l'équivalent stratigraphique du toit de la formation du Trenton/Black-River à 743 mètres de profondeur. Junex retiendrait alors une redevance dérogatoire brute de [REDACTED], convertible en une participation de [REDACTED] après le recouvrement des coûts du projet.

---

<sup>287</sup> **C-088**, Forest Oil, 2013 Annual Report (as amended), US Securities and Exchange Commission Form 10-k/A, filed 1 October 2014.

<sup>288</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 18.

<sup>289</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 76.

<sup>290</sup> **C-017**, Letter Agreement between Forest Oil and Junex, dated 5 June 2006.

<sup>291</sup> Traduction libre de « 100 % Working Interest », tel qu'il appert de : **C-017**, Letter Agreement between Forest Oil and Junex, dated 5 June 2006. Cette participation est appelée à décroître suivant l'exercice de l'option par Junex de détenir une redevance brute de [REDACTED].

232. Le contrat vise les quatre permis terrestres. Ceux-ci sont contigus et situés près de la ville de Trois-Rivières, entre Québec et Montréal, dans une zone habitée et agricole. Le Contrat d'affermage ne fait aucune mention de la partie du territoire située dans le fleuve entre les quatre permis terrestres.

233. Le Contrat d'affermage du 5 juin 2006 ne crée pas une coentreprise (« *joint venture* ») entre les parties, contrairement à ce que prétend la demanderesse aujourd'hui<sup>292</sup>. En effet, le paragraphe 13 du contrat prévoit expressément que « It is understood that this Agreement is not intended to create a partnership or joint venture between Forest and Junex, nor shall the provisions of this Agreement be construed as creating such a relationship ».

234. En l'espèce, comme l'explique Me Gagné, il appert clairement de l'ensemble des dispositions du Contrat d'affermage que Junex a conservé, relativement aux quatre permis terrestres, toutes les obligations qui lui incombent en vertu de la *Loi sur les mines* et du *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*<sup>293</sup>. Le Contrat d'affermage ne confère pas de droit réel à LPRC et Junex ne cède aucun droit sur les permis terrestres aux termes de ce contrat<sup>294</sup>.

235. Ce Contrat d'affermage est le premier d'une série de contrats conclus par Forest Oil avec d'autres détenteurs de permis de recherche au Québec. [REDACTED]

[REDACTED]. Tous ces contrats visent des permis de recherche situés dans les basses-terres du Saint-Laurent et détenus par d'autres compagnies. Aucun de ces permis n'est situé dans le fleuve Saint-Laurent et aucun n'a donc été affecté par la mesure qui fait l'objet de ce différend.

<sup>292</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 72.

<sup>293</sup> RER-002-Gagné, ¶ 89.

<sup>294</sup> RER-002-Gagné, ¶ 90.

<sup>295</sup> C-037, Virginie Lavoie, Presentation, "Canadian Forest Oil's Farm-In Areas in Quebec", dated April 2010.

236. Au mois de juillet 2006, la demanderesse allègue que Forest Oil a communiqué avec M. Jean-Yves Laliberté qui occupait alors le poste de coordonnateur de l'exploration au ministère des Ressources naturelles. Ce dernier aurait alors informé Forest Oil que le ministère des Ressources naturelles était disposé à lui octroyer un permis de recherche pour le territoire situé dans le fleuve Saint-Laurent entre les quatre permis terrestres de Junex et ce, afin de lui permettre d'accéder aux ressources sous le fleuve par des forages horizontaux effectués à partir de la rive. La demanderesse n'a produit aucun document pour étayer ses allégations, celles-ci se fondent uniquement sur le témoignage de M. Wiggin, alors directeur de l'exploration chez Forest Oil.

237. Le 28 juillet 2006, soit presque deux mois après la conclusion du Contrat d'affermage pour les quatre permis terrestres, la demanderesse soumet une demande de permis de recherche pour un territoire d'environ 11 600 hectares situé dans le fleuve Saint-Laurent entre Trois-Rivières et Sainte-Anne-De-La-Pérade<sup>296</sup>. Ce permis ne sera jamais émis car la demanderesse, pour des raisons d'affaires qui lui sont propres, a décidé de retirer sa demande et de permettre à Junex de soumettre une demande d'agrandissement de son permis de recherche 2006RS184 englobant ce même territoire situé dans le fleuve Saint-Laurent<sup>297</sup>.

238. Le 18 décembre 2006, Forest Oil et Junex concluent un contrat en vertu duquel le territoire visé par la demande de permis de recherche de Forest Oil du 28 juillet 2006 serait plutôt couvert par une demande d'élargissement du permis de recherche de Junex 2006RS184 situé sur la rive sud du fleuve Saint-Laurent. Junex octroierait à Forest Oil une participation dans l'horizon géologique défini dans le Contrat d'affermage du 5 juin 2006 selon les termes prévus dans ce contrat à l'exception que cette participation serait automatiquement acquise et ne serait pas assujettie à l'obligation d'exécuter des travaux de recherche (le « Contrat fluvial »)<sup>298</sup>. Tel que l'explique Me Gagné :

Ici encore, Junex ne cède aucun droit sur le permis fluvial; elle accorde plutôt à Forest Oil un intérêt économique futur correspondant à 100 % de l'intérêt

---

<sup>296</sup> **C-018**, Letter Application from the Enterprise to QMNR, dated 28 July 2006.

<sup>297</sup> **R-122**, Courriel de Jean-Yves Laliberté à Jean-Sébastien Marcil, 1<sup>er</sup> décembre 2006.

<sup>298</sup> **C-022C**, Letter Agreement between Forest Oil and Junex, re: amendments to River Permit Agreement, dated 14 December 2006.



économique direct (« working interest ») dans un horizon géologique (« interval ») précis du territoire couvert par le permis fluvial, soit le « Contract Area »<sup>299</sup>.

239. Le permis de Junex 2006RS184 n'a jamais été élargi tel que le contrat l'envisage. Un nouveau permis de recherche a plutôt été délivré pour un territoire d'une superficie de 13 541 hectares dans le fleuve Saint-Laurent. Selon l'affidavit de Jean-Yves Lavoie, la délivrance d'un nouveau permis aurait été rendu nécessaire par le fait que le permis 2006RS184 couvrait déjà une superficie égale à la limite permise par la *Loi sur les mines*, qui est de 25 000 hectares, et que le ministère des Ressources naturelles aurait vraisemblablement refusé d'agrandir un permis de recherche au-delà de la limite permise<sup>300</sup>. Or, contrairement à ce qu'affirme M. Lavoie, la superficie du permis de recherche 2006RS184 est de 8,155 hectares et un élargissement de 13,541 hectares n'aurait pas augmenté sa superficie au-delà de la limite permise. Pourtant, c'est en vertu de ce Contrat fluvial que la demanderesse prétend détenir des droits dans le permis fluvial de Junex. Le permis fluvial sera émis plus de deux ans après la conclusion du Contrat fluvial. Il s'agit d'un permis distinct du permis 2006RS184 qui n'a jamais été agrandi, contrairement à ce qui est prévu au Contrat fluvial.

## **2. Forest Oil lève l'option qui lui a été consentie et effectue des travaux d'exploration sur le territoire de trois permis terrestres**

240. Le 10 mai 2007, Forest Oil lève l'option que lui confère le Contrat d'affermage et entreprend des travaux de recherche sur le territoire de trois des quatre permis de recherche de Junex en milieu terrestre : le permis 2010RS285 situé sur la rive nord du Saint-Laurent et les permis 2006RS184 et 2009RS286 situés sur la rive sud.

241. Plus particulièrement, ces travaux se divisent en trois catégories : 1) ceux relatifs au forage d'un puits d'exploration sur le territoire du permis de recherche 2010RS285; 2) ceux relatifs à la complétion d'un puits existant de Junex sur le territoire du permis 2006RS184 de même que l'analyse de carottes de forage et des travaux d'arpentage pour ce puits; et 3) des levés sismiques

---

<sup>299</sup> RER-002-Gagné, ¶ 92.

<sup>300</sup> CWS-004-Lavoie, ¶ 18.

effectués sur le territoire des permis 2006RS184 et 2009RS286. Selon la demanderesse, les coûts de ces travaux totalisent la somme de 11 607 000 \$US<sup>301</sup>.

242. Bien que la demanderesse présente ces travaux comme ayant été effectués pour développer l'ensemble du Bloc Champlain/Bécancour<sup>302</sup> aucun de ces travaux de recherche n'a en fait été effectué sur le permis fluvial qui fait l'objet du différend.

- Le puits Bécancour n°8 situé sur le permis 2006RS184 a été foré par Junex en 2006 et ne contient pas de section horizontale. Il est situé à environ 2,5 km de la rive sud du fleuve Saint-Laurent.
- Le puits Champlain 1H est un puits situé sur le territoire du permis de recherche 2010RS285 à environ 350 mètres de la rive nord du fleuve Saint-Laurent. Contrairement au puits Bécancour n°8, il comporte une section horizontale qui s'éloigne du fleuve Saint-Laurent vers le nord.
- Les levés sismiques effectués en vertu du permis de levé géophysique 2008GA010 ont tous été effectués en milieu terrestre sur le territoire visé par les permis de recherche 2006RS184 et 2009RS286.

---

<sup>301</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 400.

<sup>302</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 397; CER-002-FTI, p. 26.

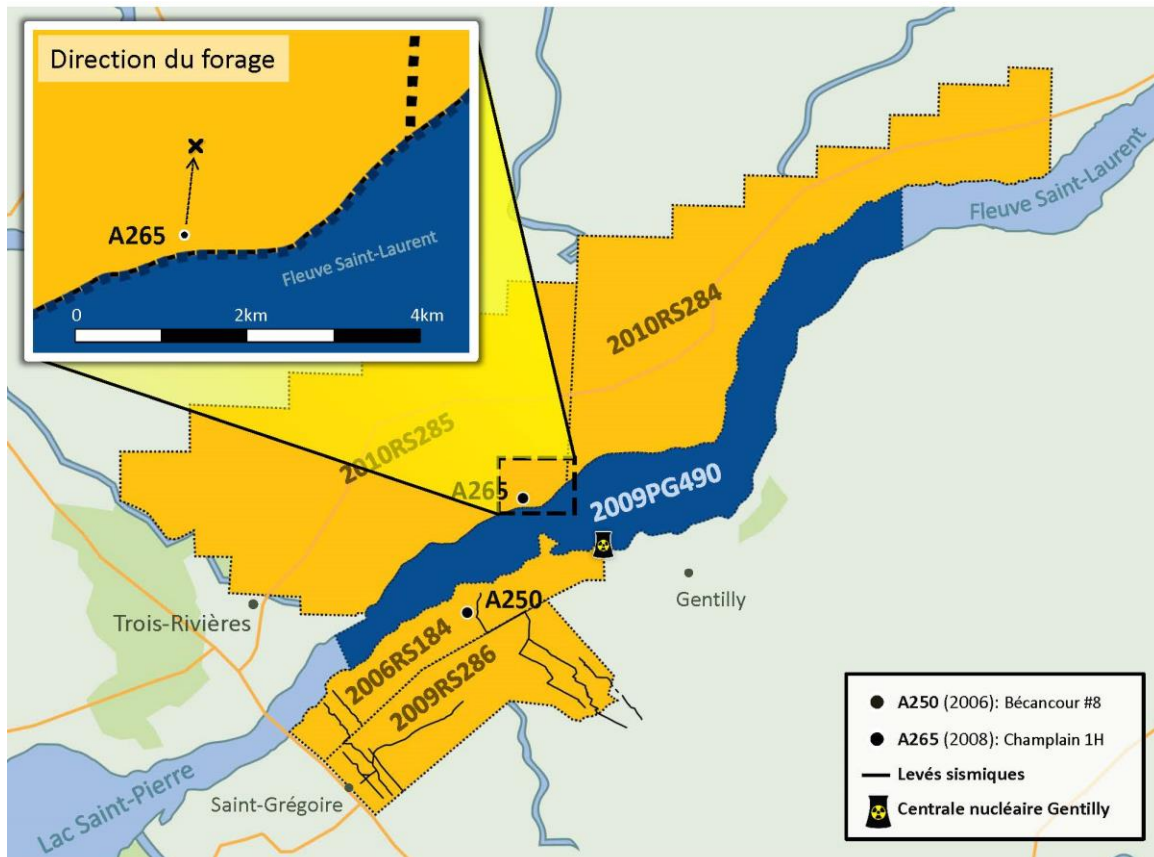


Figure 8 Carte des travaux et levés sismiques effectués sur les permis du Bloc Champlain/Bécancour

243. La très grande majorité de ces travaux ont été effectués avant que le permis fluvial ne soit émis et donc à un moment où ni la demanderesse ni Junex ne pouvait être certaine de l'obtenir. En effet, près de [REDACTED] du montant de 11,607 millions \$US a été dépensé avant le mois de mars 2009<sup>303</sup>. Il apparaît donc clair que même si ces travaux peuvent fournir des informations qui peuvent indirectement se révéler pertinentes pour évaluer le potentiel des ressources situées sous le fleuve Saint-Laurent, ces travaux étaient d'abord et avant tout destinés à évaluer le potentiel des ressources situées sur le territoire des permis terrestres où ils ont été effectués. Ces permis sont toujours en vigueur<sup>304</sup> et les travaux effectués sont par conséquent tout aussi utiles aujourd'hui qu'ils ne l'étaient à l'époque où ils ont été effectués.

<sup>303</sup> CER-002-FTI, Schedule 7; CER-002O, Summary of Bécancour and Champlain Projects Costs by Month.

<sup>304</sup> RER-002-Gagné, ¶ 134 : « La Loi n'a pas changé la nature des droits conférés par les permis terrestres détenus par Junex ».

244. Bien que la demanderesse prétende avoir voulu mettre en œuvre un plan de développement quinquennal afin de mettre en valeur les ressources prétendument contenues sur le territoire du Bloc Champlain/Bécancour<sup>305</sup>, les deux seuls forages exploratoires effectués sur ce territoire ont été effectués en 2008, soit avant l'émission du permis fluvial. Aucun forage additionnel n'y a été effectué depuis. Selon le mémoire de la demanderesse, les seules activités ayant eu lieu sur ce territoire en 2009 et 2010 sont des inspections annuelles, l'entretien du site et de la surveillance. D'autres activités de remise en état du site ont lieu en 2011 et 2012, mais aucune activité d'exploration n'y est effectuée<sup>306</sup>.

### 3. Junex obtient le permis fluvial

245. Le 17 mars 2009, le ministère des Ressources naturelles délivre à Junex le permis fluvial d'une superficie de 13 541 hectares entièrement situé dans le fleuve Saint-Laurent moyennant le paiement des droits de la première année de validité du permis, soit le montant de 1 354 \$CA<sup>307</sup>.

246. Il ressort du mémoire de la demanderesse que ni Forest Oil ni LPRC n'avaient l'intention d'exploiter le territoire visé par le permis fluvial de manière indépendante des quatre autres permis terrestres contigus du Bloc Champlain/Bécancour. Au contraire, la demanderesse explique qu'il n'avait jamais été question de forer des puits verticaux à partir de plateformes de forage dans le fleuve mais bien des puits horizontaux à partir du territoire des permis terrestres qui se prolongeraient sous le fleuve<sup>308</sup>. Le projet de la demanderesse prévoyait l'exploitation de l'ensemble du territoire visé par les cinq permis de recherche contigus sans égard aux délimitations du périmètre mitoyen des permis<sup>309</sup>.

---

<sup>305</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 119.

<sup>306</sup> Mémoire de la demanderesse, pp. 70-71.

<sup>307</sup> **R-130**, Ministère des Ressources naturelles, Tableau des états financiers : 2009PG490, 17 mars 2009.

<sup>308</sup> CWS-001-Axani, ¶¶ 28-29; CWS-002-Wiggin, ¶ 13.

<sup>309</sup> Mémoire de la demanderesse, où elle réfère à l'ensemble des cinq permis comme étant un seul bloc de permis, le Bloc Champlain/Bécancour, voir par exemple ¶¶ 75, 76 et 83.

#### 4. Forest Oil cède à LPRC ses droits contractuels liés aux permis de recherche du Bloc Champlain/Bécancour

247. Le 8 avril 2009, Forest Oil cède à sa filiale canadienne les droits contractuels qu'elle détient en vertu du Contrat d'affermage du 5 juin 2006 moyennant la somme de [REDACTED]<sup>310</sup> (le « Contrat de cession entre Forest Oil et Canadian Forest Oil »)<sup>311</sup>. Cette cession est rétroactive au 1<sup>er</sup> octobre 2007.

248. Le 28 janvier 2010, LPRC et Junex concluent deux contrats de cession (les « Contrats de cession entre Junex et LPRC »)<sup>312</sup>. Ces contrats confèrent à LPRC certains droits découlant du Contrat d'affermage conclu entre Forest Oil et Junex le 5 juin 2006 et du Contrat fluvial du 18 décembre 2006<sup>313</sup>. Ils ne lui confèrent toutefois aucun droit réel :

Ce n'est pas parce qu'il est relatif à un droit minier réel et immobilier qu'un acte est constitutif d'un tel droit. L'Acte de cession relatif au permis fluvial ne fait aucune mention de la cession d'un intérêt dans le permis fluvial comme tel; j'en conclus qu'il ne s'agit pas de la cession d'un droit réel dans le permis fluvial.

Je souligne que l'intérêt économique futur correspondant à 100 % de l'intérêt économique direct (« working interest ») dans un horizon géologique (« interval ») précis du territoire couvert par le permis fluvial ne constitue pas un droit immédiat. En effet, il est assujéti à plusieurs conditions, notamment la réalisation de travaux d'exploration menant à la découverte d'un gisement économiquement exploitable ainsi que l'octroi d'un bail d'exploitation en faveur du titulaire du permis fluvial, soit Junex. Junex demeure donc un intermédiaire entre CFOL et le droit à l'intérêt économique<sup>314</sup>.

249. Le 21 avril 2010, Junex avise le ministère des Ressources naturelles de ses Contrats de cession avec LPRC et lui demande de consigner la cession d'intérêts au registre minier. Ce

---

<sup>310</sup> **C-032**, Assignment Agreement between Forest Oil and the Enterprise re: Farmout Agreement between Forest Oil and Junex, dated 8 April 2009.

<sup>311</sup> RER-002-Gagné, ¶ 95-96.

<sup>312</sup> **C-034**, Assignment Agreement between the Enterprise and Junex re: assignment of working interest in the River Permit, dated 28 January 2010 (le « Contrat de cession fluviale entre Junex et LPRC »); **C-035**, Assignment Agreement between the Enterprise and Junex re: assignment of working interest in the Original Permits, dated 28 January 2010 (le « Contrat de cession terrestre entre Junex et LPRC »).

<sup>313</sup> Avis d'arbitrage, ¶¶ 27 et 30.

<sup>314</sup> RER-002-Gagné, ¶ 101-102.

faisant, Junex utilise erronément un formulaire intitulé « Transferts de droits »<sup>315</sup>. La cession à LPRC des droits contractuels reliés aux permis de Junex est néanmoins portée au registre minier le 21 avril 2010. Cet enregistrement n'a aucun effet translatif de droit sur le permis fluvial. Comme l'explique Me Gagné :

Il n'y a aucune mention dans les formulaires de transfert de droits de la cession d'un droit réel dans le permis fluvial ou dans les permis terrestres en tant que tels, ni mention de l'attribution d'une portion ou d'un pourcentage de l'intérêt ou du droit de propriété dans lesdits permis en faveur de CFOL.

De plus, en date du 27 mai 2010, le ministre des Ressources naturelles confirme le transfert du « Assigned Interest » et le fait que Junex demeure seule titulaire du permis fluvial et des permis terrestres. De toute évidence, Junex a retenu la totalité de son droit de propriété dans le permis fluvial et dans les permis terrestres.

Je suis également d'avis que les formulaires de transfert de droits déposés par Junex démontrent l'absence de la cession d'un droit réel relatif au permis fluvial et aux permis terrestres par Junex en faveur de CFOL<sup>316</sup>.

250. En l'espèce, LPRC n'est ainsi jamais devenue titulaire ou co-titulaire des permis terrestres ou du permis fluvial de Junex<sup>317</sup>. Cette dernière est en outre demeurée titulaire du permis fluvial jusqu'à sa révocation lors de l'entrée en vigueur de la *Loi* le 13 juin 2011.

##### **5. Forest Oil cède tous ses droits dans LPRC à la demanderesse qui devient une compagnie publique indépendante de Forest Oil**

251. Le 25 mai 2011, Forest Oil, qui possédait et contrôlait alors directement ou indirectement l'ensemble du capital-actions de LPRC, cède tous ses droits dans LPRC à la demanderesse<sup>318</sup>. En contrepartie, la demanderesse émet à Forest Oil 69 999 999 actions ordinaires, représentant 82,3 % de son capital-actions, et verse un montant de 29 millions \$US<sup>319</sup>. Forest Oil s'engage à

---

<sup>315</sup> **R-006**, Formulaire de transferts de droits relatif au permis d'exploration de Junex 2009PG490, 19 avril 2010.

<sup>316</sup> RER-002-Gagné, ¶ 114-116.

<sup>317</sup> RER-002-Gagné, ¶ 136. « Je suis d'avis que Junex n'a cédé aucun droit réel à [LPRC] relativement au permis fluvial; elle a plutôt cédé à [LPRC] un droit éventuel à un intérêt économique futur correspondant à 100 % de l'intérêt économique direct (« *working interest* ») dans un horizon géologique (« *interval* ») précis du territoire couvert par le permis fluvial ».

<sup>318</sup> **R-163**, *Separation and Distribution Agreement by and among Forest Oil Corporation, Canadian Forest Oil LTD., and Lone Pine Resources Inc.*, datant du 25 mai 2011, article 2.2.

<sup>319</sup> **R-163**, *Separation and Distribution Agreement by and among Forest Oil Corporation, Canadian Forest Oil LTD., and Lone Pine Resources Inc.*, datant du 25 mai 2011, article 2.2.

utiliser cette somme pour rembourser certaines dettes et distribuer un dividende à ses actionnaires<sup>320</sup>.

252. Le 1<sup>er</sup> juin 2011, la demanderesse complète un appel public à l'épargne aux États-Unis et au Canada de 17,7 % de son capital-actions<sup>321</sup>. Dans le cadre de l'appel public à l'épargne sur les marchés canadiens, la demanderesse publie un prospectus le 25 mai 2011 qui fait état de ses intérêts dans de nombreux sites miniers en Colombie-Britannique, en Alberta, dans les Territoires du Nord-Ouest et au Québec<sup>322</sup>. En ce qui a trait aux intérêts de la demanderesse dans la région du shale d'Utica, le prospectus mentionne : « We have significant undeveloped shale acreage positions in the Utica Shale in Québec and the Liard Basin in the Northwest Territories, which are in the early stages of evaluation and have the potential to contain large-scale gas accumulations. »<sup>323</sup> Alors que le prospectus identifie des réserves d'hydrocarbures prouvées et probables de même que des réserves exploitées prouvées et probables en Colombie-Britannique et en Alberta, aucune telle réserve n'est identifiée dans la région du shale d'Utica<sup>324</sup>.

253. Le prospectus met en garde les épargnants de nombreux risques inhérents à l'industrie pétrolière et gazière et au modèle d'affaires de la demanderesse<sup>325</sup>. Parmi ces risques, le prospectus note que :

- les prix des ressources pétrolières et gazières sont volatils et peuvent grandement influencer la viabilité financière de l'entreprise;
- le modèle d'affaires exige des contributions en capitaux significatives et il est possible que la compagnie ne puisse accéder à des capitaux de manière économique;

---

<sup>320</sup> **R-163**, *Separation and Distribution Agreement by and among Forest Oil Corporation, Canadian Forest Oil LTD., and Lone Pine Resources Inc.*, datant du 25 mai 2011, article 2.2.

<sup>321</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 27.

<sup>322</sup> **CER-002A**, Lone Pine Resources Inc. – Supplemented Prep Prospectus, May 25, 2011.

<sup>323</sup> **CER-002A**, Lone Pine Resources Inc. – Supplemented Prep Prospectus, May 25, 2011, p. 5 (nos soulignés).

<sup>324</sup> **CER-002A**, Lone Pine Resources Inc. – Supplemented Prep Prospectus, May 25, 2011, p. 2.

<sup>325</sup> **CER-002A**, Lone Pine Resources Inc. – Supplemented Prep Prospectus, May 25, 2011, pp. 18-47.

- les réserves prouvées et probables sont des estimations qui dépendent de plusieurs hypothèses. Toute inexactitude quant à ces hypothèses peut affecter de manière importante la quantification des réserves et ultimement la rentabilité de l'entreprise.

254. En ce qui a trait aux risques spécifiques aux activités de la demanderesse dans le shale d'Utica, le prospectus indique :

We sometimes explore in new or emerging plays. These activities are more uncertain than drilling in areas that are developed and have established production. Because emerging plays and new formations have limited or no production history, we are less able to use past drilling results to help predict future results. The lack of historical information may result in our being unable to fully execute our expected drilling programs in these areas, or the return on investment in these areas may turn out to not be as attractive as anticipated. We cannot assure you that our future drilling activities in the Utica Shale in Québec, the Liard Basin in the Northwest Territories, or other emerging plays will be successful or, if successful, will achieve the potential resource levels that we currently anticipate based on the drilling activities that have been completed or will achieve the anticipated economic returns based on our current cost models.<sup>326</sup>

255. Le prospectus fait aussi état d'un risque lié à l'adoption de nouvelles lois ou de nouveaux règlements liés aux activités de fracturation hydraulique qui pourraient avoir un impact sur les coûts de ces activités<sup>327</sup>. Il réfère spécifiquement au Rapport 273 du BAPE et à la décision du ministre de l'Environnement d'entamer l'ÉES-GS le 8 mars 2011.

256. Curieusement, alors que la *Loi* a été déposée à l'Assemblée nationale le 12 mai 2011, et que la demanderesse devait ou aurait dû savoir à ce moment-là que le gouvernement du Québec révoquait les permis de recherche situés dans le fleuve Saint-Laurent, le prospectus de la demanderesse ne contient aucune mention de la mesure qui fait l'objet du différend. En effet, les règles canadiennes et américaines régissant les appels publics à l'épargne exigent qu'un émetteur informe le public de toute circonstance pouvant avoir un impact sur la valeur du titre<sup>328</sup>. En

---

<sup>326</sup> CER-002A, Lone Pine Resources Inc. – Supplemented Prep Prospectus, May 25, 2011, p. 27 (nos soulignés).

<sup>327</sup> CER-002A, Lone Pine Resources Inc. – Supplemented Prep Prospectus, May 25, 2011, p. 31.

<sup>328</sup> Au Québec, l'article 13 de **R-161**, *Loi sur les valeurs mobilières*, RLRQ, c V-1.1 (version en vigueur le 12 juin 2011) prévoit l'obligation générale de révéler de façon complète, véridique et claire tout fait important relatif aux titres faisant l'objet du placement. Le **R-088**, *Règlement 41-101 sur les obligations générales relatives au prospectus*, RLRQ, c V-1.1, r 14, réitère cette obligation et la Rubrique 21 de ce règlement indique que les facteurs de risque doivent être divulgués dans le prospectus. Chaque province de common law prévoit dans sa législation en



l'espèce, s'il est exact que les intérêts de la demanderesse dans le permis fluvial avaient une certaine valeur autre que spéculative et étaient susceptibles de ne plus avoir de valeur suivant l'adoption de la *Loi*, la demanderesse aurait dû divulguer l'existence de la mesure proposée dans ses prospectus déposés auprès des autorités des valeurs mobilières au Canada et aux États-Unis.

257. Le 30 septembre 2011, Forest Oil distribue ses actions restantes du capital-actions de la demanderesse à ses actionnaires et la demanderesse devient alors une compagnie publique cotée en bourse entièrement indépendante de Forest Oil<sup>329</sup>.

## 6. La demanderesse est insolvable et se place sous la protection de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies*

258. Les nombreuses mises en garde contenues dans le prospectus de la demanderesse présagent malheureusement l'avenir de la compagnie. Le 25 septembre 2013, soit à peine deux ans après l'appel public à l'épargne, la demanderesse présente une requête à la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta pour se placer sous la protection de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies*<sup>330</sup>. Cette loi permet à certaines entreprises commerciales en difficulté financière d'en arriver à des arrangements avec leurs créanciers pour leur permettre d'assurer la continuation des affaires de la compagnie et éviter sa liquidation<sup>331</sup>.

259. Dans un affidavit déposé à l'appui de la requête, le président-directeur-général de la demanderesse, M. Tim Granger, identifie les facteurs ayant mené à l'insolvabilité de la demanderesse : 1) la baisse soutenue du prix du gaz naturel; 2) des difficultés temporaires

---

matière de valeurs mobilières une obligation de divulgation. Par exemple, en Ontario, **R-127**, *Loi sur les valeurs mobilières*, RSO 1990, C S5, article 56 prévoit que « A prospectus shall provide full, true and plain disclosure of all material facts relating to the securities issued or proposed to be distributed and shall comply with the requirements of Ontario securities law. » Des règlements et formulaires viennent aussi compléter ces lois et règlements par une obligation de divulgation des facteurs de risque. Aux États-Unis, la **R-104**, *Securities Act of 1933*, P.L. 112-106 et sa réglementation prévoient aussi qu'un émetteur assujetti doit décrire les facteurs de risque associés à ses titres de placement.

<sup>329</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 28.

<sup>330</sup> **R-126**, *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies*, LRC 1985, c. C-36 (version en vigueur le 25 septembre 2013).

<sup>331</sup> **R-110**, In the matter of the *Companies' Creditors Arrangement Act*, RSC 1985, c. C-36 as amended, In the matter of the *Business Corporations Act*, RSA 2000, c. B-9, as amended and In the matter of the compromise or arrangement of *Lone Pine Resources Canada Ltd., Lone Pine Resources Inc., Lone Pine Resources (Holdings) Inc., Wiser Delaware LLC. and Wiser Oil Delaware, LLC., Originating Application*, Court of Queen's Bench of Alberta (Court File No. 1301-11352), 25 septembre 2013.

d'ordre opérationnel liées au forage de certains puits dans l'Ouest canadien; et 3) un accès limité aux liquidités nécessaires pour financer les opérations de la compagnie<sup>332</sup>. La mesure contestée dans cet arbitrage n'est pas identifiée comme cause de l'insolvabilité de la demanderesse.

260. La Cour du Banc de la Reine de l'Alberta accueille la requête de la demanderesse le même jour et nomme le cabinet d'experts comptables PricewaterhouseCoopers à titre de contrôleur pour surveiller les affaires et les finances de la demanderesse<sup>333</sup>.

261. Le 26 septembre 2013, LPRC présente une requête auprès de la *United States Bankruptcy Court for the district of Delaware* afin de faire reconnaître la décision du tribunal judiciaire canadien aux États-Unis<sup>334</sup>. Dans le cadre de ces procédures aux États-Unis, LPRC explique la décision de saisir les tribunaux judiciaires canadiens en premier par le fait que le groupe de compagnies constitué par la demanderesse et sa filiale est essentiellement canadien :

The center of main interests for the Debtors' enterprise is Calgary, Alberta, Canada. The Debtors are managed on a consolidated basis out of their corporate headquarters in Calgary, Alberta. All corporate-level decision-making and corporate administrative functions affecting the Debtors, including decisions on capital expenditures and business development initiatives, are centralized in the Calgary office; indeed, the entire LPR Group management team is based in Calgary. Additionally, all active business operations of the LPR Group are undertaken, and all producing assets of the LPR Group are located, entirely in Canada.

Although [Debtors LPRI, Wiser Delaware, and Wiser Oil] are incorporated [or otherwise organized] under the laws of the United States, the LPR Group has

---

<sup>332</sup> **R-109**, In the matter of the *Companies' Creditors Arrangement Act*, R.S.C. 1985, c. C-36 as amended, In the matter of the *Business Corporations Act*, R.S.A. 2000, c. B-9, as amended and In the matter of the compromise or arrangement of *Lone Pine Resources Canada Ltd., Lone Pine Resources Inc., Lone Pine Resources (Holdings) Inc., Wiser Delaware LLC. and Wiser Oil Delaware, LLC., Affidavit of Tim S. Granger (Form 49)*, Court of Queen's Bench of Alberta (Court File No. 1301-11352), 25 septembre 2013, pp. 18-22.

<sup>333</sup> **R-111**, In the matter of the *Companies' Creditors Arrangement Act*, R.S.C. 1985, c. C-36 as amended, In the matter of the *Business Corporations Act*, R.S.A. 2000, c. B-9, as amended and In the matter of the compromise or arrangement of *Lone Pine Resources Canada Ltd., Lone Pine Resources Inc., Lone Pine Resources (Holdings) Inc., Wiser Delaware LLC. and Wiser Oil Delaware, LLC., CCAA Initial Order*, Court of Queen's Bench of Alberta (Court File No. 1301-11352), 25 septembre 2013.

<sup>334</sup> **R-164**, In the matter of the *Companies' Creditors Arrangement Act*, R.S.C. 1985, c. C-36 as amended, In the matter of the *Business Corporations Act*, R.S.A. 2000, c. B-9, as amended and In the matter of the compromise or arrangement of *Lone Pine Resources Canada Ltd., Lone Pine Resources Inc., Lone Pine Resources (Holdings) Inc., Wiser Delaware LLC. and Wiser Oil Delaware, LLC., Notice of Recognition Hearing*, 26 septembre 2013.

no operations in the United States and Canada is the nerve center of the LPR Group.<sup>335</sup>

262. Ainsi placée à l'abri de ses créanciers, la compagnie présente un plan d'arrangement en vertu duquel les actions existantes et en circulation de la demanderesse sont toutes annulées et de nouvelles actions sont émises au nom des créanciers. Certains des créanciers ayant effectué un nouvel apport en capital bénéficient d'actions à votes multiples leur conférant au-delà de 75 % des droits de vote de la demanderesse.

263. Le contrôleur PricewaterhouseCoopers produit un rapport à la Cour du Banc de la Reine de l'Alberta le 10 décembre 2013 où il estime que le plan d'arrangement proposé par la demanderesse est juste et raisonnable. Le contrôleur fonde son appréciation sur la réalité économique du secteur pétrolier et gazier, les efforts déployés par l'administration de la compagnie pour trouver des acheteurs pour certains actifs de la compagnie et les besoins de la compagnie en capitaux pour lui permettre de poursuivre ses activités de forage<sup>336</sup>.

264. Dans son évaluation de la valeur des actifs de la demanderesse au Québec, lesquels incluent les intérêts contractuels dans les quatre permis terrestres de Junex du Bloc Champlain/Bécancour, le contrôleur note :

#### ESTIMATED VALUE OF NON-CORE ASSETS

##### **Quebec Properties**

Currently, there is no production from the Quebec Properties and, due to the moratorium on shale gas activities and development imposed by the Government of Quebec, there is no path to develop production from the Quebec Properties at the present time. The Monitor is not aware of any near or medium term solution that would see any development permitted.

No reserves are currently attributed to the Quebec Properties as the inventory of exploration wells drilled has not proven to be economically viable.

---

<sup>335</sup> **R-112**, In re: *Lone Pine Resources Inc., et al.*, Debtors in a Foreign Proceeding, *Notice of Foreign Representative's Motion for Order Recognizing and Enforcing the Order of the Canadian Court Sanctioning and Approving the CCAA Plan*, United States Bankruptcy Court for the District of Delaware (Case No. 13-12487 (BLS)), Chapter 15, 23 décembre 2013, p. 3 (nos soulignés).

<sup>336</sup> **R-090**, PricewaterhouseCoopers, *Lone Pine Resources Inc. et al.*, Monitor Sixth Report to Court, 10 décembre 2013, p. 41, en ligne : < [http://www.pwc.com/en\\_CA/CA/car/lpr/assets/lpr-149\\_121113.pdf](http://www.pwc.com/en_CA/CA/car/lpr/assets/lpr-149_121113.pdf) >.

The Financial Advisor has confirmed that they do not expect that any value would be realized from marketing the Quebec Properties due to the current regulatory environment, the moratorium of shale gas activities and development, and the potential for environmental liabilities associated with cleanup of the Quebec properties. Accordingly, the Monitor expects that little or no value would be realized from a sale of these properties, especially in a liquidation scenario. The Monitor believes that finding a purchaser for the Quebec Properties at any significant price would be highly unlikely and the Quebec Properties have only future exploration value.<sup>337</sup>

265. Un autre passage du rapport est sensiblement au même effet : « [...] no reserves are attributed to the Quebec Properties as the project remains exploratory in nature. »<sup>338</sup>

266. La Cour du Banc de la Reine de l'Alberta approuve le plan d'arrangement le 9 janvier 2014 ce qui permet à la demanderesse de poursuivre ses activités et d'éviter la liquidation de ses actifs<sup>339</sup>.

## II. LE TRIBUNAL N'A PAS JURIDICTION POUR STATUER SUR LE DIFFEREND

### A. Sommaire de la position du Canada

267. Le Canada a consenti à l'arbitrage sous le Chapitre 11 de l'ALÉNA dans la mesure et dans les limites qui y sont établies. La compétence du Tribunal dans cette affaire est donc circonscrite par les dispositions des articles 1101, 1117 et 1139 de l'ALÉNA. L'article 1101 prévoit notamment que le Chapitre 11 de l'ALÉNA, y compris son mécanisme de règlement des différends, « s'applique aux mesures adoptées ou maintenues par une Partie et concernant : a) les investisseurs d'une autre Partie; b) les investissements effectués par les investisseurs d'une autre Partie sur le territoire de la Partie; [...] »

268. L'article 1139 de l'ALÉNA définit ce qu'est un investissement pour les fins du Chapitre 11, notamment :

---

<sup>337</sup> **R-090**, PricewaterhouseCoopers, Lone Pine Resources Inc. et al., Monitor Sixth Report to Court, 10 décembre 2013, p. 24, en ligne : < [http://www.pwc.com/en\\_CA/CA/car/lpr/assets/lpr-149\\_121113.pdf](http://www.pwc.com/en_CA/CA/car/lpr/assets/lpr-149_121113.pdf) >.

<sup>338</sup> **R-090**, PricewaterhouseCoopers, Lone Pine Resources Inc. et al., Monitor Sixth Report to Court, 10 décembre 2013, p.14, en ligne : < [http://www.pwc.com/en\\_CA/CA/car/lpr/assets/lpr-149\\_121113.pdf](http://www.pwc.com/en_CA/CA/car/lpr/assets/lpr-149_121113.pdf) >.

<sup>339</sup> **R-113**, In the matter of the *Companies' Creditors Arrangement Act*, RSC 1985, c. C-36 as amended, In the matter of the *Business Corporations Act*, RSA 2000, c. B-9, as amended and In the matter of the compromise or arrangement of *Lone Pine Resources Canada Ltd., Lone Pine Resources Inc., Lone Pine Resources (Holdings) Inc., Wiser Delaware LLC. and Wiser Oil Delaware LLC., Sanction Order*, Court of Queen's Bench of Alberta (Court File No. 1301-11352), 9 janvier 2014.

**investissement** désigne :

(...)

g) les biens immobiliers ou autres biens corporels et incorporels acquis ou utilisés dans le dessein de réaliser un bénéfice économique ou à d'autres fins commerciales;

h) les intérêts découlant de l'engagement de capitaux ou d'autres ressources sur le territoire d'une Partie pour une activité économique exercée sur ce territoire  
(...)

269. Les tribunaux établis en vertu du Chapitre 11 de l'ALÉNA ont décrit ces articles comme étant la porte d'entrée menant aux dispositions de ce chapitre relatives au règlement des différends, de sorte que le Tribunal ne peut avoir compétence sur le différend que si les conditions prescrites par les articles 1101 et 1139 sont rencontrées<sup>340</sup>.

270. Le Canada soumet que la demande d'arbitrage de la demanderesse ne satisfait ni aux exigences de l'article 1101 ni à celles de l'article 1139 et donc que le Tribunal n'a pas juridiction pour statuer sur ce différend. La réclamation de la demanderesse repose sur le fait que la *Loi* a affecté ses investissements qu'elle identifie comme ses intérêts dans le permis fluvial.

271. Les intérêts de la demanderesse ne sont pas des « biens corporels et incorporels acquis ou utilisés dans le dessein de réaliser un bénéfice économique ou à d'autres fins commerciales » au sens de l'article 1139(g). La demanderesse ne possède aucun droit réel sur la ressource potentielle ou dans le permis fluvial appartenant à Junex. Elle n'a qu'un droit personnel et contractuel à percevoir certains revenus suite à la mise en valeur d'une partie de la ressource

---

<sup>340</sup> **CLA-046**, *Methanex Corporation v. United States of America* (CNUDCI) First Partial Award, 7 août 2002, ¶ 106(i) : « Article 1101(1): This is the gateway leading to the dispute resolution provisions of Chapter 11. Hence the powers of the Tribunal can only come into legal existence if the requirements of Article 1101(1) are met »; **RLA-058**, *Grand River Enterprises Six Nations, Ltd., et al. v. United States of America* (CNUDCI) Award, 12 janvier 2011, ¶ 76: « As other NAFTA tribunals have noted, NAFTA's Article 1101 defines the field of application of NAFTA's Chapter 11, and operates as "gateway" to NAFTA arbitration. »; **CLA-026**, *Bayview Irrigation District et al. v. United Mexican States* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/05/1) Award, 19 juin 2007, ¶ 85: « The role of Article 1101 in determining the scope of the jurisdiction of tribunals established to hear Chapter Eleven claims is clear from the title of the Article. »; **RLA-047**, *Canadian Cattlemen for Fair Trade v. United States of America* (CNUDCI) Award on Jurisdiction, 28 janvier 2008, ¶ 118 : « Article 1101 [is] a key article in terms of the entire Chapter's scope and coverage. »; **RLA-044**, *Apotex Inc. v. United States of America* (CNUDCI) Award on Jurisdiction and Admissibility, 14 juin 2013, ¶ 137: « NAFTA Article 1101 establishes the scope and coverage of the entire investment chapter (Chapter Eleven) of the NAFTA ».

située dans le périmètre de ce permis. De plus, ce droit lui-même est incertain puisque le permis de recherche ne permet pas d'exploiter commercialement la ressource en question.

272. Les intérêts de la demanderesse relatifs au permis fluvial ne sont pas non plus un investissement au sens de l'article 1139(h) puisqu'ils ne découlent pas de l'engagement de capitaux : elle n'a entrepris aucun travail et engagé aucune dépense sur le permis fluvial de Junex.

273. Une fois la nature des intérêts de LPRC, et donc de son investissement allégué, correctement identifiée, il est clair qu'il n'existe aucune « connexion légale substantielle » entre la *Loi* et LPRC ou ses intérêts. Tout au plus, ces intérêts ont été indirectement affectés, ce qui ne rencontre pas les conditions de l'article 1101.

**B. Les allégations de la demanderesse ne portent pas sur le traitement d'un investissement au sens du Chapitre 11 de l'ALÉNA**

274. La demanderesse tente de se décharger de son obligation de satisfaire aux critères des articles 1101, 1117 et 1139 de l'ALÉNA en faisant valoir d'abord qu'elle se qualifie en tant qu' « investisseur d'une Partie » ayant effectué un investissement au Canada puisque LPRC serait une « entreprise » au sens du paragraphe 1139(a)<sup>341</sup>. Le fait de détenir et de contrôler LPRC lui permettrait donc de satisfaire les critères de compétence *ratione personae* des articles 1101 et 1117. Or, la demanderesse ne met de l'avant aucune réclamation liée au traitement de LPRC. En effet, la demanderesse précise qu'elle n'allègue pas que la *Loi* a eu pour effet d'exproprier LPRC ni d'accorder un traitement à LPRC qui serait contraire à la norme minimale de traitement garantie par l'article 1105 de l'ALÉNA<sup>342</sup>. Dans ces circonstances, il importe peu que LPRC puisse être qualifiée d'investissement ou non.

275. Pour que les exigences des articles 1101 et 1117 soient rencontrées, il faut que l'investissement prétendument concerné par la mesure contestée puisse être qualifié d'investissement au sens de l'article 1139 de l'ALÉNA.

---

<sup>341</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 181.

<sup>342</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 181.

276. La demanderesse tente ensuite d'établir que la mesure concerne un investissement de LPRC en alléguant que la *Loi* a révoqué ses droits miniers :

Bill 18 terminated Lone Pine's River Permit Rights by revoking "[a]ny mining right" that had been issued "for the part of the St. Lawrence River west of longitude 64°31'27" in the NAD83 geodetic reference system or for the islands situated in that part of the river."

The River Permit is a discrete asset and qualifies as an investment as defined by the NAFTA: until they were revoked by Bill 18, the River Permit Rights were owned by the Enterprise and therefore indirectly owned and controlled by Lone Pine.<sup>343</sup>

277. Or, LPRC ne possédait pas de droits miniers qui ont été révoqués. Les réclamations de la demanderesse en l'espèce ont trait à ses intérêts acquis suite à des contrats conclus entre Forest Oil et Junex, Forest Oil et LPRC, et, finalement, entre Junex et LPRC. Elles ne portent pas sur le traitement des contrats eux-mêmes. La demanderesse allègue plutôt que les intérêts qui découlent de ces contrats sont des investissements au sens des articles 1139(g) et 1139(h) de l'ALÉNA que le gouvernement du Québec a expropriés<sup>344</sup>. Selon la demanderesse, les intérêts qu'elle détiendrait dans le permis fluvial sont des « biens immobiliers ou autres biens corporels ou incorporels acquis ou utilisés dans le dessein de réaliser un bénéfice économique ou à des fins commerciales » au sens du paragraphe 1139(g)<sup>345</sup>. De plus, elle prétend que ces intérêts découlent « de l'engagement de capitaux ou d'autres ressources sur le territoire d'une Partie pour une activité économique exercée sur ce territoire » au sens du paragraphe 1139(h)<sup>346</sup>.

278. Les prétentions de la demanderesse se fondent sur une compréhension erronée de la nature des droits conférés par le Contrat d'affermage ainsi que sur une présentation inexacte des faits. Tout d'abord, le Contrat d'affermage entre Forest Oil et Junex de même que les Contrats de cession entre LPRC et Junex ne confèrent pas à LPRC un droit minier ou autre droit réel immobilier<sup>347</sup>. Ils ne confèrent pas non plus de droit à la ressource potentiellement présente sur le

---

<sup>343</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶¶ 187-188.

<sup>344</sup> Mémoire de la demanderesse, note 268.

<sup>345</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶¶ 192, 194-205.

<sup>346</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶¶ 192, 205-212.

<sup>347</sup> RER-002-Gagné, ¶ 136.

territoire du permis fluvial<sup>348</sup>. Finalement, étant donné que la demanderesse n'a engagé aucune dépense afin d'obtenir des intérêts sur le permis fluvial, autres que celles effectuées pour acquérir des intérêts sur les quatre permis terrestres du Bloc Champlain/Bécancour, les intérêts qu'elle détient dans ce permis ne découlent pas de l'engagement de capitaux ou d'autres ressources sur le territoire au sens de l'article 1139(h). En effet, selon le Contrat fluvial, les termes du Contrat d'affermage du 5 juin 2006 s'appliquent au permis fluvial sans qu'il ne soit nécessaire pour Forest Oil d'effectuer des travaux de recherche<sup>349</sup>.

**(a) Les contrats entre LPRC et Junex ne confèrent à LPRC aucun droit minier sur la ressource ou autre droit réel immobilier**

279. La demanderesse tente de démontrer que le Contrat d'affermage et le Contrat fluvial entre Forest Oil et Junex lui auraient conféré un démembrement des permis de recherche de Junex et donc un droit réel sur les ressources en gaz naturel situées dans le périmètre de ces permis. Les droits qu'elle aurait ainsi obtenus constitueraient selon elle un investissement lui permettant d'explorer et éventuellement d'exploiter commercialement certaines ressources en gaz naturel se trouvant sur le territoire des permis de recherche.

280. Selon la demanderesse : (i) un permis de recherche confère à son titulaire un droit réel immobilier<sup>350</sup>, (ii) le titulaire du permis de recherche peut démembrement son permis sous certaines conditions<sup>351</sup>, et (iii) le Contrat d'affermage, auquel renvoie le Contrat fluvial, aurait opéré le transfert de certains attributs du permis de recherche à la demanderesse<sup>352</sup>, et elle serait donc en possession d'un investissement selon l'article 1139(g) lui conférant la faculté d'exercer une activité économique axée sur l'extraction du gaz de schiste dans le périmètre du permis de Junex<sup>353</sup>.

---

<sup>348</sup> RER-002-Gagné, ¶¶ 72, 93-94.

<sup>349</sup> C-022C, Letter Agreement between Forest Oil and Junex re: amendments to River Permit Agreement, dated 14 December 2006, ¶ 3; RER-002-Gagné, ¶ 92.

<sup>350</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶¶ 63-64.

<sup>351</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶¶ 199-201.

<sup>352</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 200.

<sup>353</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 202.



281. Il est bien établi que, dans le cadre d'un arbitrage international en vertu du Chapitre 11 de l'ALÉNA, le droit interne d'une des Parties est une question de fait et que son contenu doit dès lors être prouvé par la partie qui l'allègue<sup>354</sup>. En l'espèce, pour établir qu'elle est titulaire d'un droit réel la demanderesse doit démontrer que le droit québécois lui confère un tel droit. Au soutien de ses prétentions, elle s'appuie sur sa propre interprétation du droit québécois, et en particulier de l'arrêt de la Cour d'appel du Québec dans l'affaire *Anglo Pacific Group*, pour affirmer que le régime juridique du Québec lui confère un droit réel<sup>355</sup>. Cependant, comme le démontre le rapport d'expert de M<sup>e</sup> Jean M. Gagné, cette interprétation est erronée.

282. Contrairement à la demanderesse, qui n'a soumis aucune preuve du droit québécois et de l'interprétation qu'elle en fait, le Canada a sollicité l'expertise de M<sup>e</sup> Gagné, un chef de file en droit minier québécois exerçant dans ce domaine depuis plus de 35 ans. Son rapport d'expert démontre que le Contrat fluvial n'a conféré à la demanderesse aucun droit réel sur les ressources du permis de recherche de Junex<sup>356</sup>.

283. Même s'il est vrai qu'en droit québécois, un permis de recherche confère à son titulaire un droit réel immobilier et que celui-ci peut, si certaines conditions sont réunies, faire l'objet d'un démembrement innomé<sup>357</sup>, le Contrat d'affermage et le Contrat fluvial, de même que l'acte de cession du 8 avril 2009 intervenu entre Forest Oil et LPRC et les deux actes de cession du 28 janvier 2010 entre Junex et LPRC, ne satisfont pas aux conditions pour qu'un tel démembrement s'opère. Me Gagné indique que certaines conditions doivent être remplies pour qu'un démembrement innomé d'un droit réel immobilier s'opère relativement à un droit minier, notamment :

---

<sup>354</sup> **CLA-028**, *Affaire relative à certains intérêts allemands en Haute-Silésie polonaise* (Fond), CPJI, Recueil des arrêts, Série A – No. 7, 25 mai 1926, p. 19; **RLA-052**, *Emmis et al. v. Hungary* (Affaire CIRDI n° ARB/12/2) Award, 16 avril 2014, ¶¶ 171-172; **RLA-079**, *Saipem S.p.A. v. People's Republic of Bangladesh* (Affaire CIRDI n° ARB/05/7) Decision on Jurisdiction and Recommendation on Provisional Measures, 21 mars 2007, ¶ 83, référant à *Impregilo S.p.A. v Islamic Republic of Pakistan* (Affaire CIRDI n° ARB/03/3) Decision on Jurisdiction, 22 avril 2005, ¶ 79.

<sup>355</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶¶ 61-67 et 199-200.

<sup>356</sup> RER-002-Gagné, ¶ 94.

<sup>357</sup> RER-002-Gagné, ¶¶ 84-85.

- (i) Le détenteur du titre minier doit avoir voulu opérer l'attribution au bénéficiaire de l'un ou de plusieurs attributs de la propriété (*usus, fructus, abusus*), ainsi qu'un droit de suite sur ce titre et la faculté de l'abandonner<sup>358</sup>;
- (ii) Le démembrement innomé du titre minier doit être publié conformément aux règles générales de la publicité des droits contenues au *Code civil du Québec* pour être opposable aux tiers. Ce démembrement doit donc avoir été publié au registre foncier.<sup>359</sup>

284. Son analyse des différentes transactions intervenues entre Junex et LPRC indique que Junex n'a pas cédé de droits dans son permis fluvial à LPRC<sup>360</sup>. En particulier, le Contrat d'affermage et le Contrat fluvial confèrent plutôt à celle-ci un « intérêt économique de recevoir les revenus découlant de l'exploitation d'une zone stratigraphique bien définie ». <sup>361</sup> Ni l'acte de cession du 8 avril 2009 ni ceux du 28 janvier 2010 ne confèrent de telle attribution de droit réel puisqu'ils ne font que céder rétroactivement à LPRC les droits définis dans les Contrats d'affermage et fluvial<sup>362</sup>.

285. De plus, tel que le note Me Gagné, « [i]l n'y a aucune mention dans les formulaires de transfert de droits de la cession d'un droit réel dans le permis fluvial ou dans les permis terrestres en tant que tels, ni mention de l'attribution d'une portion ou d'un pourcentage de l'intérêt ou du droit de propriété dans ledit permis en faveur de CFOL »<sup>363</sup>. Enfin, l'enregistrement des intérêts contractuels de LPRC au registre minier ne peut en lui-même transférer à LPRC un droit réel relatif au permis fluvial.

**(b) LPRC n'a pas engagé de capitaux pour obtenir un intérêt relatif au permis fluvial**

286. La demanderesse allègue que les intérêts qu'elle aurait acquis par contrat intervenu avec Junex relativement au permis fluvial constitueraient un investissement au sens du paragraphe 1139(h). Le paragraphe 1139(h) se lit comme suit :

---

<sup>358</sup> RER-002-Gagné, ¶ 82.

<sup>359</sup> RER-002-Gagné, ¶ 83.

<sup>360</sup> RER-002-Gagné, ¶¶ 12, 86-108, 136.

<sup>361</sup> RER-002-Gagné, ¶¶ 86-94, 136.

<sup>362</sup> RER-002-Gagné, ¶¶ 95-108.

<sup>363</sup> RER-002-Gagné, ¶ 114.

les intérêts découlant de l'engagement de capitaux ou d'autres ressources sur le territoire d'une Partie pour une activité économique exercée sur ce territoire, par exemple en raison :

(i) de contrats qui supposent la présence de biens de l'investisseur sur le territoire de la Partie, notamment des contrats clé en main, des contrats de construction ou des concessions, ou

(ii) de contrats dont la rémunération dépend en grande partie de la production, du chiffre d'affaires ou des bénéfices d'une entreprise;

287. Selon la demanderesse, puisque le Contrat fluvial requiert que certaines dépenses et certains travaux soient effectués en accord avec le Contrat d'affermage, ceux-ci constituent des capitaux engagés desquels découleraient les intérêts dans le permis fluvial.

288. Or, les faits n'appuient pas les arguments de la demanderesse. D'une part, la demanderesse prétend que le Contrat fluvial et le Contrat d'affermage requièrent tous les deux qu'elle effectue des travaux pour obtenir les intérêts convoités dans les permis<sup>364</sup>. En fait, contrairement à ses prétentions, le Contrat fluvial ne lui impose aucune obligation de réaliser des travaux. Celui-ci est plutôt assujéti aux mêmes termes et conditions que le Contrat d'affermage<sup>365</sup>. Le Contrat fluvial prévoit que la demanderesse est réputée avoir acquis les droits dans les portions du shale d'Utica et de Lorraine sans qu'il soit nécessaire d'y effectuer aucun travail ou dépense<sup>366</sup>.

289. D'autre part, la demanderesse n'a en définitive effectué aucun travail ou dépense dans le territoire du permis fluvial. Comme il sera expliqué ci-après, l'ensemble des travaux qu'elle aurait effectués auraient été faits en territoire terrestre<sup>367</sup> et la grande majorité des travaux a été effectuée avant que le permis fluvial ne soit émis<sup>368</sup>.

---

<sup>364</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶¶ 209-210.

<sup>365</sup> **C-022A**, Letter of Agreement between Forest Oil and Junex re: River Permit Agreement, dated 29 November 2006; RER-002-Gagné, ¶¶ 92-93.

<sup>366</sup> **C-022C**, Letter Agreement between Forest Oil and Junex re: amendments to River Permit Agreement, dated 14 December 2006, ¶ 3; RER-002-Gagné, ¶ 92.

<sup>367</sup> **CER-002O**, Summary of Becancour and Champlain Projects Costs by Month.

<sup>368</sup> **CER-002O**, Summary of Becancour and Champlain Projects Costs by Month.

290. Pour étayer son argumentaire, la demanderesse s'appuie sur l'affaire *Mondev International Ltd. c. United States of America*<sup>369</sup> (« *Mondev* ») dans laquelle un investisseur canadien avait investi dans un projet de développement immobilier aux États-Unis réparti en deux phases. L'investisseur, qui s'était vu offrir l'option conditionnelle de compléter les travaux lors de la deuxième phase du projet, avait notifié son intention d'exercer l'option ainsi consentie<sup>370</sup>. Toutefois, pour des raisons que l'investisseur a attribuées à la défenderesse dans cette affaire, celui-ci n'a pu compléter les travaux envisagés.

291. Les faits de l'espèce se distinguent aisément de ceux de l'affaire *Mondev* dans la mesure où le demandeur dans cette dernière tirait ses droits d'un seul et même contrat de concession conclu directement avec la ville de Boston et l'une de ses émanations. L'option consentie afin qu'il puisse poursuivre la construction de la phase II du projet pouvait donc être qualifiée d'« intérêts découlant de l'engagement de capitaux » puisque les capitaux investis étaient justement ceux qui étaient nécessaires afin d'obtenir la concession et de compléter la première phase du projet. La deuxième phase du projet n'était ultimement que la suite logique de la première qui avait préalablement été complétée par *Mondev*<sup>371</sup>. Le tribunal arbitral a accepté l'argument de *Mondev* selon lequel l'option consentie était un intérêt découlant de capitaux préalablement engagés dans le développement immobilier au sens du paragraphe 1139(h) de l'ALÉNA<sup>372</sup>.

292. Ayant établi que les contrats entre Junex et la demanderesse ne lui confèrent aucun droit minier ou droit réel à la ressource et que les seuls intérêts découlant de l'engagement de capitaux

---

<sup>369</sup> **CLA-049**, *Mondev International Ltd. v. United States of America* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/99/2) Award, 11 octobre 2002.

<sup>370</sup> **CLA-049**, *Mondev International Ltd. v. United States of America* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/99/2) Award, 11 octobre 2002, ¶¶ 37-39.

<sup>371</sup> En cours d'instance, le demandeur a notamment mis l'accent sur le lien logique entre les deux phases de ce même projet : « [...] the City insisted that development should begin immediately, so the parties agreed that the project should proceed in two phases, with the second anchor department store being relegated to Phase II [...] This division didn't alter the fundamental overall economics of the planned project, although Phase I standing alone and without the second anchor store would not be economically viable for any length of time. Nevertheless, *Mondev* agreed to meet the City's request to undertake immediate development of the first half of the project [...] ». **RLA-075**, *Mondev International Ltd. v. United States of America* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/99/2) Transcript of Hearing on Competence and Liability (Uncorrected), 20 mai 2002, pp. 14-16.

<sup>372</sup> **CLA-049**, *Mondev International Ltd. v. United States of America* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/99/2) Award, 11 octobre 2002, ¶ 80.

sont ceux des permis terrestres, il s'ensuit que la *Loi* ne concerne ni LPRC, ni aucun investissement de la demanderesse au sens de l'article 1139.

### C. La *Loi* ne « concerne » pas LPRC ou son investissement

293. L'article 1101 requiert la démonstration d'une « connexion légale substantielle » entre la mesure et l'investisseur ou son investissement, ce que concède la demanderesse<sup>373</sup>. Cette connexion n'existe aucunement en l'espèce. Contrairement à ce que laisse entendre la demanderesse, la *Loi* ne révoque aucun permis ou droit minier détenu par LPRC. Par conséquent, la *Loi* ne concerne ni LPRC, ni ses investissements allégués. Dès lors, ce Tribunal n'a pas compétence pour se prononcer sur le différend.

#### 1. Le terme « concernant » requiert la démonstration d'une « connexion légale substantielle » entre la mesure et l'investisseur ou son investissement

294. Tant l'interprétation du terme « concernant » en vertu de la *Convention de Vienne sur le droit des traités* (la « Convention de Vienne »)<sup>374</sup> que l'analyse des décisions arbitrales rendues en la matière, confirment qu'il est nécessaire de prouver l'existence d'une « connexion légale substantielle » entre la mesure et l'investisseur ou l'investissement. Cette connexion va au-delà du simple fait que la mesure puisse avoir « affecté » l'investisseur ou son investissement.

---

<sup>373</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 190.

<sup>374</sup> L'article 1131 de l'ALÉNA prévoit que les tribunaux constitués en vertu du Chapitre 11 tranchent les points en litige conformément à l'ALÉNA et aux « règles applicables du droit international ». La Convention de Vienne tombe sous le champ d'application de cet article puisqu'elle codifie le droit international coutumier en ce qui a trait à l'interprétation des traités. Voir par exemple **RLA-085**, *United Parcel Service of America Inc. v. Government of Canada* (CNUDCI) Award on Jurisdiction, 22 novembre 2002, ¶ 40 : « The “applicable rules of international law” include the “general rule of interpretation” of treaties set out in article 31 of the Vienna Convention on the Law of Treaties along with article 32 which states supplementary means of interpretation. Those provisions, as UPS and Canada agree and as ample international and national authority confirms, state customary international law ».

(a) **Article 31 de la Convention de Vienne : le sens ordinaire du terme « concernant » dans son contexte et à la lumière de l'objet et du but du traité**

295. Analyser le sens ordinaire du terme sous étude est le point de départ de toute interprétation des dispositions d'un traité<sup>375</sup>. Cette analyse est la plus susceptible de refléter l'intention des parties<sup>376</sup>.

296. En l'espèce, le terme « concerner » employé à l'article 1101 de l'ALÉNA est défini comme « avoir un rapport direct avec quelqu'un ou quelque chose, les toucher directement [...] »<sup>377</sup> ou encore « avoir rapport à, appartenir à, toucher »<sup>378</sup>. Le sens de l'expression anglaise « relating to » est au même effet : « have reference to; concern »<sup>379</sup>, « have some connection with, be connected to »,<sup>380</sup> « to show or establish logical or causal connection between, to have relationship or connection »<sup>381</sup>. Les termes espagnols « relativas a » sont définis de manière similaire<sup>382</sup>.

297. Ainsi, le sens ordinaire du terme « concernant » implique nécessairement une connexion, par opposition à un simple impact ou un effet. Le contexte de ce terme abonde dans le même sens. Par exemple, les Parties distinguent dans le texte de l'ALÉNA entre « affecter » et « concerner » : certains articles<sup>383</sup> emploient le libellé « [l]e présent chapitre s'applique aux

<sup>375</sup> **RLA-030**, J. Romesh Weeramantry, *Treaty Interpretation in Investment Arbitration* (Oxford University Press, 2012), ¶ 3.32.

<sup>376</sup> **RLA-022**, Anthony Aust, *Modern Treaty Law and Practice* (Cambridge University Press, 2000), p. 188.

<sup>377</sup> **R-114**, Larousse, *Dictionnaires de français – Définition de « Concerner »*, en ligne : < <http://www.larousse.fr/dictionnaires/francais/concerner/17890> >.

<sup>378</sup> **R-115**, TV5 Monde, *Le dictionnaire multifonctions – Définition de « Concerner »*, en ligne : < <http://dictionnaire.tv5.org/dictionnaire/definition/concerner> >.

<sup>379</sup> **R-116**, Oxford Dictionaries, *British & World English – Definition of “Relate”*, en ligne : < <http://www.oxforddictionaries.com/definition/english/relate?q=relating+to> >.

<sup>380</sup> **R-117**, *The New Shorter Oxford English Dictionary – Volume 2 (N-Z)*, 5<sup>th</sup> ed., Oxford University Press, Oxford, 2003, p. 2520.

<sup>381</sup> **R-118**, Merriam Webster, *Dictionary – Definition of “Relate”*, en ligne : < <http://www.merriam-webster.com/dictionary/relate> >.

<sup>382</sup> « relativas as » est défini comme étant « relacionado/con relación » et « relación » est défini comme incluant une « conexión », qui est à son tour défini comme « correspondencia de algo con otra cosa » (« connexion; une chose correspondant à une autre chose »). Voir **R-119**, Real Academia Española, *Diccionario de la lengua española - definición de « Relación »*, en ligne : < <http://lema.rae.es/drae/?val=relaci%C3%B3n> >.

<sup>383</sup> Par exemple, articles 602, 1001, 1201 et 1401 de l'ALÉNA.

mesures adoptées ou maintenues par une Partie *concernant* [...] », alors que d'autres dispositions<sup>384</sup> adoptent la formulation: « [l]a présente section s'applique à toute mesure [...] adoptée par une Partie, qui peut, directement ou indirectement, *affecter* [...] ». Ainsi, le choix d'employer le terme « concernant » à l'article 1101, par opposition à « affectant », était délibéré. Il démontre que l'intention des Parties était d'imposer une certaine connexion entre la mesure et l'investisseur ou son investissement qui allait au-delà d'un simple « effet ».

298. Le contexte de l'article 1101 inclut également l'article 1122, lequel prévoit qu'un consentement à l'arbitrage conformément aux modalités de l'ALÉNA satisfait à la nécessité d'une convention écrite aux termes de l'article II de la *Convention pour la reconnaissance et l'exécution des sentences arbitrales étrangères* (la « Convention de New York »). Tel que le note le tribunal dans l'affaire *Methanex*<sup>385</sup>, l'article II de la Convention de New York limite la reconnaissance de conventions d'arbitrage aux différends qui sont « au sujet d'un rapport de droit déterminé » :

1. Chacun des États contractants reconnaît la convention écrite par laquelle les parties s'obligent à soumettre à un arbitrage tous les différends ou certains différends qui se sont élevés ou pourraient s'élever entre elles au sujet d'un rapport de droit déterminé, contractuel ou non contractuel, portant sur une question susceptible d'être réglée par voie d'arbitrage.<sup>386</sup>

299. De surcroît, il existe un « accord ultérieur intervenu entre les parties au sujet de l'interprétation du traité ou de l'application de ses dispositions » selon l'article 31(3)a de la Convention de Vienne<sup>387</sup>, lequel s'est notamment illustré dans l'affaire *Methanex*, où le

---

<sup>384</sup> Par exemple, articles 709 et 901 de l'ALÉNA.

<sup>385</sup> Le tribunal dans *Methanex* s'est référé à cette disposition pour appuyer sa conclusion qu'une connexion légale substantielle est requise, voir **CLA-046**, *Methanex Corporation v. United States of America* (CNUDCI) Partial Award, 7 août 2002, ¶ 140.

<sup>386</sup> **RLA-012**, Nations Unies, *Convention pour la reconnaissance et l'exécution des sentences arbitrales étrangères* (1958), article II (nos soulignés).

<sup>387</sup> **RLA-016**, United Nations, *Documents of the second part of the seventeenth session and of the eighteenth session including the reports of the Commission to the General Assembly*, Yearbook of the International Law Commission, 1966, vol. II, p. 221, ¶ 14 (document A/CN.4/SER.A/1966/Add.1), telle que présenté à la Conférence des Nations Unies sur le droit des traités, première et deuxième sessions, Vienne 26 mars-24 mai 1968 et 9 avril-22 mai 1969. Cet accord peut prendre différentes formes (*Kasikili/Sedudu Island (Botswana v. Namibia)* 1999, ICJ Rep. 1, ¶ 49, cité dans **CLA-045**, *Methanex Corporation v. United States of America* (CNUDCI) Final Award of the Tribunal on Jurisdiction and Merits, 3 août 2005, ¶ 19), incluant être tacite et résulter des pratiques concordantes des États quand ils appliquent le traité (Daillier et al., *Droit International Public*, 6e éd., p. 254, cité dans **CLA-045**, *Methanex Corporation v. United States of America* (CNUDCI) Final Award of the Tribunal on Jurisdiction and Merits, 3 août

Canada,<sup>388</sup> le Mexique<sup>389</sup> et les États-Unis<sup>390</sup> ont expressément pris la position que l'article 1101 de l'ALÉNA appelle à la démonstration d'une connexion substantielle.

**(b) Article 32 de la Convention de Vienne : les travaux préparatoires confirment le sens résultant de l'application de l'article 31 de la Convention de Vienne**

300. La disposition équivalente à l'article 1101 de l'ALÉNA dans l'*Accord de libre-échange de 1987 entre le Canada et les États-Unis*, soit l'article 1601, se lisait en partie comme suit: « this Chapter shall apply to any measure of a Party *affecting* investment within or into its territory by an investor of the other party »<sup>391</sup>. Ce fait explique sans doute pourquoi les premières ébauches de l'article 1101 de l'ALÉNA (de décembre 1991 à juillet 1992) employaient les termes: « [...] this Chapter shall apply to measures *affecting* »<sup>392</sup>. Or, à la fin août 1992, le libellé de cet article a été

---

2005, ¶ 20). Le Tribunal dans *Canadian Cattlemen* a expressément rejeté l'argument voulant qu'un tel accord doit nécessairement faire l'objet d'une note d'interprétation entérinée par la Commission de libre-échange (**RLA-047**, *Canadian Cattlemen for Fair Trade v. United States of America* (CNUDCI) Award on Jurisdiction, 28 janvier 2008, ¶ 185.)

<sup>388</sup> **RLA-071**, *Methanex Corporation v. United States of America* (CNUDCI) Second Submission of Canada Pursuant to NAFTA Article 1128, 30 avril 2001, ¶ 23: « Canada agrees with the United States that the term “relating to” requires a “significant connection between the measure at issue and the essential nature of the investment” ».

<sup>389</sup> **RLA-072**, *Methanex Corporation v. United States of America* (CNUDCI) Second Submission of Mexico Pursuant to NAFTA Article 1128, 15 mai 2001, ¶¶ 4, 6-7: « The United States contends that this language requires that there be a “legally significant connection between the complained of measures and the specific investor [...] or its investments” [...] Mexico agrees with the position of the United States, and disagrees with Methanex’s contention that measures that merely “affect” investors or investments are covered by Chapter Eleven. »

<sup>390</sup> **RLA-073**, *Methanex Corporation v. United States of America* (CNUDCI) Memorial on Jurisdiction and Admissibility of Respondent United States of America, 13 novembre 2000, pp. 48-49: « Measures of general applicability – especially ones such as those at issue here that are aimed at the protection of human health and the environment – are, by their nature, likely to affect a vast range of actors and economic interests. Given the potential of such measures to affect enormous numbers of investors and investments, with respect to any such specific measure, there must be a legally significant connection between the measure and a claimant investor or its investment. »

<sup>391</sup> **RLA-007**, The Canada – U.S. Free Trade Agreement (« CUSFTA »), entré en vigueur le 1 janvier 1989. Voir < <http://www.international.gc.ca/trade-agreements-accords-commerciaux/assets/pdfs/cusfta-e.pdf> > (nos italiques).

<sup>392</sup> Le texte ayant été négocié en anglais, les travaux préparatoires ne sont disponibles que dans cette langue. Voir **RLA-010**, NAFTA, Trilateral Negotiating Draft Text, Chapter 11, Doc. No. INVEST.522, 22 mai 1992 : < <http://www.international.gc.ca/trade-agreements-accords-commerciaux/assets/pdfs/chap11-neg-10.pdf> > (nos italiques).



modifié par ce qui suit : « [t]his Chapter applies to measures adopted or maintained by a Party relating to »<sup>393</sup>.

301. Cette modification délibérée confirme le sens résultant de l'application de l'article 31 de la Convention de Vienne, soit qu'il était l'intention des Parties d'imposer une certaine connexion entre la mesure et l'investisseur ou son investissement qui allait au-delà d'un simple « effet ».

**(c) Ce cadre d'analyse est régulièrement appliqué par les tribunaux arbitraux sous l'ALÉNA**

302. Plusieurs tribunaux constitués sous l'ALÉNA ont appliqué le cadre d'analyse de la « connexion légale substantielle » pour déterminer si une mesure donnée « concernait » l'investisseur ou son investissement en vertu de l'article 1101<sup>394</sup>. Ces tribunaux ont par le fait même confirmé le rôle crucial que joue l'article 1101, à titre de porte d'entrée (« gateway ») du Chapitre 11 de l'ALÉNA, en délimitant les frontières du consentement des Parties à l'arbitrage<sup>395</sup>.

303. Dans l'affaire *Methanex*, le tribunal a rejeté l'argument voulant que le seuil requis par l'article 1101 de l'ALÉNA se limite à la nécessité de démontrer que la mesure « affecte » l'investisseur ou son investissement. Le tribunal a souligné que de permettre à une « classe indéterminée d'investisseurs » de saisir le tribunal reviendrait à conclure que l'article 1101 n'impose aucun seuil juridictionnel :

If the threshold provided by Article 1101(1) were merely one of “affecting”, as Methanex contends, it would be satisfied wherever any economic impact was felt by an investor or an investment. For example, in this case, the test could be met by suppliers to Methanex who suffered as a result of Methanex’s alleged losses, suppliers to those suppliers and so on, towards infinity. As such, Article

---

<sup>393</sup> Voir **RLA-011**, NAFTA, Trilateral Negotiating Draft Text, Chapter 21, Doc. No. INVEST.826, 26 août 1992 : < <http://www.international.gc.ca/trade-agreements-accords-commerciaux/assets/pdfs/chap11-neg-19.pdf> > (nos italiques).

<sup>394</sup> Voir par exemple **RLA-044**, *Apotex Inc. v. United States of America* (CNUDCI) Award on Jurisdiction and Admissibility, 14 juin 2013, ¶¶ 6.13; **CLA-031**, *Clayton/Bilcon v. Canada* (CNUDCI) Award on Jurisdiction and Liability, 17 mars 2015, ¶ 240; et **CLA-027**, *Cargill, Inc. v. United Mexican States* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/05/2) Award, 18 septembre 2009, ¶ 175.

<sup>395</sup> Voir par exemple **RLA-057**, *Grand River Enterprises Six Nations, Ltd., et al. v. United States of America* (CNUDCI) Award, 12 janvier 2011, ¶ 76 où le tribunal écrit : « As other NAFTA tribunals have noted, NAFTA’s Article 1101 defines the field of application of NAFTA’s Chapter 11, and operates as “gateway” to NAFTA arbitration. »

1101(1) would provide no significant threshold to a NAFTA arbitration. A threshold which could be surmounted by an indeterminate class of investors making a claim alleging loss is no threshold at all; and the attractive simplicity of Methanex's interpretation derives from the fact that it imposes no practical limit.<sup>396</sup>

304. Pour cette raison, le tribunal conclut qu'une « connexion légale substantielle » est requise :

the phrase “relating to” in Article 1101(1) NAFTA signifies something more than the mere effect of a measure on an investor or an investment and that it requires a legally significant connection between them.<sup>397</sup>

305. Le tribunal dans *Bayview* résume, quant à lui, ce seuil comme suit :

The simple fact that an enterprise in one NAFTA State is affected by measures taken in another NAFTA State is not sufficient to establish the right of that enterprise to protection under NAFTA Chapter Eleven: it is the relationship, the legally significant connection, with the State taking those measures that establishes the right to protection, not the bare fact that the enterprise is affected by the measures.<sup>398</sup>

306. Certains tribunaux internationaux ayant été appelés à interpréter ce terme, inclus dans d'autres traités commerciaux, en sont arrivés à la même conclusion. Par exemple, l'Organe d'appel de l'Organisation mondiale du commerce a interprété « relating to » à l'article XX(g) du GATT comme nécessitant que la mesure « vise principalement à » la conservation de ressources naturelles<sup>399</sup>.

307. À la lumière de ce qui précède, la démonstration d'une « connexion légale substantielle » constitue un cadre d'analyse approprié pour évaluer si, en l'espèce, la *Loi* concerne LPRC ou son investissement allégué, tel que le requiert l'article 1101 de l'ALÉNA.

---

<sup>396</sup> **CLA-046**, *Methanex Corporation v. United States of America* (CNUDCI) Partial Award, 7 août 2002, ¶ 137.

<sup>397</sup> **CLA-046**, *Methanex Corporation v. United States of America* (CNUDCI) Partial Award, 7 août 2002, ¶ 147.

<sup>398</sup> **CLA-026**, *Bayview Irrigation District v. United Mexican States* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/05/1) Award, 19 juin 2007, ¶ 101.

<sup>399</sup> **RLA-054**, *États-Unis – Normes concernant l'essence nouvelle et ancienne formules*, AB-1996-1, WT/DS2/AB/R, 29 avril 1996, p. 20 : « Tous les participants et les participants tiers au présent appel admettent la justesse et l'applicabilité de l'opinion exprimée dans le rapport sur les *harengs et saumons* et le rapport du Groupe spécial, selon laquelle une mesure doit “viser principalement à” la conservation de ressources naturelles épuisables pour relever du champ d'application de l'article XX g) ».

**2. Il n’y a pas de connexion légale entre la *Loi* et LPRC ou ses investissements allégués**

308. Déterminer s’il existe une connexion légale substantielle entre la mesure et l’investisseur ou son investissement est un exercice fondamentalement factuel<sup>400</sup>. Une analyse des sentences arbitrales en la matière permet néanmoins de déceler certains éléments pouvant guider cet examen, nommément :

- (i) l’existence d’un lien de droit entre la mesure et l’investisseur ou l’investissement;
- (ii) le fait que l’investisseur se retrouve parmi une « classe indéterminée d’investisseurs »; et
- (iii) la présence d’une intention de l’État de pénaliser l’investisseur.

309. En l’espèce, il n’existe aucun lien de droit entre la *Loi* et LPRC ou les investissements allégués; LPRC fait partie d’une classe indéterminée d’investisseurs; et l’État, en adoptant la *Loi*, n’a pas eu l’intention de pénaliser LPRC. Dès lors, il n’y a pas de connexion légale substantielle entre la *Loi* et LPRC ou les investissements allégués.

**(a) Il n’existe aucun lien de droit entre la *Loi* et LPRC ou ses investissements allégués**

310. Il n’existe aucune relation contractuelle ou légale entre LPRC et l’État. LPRC n’a jamais été le titulaire, ou encore le co-titulaire, du permis fluvial. Junex a toujours détenu ce dernier à 100 %<sup>401</sup>, et ce, jusqu’à l’entrée en vigueur de la *Loi*<sup>402</sup>. Il aurait tout à fait été loisible à LPRC de devenir le titulaire du permis fluvial, ce qui semble avoir été son intention première<sup>403</sup>. Or, pour des raisons d’affaires qui lui sont propres, LPRC a plutôt choisi de n’avoir que certains intérêts contractuels dans une zone géographique précise du permis fluvial, et ce, par le biais d’une entente privée avec Junex. LPRC n’ayant détenu aucun droit sur le permis fluvial, il n’y a aucune

---

<sup>400</sup> **CLA-046**, *Methanex Corporation v. United States of America* (CNUDCI) Partial Award, 7 août 2002, ¶ 139.

<sup>401</sup> **R-108**, Ministère des Ressources naturelles et de la Faune, *Permis fluvial – Permis de recherche de Junex 2009PG490*, 17 mars 2009, Section II.B.(b).

<sup>402</sup> RER-002-Gagné, ¶ 115 : « De plus, en date du 27 mai 2010, le ministre des Ressources naturelles confirme le transfert du « Assigned Interest » et le fait que Junex demeure seule titulaire du permis fluvial et des permis terrestres. De toute évidence, Junex a retenu la totalité de son droit de propriété dans le permis fluvial et dans les permis terrestres ».

<sup>403</sup> **C-018**, Letter Application from the Enterprise to QMNR, dated 28 July 2006.

connexion légale substantielle entre la *Loi* le révoquant et tout investissement allégué par la demanderesse.

311. Tel qu'expliqué ci-avant, les droits du titulaire du permis fluvial, soit Junex, étaient des droits miniers réels et immobiliers qui pouvaient, en principe, être cédés<sup>404</sup>. Toutefois, au Québec, le cadre juridique minier ne prévoit pas, en rapport avec un droit minier réel et immobilier, la possibilité d'effectuer des cessions selon des couches géologiques<sup>405</sup>. De telles cessions ne confèrent pas de droit sur le permis de recherche. Elles ne créent qu'une relation contractuelle entre des parties, une étant titulaire du permis et l'autre n'étant que son co-contractant. Or, comme le précise Me Gagné, « en droit québécois, les droits entre cocontractants produisent leurs effets seulement entre les parties au contrat »<sup>406</sup>.

312. Au surplus, l'inscription d'une telle cession contractuelle au registre minier n'a aucun effet sur les tiers et sur l'État. Ce registre ne fait pas partie du régime général de la publicité des droits<sup>407</sup>. Il ne fait que rendre opposables à l'État certains droits ou actes relatifs à de tels droits dans le seul but de permettre au ministre des Ressources naturelles d'appliquer certains articles de la *Loi sur les mines*<sup>408</sup>. En l'espèce, les Contrats de cession entre Junex et LPRC « n'avaient pas à être inscrits au registre minier puisque leur inscription n'était pas nécessaire à l'État aux fins de s'acquitter de ses obligations administratives en vertu des articles 78, 122, 156, 206 et 293 de la *Loi sur les mines* »<sup>409</sup>. Leur inscription n'a ainsi entraîné aucune obligation pour l'État et n'a pas eu pour résultat de créer une relation juridique entre LPRC et l'État. La simple connaissance par le gouvernement du Québec de l'existence de LPRC et de sa relation contractuelle avec Junex ne saurait, à elle seule, imposer un lien de droit entre l'État et LPRC. Il n'y a ainsi aucune connexion légale substantielle entre la mesure prise par l'État et LPRC.

---

<sup>404</sup> RER-002-Gagné, ¶ 46. La faculté d'abandonner le droit (*abusus*). **C-014**, Sylvio Normand, « Chapitre 10 : Les démembrements innommés », dans *Introduction au droit des biens*, 2<sup>e</sup> éd., Montréal, Wilson & Lafleur, 2014, p. 305.

<sup>405</sup> RER-002-Gagné, ¶ 48.

<sup>406</sup> RER-002-Gagné, ¶ 49.

<sup>407</sup> RER-002, Gagné, ¶ 53.

<sup>408</sup> RER-002, Gagné, ¶ 57.

<sup>409</sup> RER-002, Gagné, ¶ 111.

313. L'impact économique de la *Loi* sur LPRC et son investissement, s'il en est un, n'est donc qu'indirect et uniquement dérivé du dommage que pourrait avoir subi Junex. Le gouvernement du Québec est entièrement étranger à la relation contractuelle privée existant entre Junex et LPRC et s'est contenté de prendre note du Contrat d'affermage lorsqu'il en a été notifié, et ce, à des fins administratives. Dans ces circonstances, le seul recours dont pourrait se prévaloir LPRC est vis-à-vis son co-contractant, et non à l'encontre de l'État.

**(b) LPRC fait partie d'une classe indéterminée d'investisseurs**

314. Un détenteur de permis peut contracter avec plusieurs entités privées, et ce, à une multitude de fins. Chacune de ces entités co-contractantes est susceptible d'être affectée, d'une manière ou d'une autre, par la révocation du permis.

315. En l'espèce, Junex était contractuellement liée à LPRC. Les intérêts économiques de LPRC découlant des contrats la liant à Junex étaient limités à une zone géologique précise, soit aux couches sédimentaires allant jusqu'à 743 mètres de profondeur (à l'exclusion de certaines couches en surface)<sup>410</sup>. Comme en fait foi le schéma ci-dessous<sup>411</sup>, ces couches correspondent aux shales de Queenston, de Lorraine et d'Utica. Junex détenait toujours 100 % des intérêts économiques sur les couches sédimentaires inférieures, et donc sur la majorité de l'horizon géologique du permis :

---

<sup>410</sup> **C-017**, Letter Agreement between Forest Oil and Junex, dated 5 June 2006, p. 1 : « [...] cent pourcent (100 %) de l'intérêt dans l'intervalle des couches sédimentaires débutant à la surface (en excluant le mort-terrain et 10 mètres à l'intérieur des roches dures) jusqu'à l'équivalent stratigraphique du toit de la formation du Trenton / Black River à 743 mètres [...] » (notre traduction). Junex a même retenu un intérêt économique non négligeable : Junex aura le choix de réclamer « [redacted] de redevances dérogatoires brutes [...] dans cet intervalle des couches sédimentaires » ou un « intérêt foncier de [redacted] après amortissement du projet » (notre traduction). **C-017**, Letter Agreement between Forest Oil and Junex, dated 5 June 2006.

<sup>411</sup> **R-098**, Centre interuniversitaire de recherche sur le cycle de vie des produits, procédés et services (CIRAIG), *Revue bibliographique – Revue de littérature sur les impacts environnementaux du développement des hydrocarbures au Québec*, Rapport soumis à l'équipe de coordination stratégique du Ministère du Développement Durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les Changements Climatiques, École Polytechnique de Montréal, décembre 2014, Figure 5-2, p. 32.

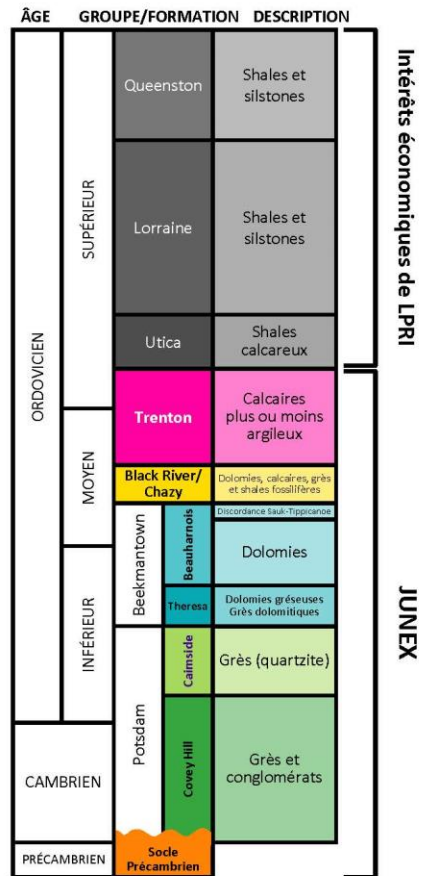


Figure 9 Colonne stratigraphique simplifiée des basses-terres du Saint-Laurent

316. En plus d’une division « verticale », c’est-à-dire en profondeur, le détenteur d’un permis peut accorder des intérêts économiques contractuels de manière « horizontale », c’est-à-dire en superficie du permis. Le détenteur peut également octroyer des intérêts relativement à certaines substances trouvées, par exemple, un minéral en particulier.

317. Du point de vue de l’État, il y a donc un nombre indéterminé et même indéterminable d’entités qui pourraient être potentiellement affectées par la révocation d’un permis donné. En l’espèce, la situation aurait été toute autre si LPRC avait été titulaire, ou encore co-titulaire, du permis fluvial. LPRC aurait alors bénéficié du même statut, et aurait été sujette aux mêmes obligations légales et réglementaires, que Junex. En l’espèce, LPRC a plutôt choisi de n’être qu’un partenaire d’affaires n’ayant aucun droit réel sur le permis fluvial. Cette décision a cependant des conséquences juridiques. L’une d’elle étant que LPRC ne saurait bénéficier d’un droit d’action direct à l’encontre de l’État relativement au permis fluvial.

318. En fait, permettre à la demanderesse de saisir le Tribunal dans ces circonstances permettrait à toutes les autres entités à qui Junex a octroyé (ou aurait pu octroyer) des intérêts économiques dans un horizon géologique précis du permis fluvial de prétendre à une connexion entre la mesure et elles-mêmes ou leurs investissements. Autrement dit, la demanderesse se trouve trop loin dans la chaîne des répercussions économiques de la *Loi* pour que celle-ci la « concerne ». Au plus, celle-ci l'« affecte ».

319. Dès lors, il s'agit ici d'une illustration de la « classe indéterminée d'investisseurs » à laquelle faisait référence le tribunal dans *Methanex*. Dans cette affaire, Methanex se plaignait de mesures adoptées par la Californie interdisant la production et la vente de MTBE, une source d'octane<sup>412</sup>. Ces mesures ne s'adressaient pas directement à Methanex, en ce que l'entreprise ne produisait pas de MTBE, mais bien une composante de celui-ci, le méthanol, qu'elle vendait par la suite aux fabricants de MTBE<sup>413</sup>. La relation entre Methanex et ces derniers était uniquement contractuelle. Comme en l'espèce, la mesure en cause n'affectait Methanex que par le biais d'une entente privée conclue avec l'entité directement visée par la mesure. Le tribunal concluait ainsi que le seuil juridictionnel de l'article 1101 de l'ALÉNA n'était pas atteint.

320. Les faits prévalant tant en l'espèce que dans *Méthanex* se distinguent nettement des cas où des tribunaux ont conclu que la mesure contestée concernait l'investisseur ou son investissement.

321. Par exemple, dans *Apotex*, la question pertinente était de savoir si la mesure en litige, qui imposait une limite à l'exportation de médicaments empêchant Apotex Inc. d'exporter certains médicaments à une entreprise liée, Apotex U.S., « concernait » Apotex U.S.<sup>414</sup>. Or, Apotex Inc. et Apotex U.S. étaient expressément désignées par la mesure<sup>415</sup>. Apotex U.S. avait été créée dans le but de mettre en marché et distribuer les biens produits par Apotex Inc.<sup>416</sup>. Tous les médicaments

---

<sup>412</sup> **CLA-046**, *Methanex Corporation v. United States of America* (CNUDCI) Partial Award, 7 août 2002, ¶ 22.

<sup>413</sup> **CLA-046**, *Methanex Corporation v. United States of America* (CNUDCI) Partial Award, 7 août 2002, ¶ 24.

<sup>414</sup> Tant Apotex U.S. qu'Apotex Inc. étaient contrôlées par Apotex Holdings. **RLA-045**, *Apotex Holdings Inc. and Apotex Inc. v. United States of America* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/12/1) Award, 25 août 2014, ¶¶ 1.2 et 1.3..

<sup>415</sup> **RLA-045**, *Apotex Holdings Inc. and Apotex Inc. v. United States of America* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/12/1) Award, 25 août 2014, ¶ 6.22.

<sup>416</sup> **RLA-045**, *Apotex Holdings Inc. and Apotex Inc. v. United States of America* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/12/1) Award, 25 août 2014, ¶ 2.27.

produits par Apotex Inc. étaient exclusivement distribués à Apotex U.S.<sup>417</sup>. Contrairement aux faits dans *Methanex* et à ceux de l'espèce, la mesure dans *Apotex* n'était pas susceptible d'affecter « un nombre indéterminé d'investisseurs » :

All these circumstances distinguish *Methanex*, where the potential class of investors indirectly affected by the dispute (sic) measure was indeterminate and unknown. In the present case, the Import Alert more than affected, uniquely, both Apotex Inc. and Apotex-US [...] <sup>418</sup>

322. Dans *Cargill*, la mesure en litige imposait à Cargill, Inc. l'obligation d'obtenir un permis pour exporter vers sa filiale au Mexique (Cargill de Mexico S.A.) un sirop de sucre qu'elle produisait aux États-Unis<sup>419</sup>. L'entièreté de sa production de sucre était vendue au Mexique par le biais de cette filiale<sup>420</sup>. Tout comme dans *Apotex*, il n'existait donc pas un « nombre indéterminé d'investisseurs » pouvant être affectés par la mesure. La mesure ne concernait que la filiale.

323. Finalement, dans l'affaire *Bilcon*, la mesure pertinente consistait en un refus de la part des autorités compétentes de permettre l'exploitation d'une carrière et d'un terminal maritime en Nouvelle-Écosse<sup>421</sup>. La demande qui faisait l'objet de la décision du tribunal sur cette question avait été formulée par Nova Stone Exporters Inc. (« Nova Stone »), une entité avec laquelle Bilcon avait conclu un *joint venture* pour la réalisation du projet. Au surplus, Nova Stone et Bilcon avaient créé une entreprise commune, Global Quarry Products, spécifiquement pour ce projet<sup>422</sup>. Ils pouvaient tous deux représenter l'entreprise conjointe, engager la responsabilité de l'autre et être responsables des dettes du partenariat<sup>423</sup>. Nova Stone s'était engagée à obtenir

---

<sup>417</sup> **RLA-045**, *Apotex Holdings Inc. and Apotex Inc. v. United States of America* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/12/1) Award, 25 août 2014, ¶ 2.27.

<sup>418</sup> **RLA-045**, *Apotex Holdings Inc. and Apotex Inc. v. United States of America* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/12/1) Award, 25 août 2014, ¶ 6.24 (nos soulignés).

<sup>419</sup> **CLA-027**, *Cargill, Inc. v. United Mexican States* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/05/2) Award, 18 septembre 2009, ¶ 6.

<sup>420</sup> **CLA-027**, *Cargill, Inc. v. United Mexican States* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/05/2) Award, 18 septembre 2009, ¶ 76.

<sup>421</sup> **CLA-031**, *Clayton/Bilcon v. Canada* (CNUDCI) Award on Jurisdiction and Liability, 17 mars 2015, ¶ 5.

<sup>422</sup> **CLA-031**, *Clayton/Bilcon v. Canada* (CNUDCI) Award on Jurisdiction and Liability, 17 mars 2015, ¶¶ 8 et 113.

<sup>423</sup> **R-128**, *Partnership Act*, RSNS 1989, c 334, article 8 : « Every partner is an agent of the firm and his other partners for the purpose of the business of the partnership, and the acts of every partner who does any act for carrying on in the usual way business of the kind carried on by the firm of which he is a member bind the firm and his partners, [...] »; art. 12 : « Every partner in a firm is liable jointly with the other partners for all debts and obligations of the firm incurred while he is a partner [...] ».



l'autorisation en litige spécifiquement pour les activités du *joint venture*<sup>424</sup>. Le tribunal notait précisément que la mesure concerne Bilcon « as a result of its partnership agreement with Nova Stone »<sup>425</sup>.

324. La situation contractuelle entre Junex et LPRC est fort différente de celle étudiée dans *Bilcon*, et ce, à deux niveaux. Premièrement, et contrairement à ce que prétend la demanderesse<sup>426</sup>, le contrat intervenu entre Junex et LPRC n'est pas un *joint venture*. En fait, les termes du Contrat d'affermage prévoient expressément le contraire :

It is understood that this Agreement is not intended to create a partnership or joint venture between Forest and Junex, nor shall the provisions of this Agreement be construed as creating such relationship [...] The liability of the Parties hereunder shall be several, not joint or collective.<sup>427</sup>

325. Deuxièmement, Junex et LPRC n'ont pas créé d'entreprise commune et les termes de l'entente ne prévoient aucune attribution des dettes ni de partage de responsabilités. Ils autorisent seulement Forest Oil à effectuer certains travaux sur une portion précise du permis de recherche.

326. En l'espèce, LPRC fait donc partie d'une « classe indéterminée d'investisseurs ». Il ne peut donc pas exister de connexion légale substantielle entre LPRC et la *Loi*.

### (c) Aucune intention malveillante n'a été prouvée

327. Dans *Methanex*, pour pouvoir satisfaire au seuil de l'article 1101 de l'ALÉNA, le tribunal énonçait qu'il était nécessaire pour Methanex de prouver que l'État avait eu l'intention de pénaliser les producteurs étrangers de méthanol<sup>428</sup>. Selon le tribunal, il n'était pas suffisant de

---

<sup>424</sup> La décision du tribunal était, de surcroît, en *obiter dictum*, le tribunal ayant déjà conclu que cette partie de la réclamation était prescrite.

<sup>425</sup> **CLA-031**, *Clayton/Bilcon v. Canada* (CNUDCI) Award on Jurisdiction and Liability, 17 mars 2015, ¶ 241.

<sup>426</sup> Mémoire de la demanderesse, définition de « working interest », p. 8 et ¶¶ 3 et 86.

<sup>427</sup> **C-017**, Letter Agreement between Forest Oil and Junex, dated 5 June 2006.

<sup>428</sup> **CLA-046**, *Methanex Corporation v. United States of America* (CNUDCI) Partial Award, 7 août 2002, ¶¶ 158 et 160. Les États-Unis concédaient que si une telle preuve était faite, la mesure concernerait l'investisseur ou l'investissement (¶ 152). Toutefois, le tribunal a souligné que la preuve de l'intention n'était pas toujours nécessaire pour rencontrer le seuil de l'article 1101, mais seulement dans les cas où il n'y aurait autrement aucune connexion légalement substantielle. **CLA-045**, *Methanex Corporation v. United States of America* (CNUDCI) Final Award of the Tribunal on Jurisdiction and Merits, 3 août 2005, Part II – Chapter E, ¶ 8.

simplement démontrer que la mesure avait comme but d'heurter les producteurs de MTBE et non les fournisseurs de ces derniers :

It could be said with force that the intent behind the measures would be, at its highest, to harm foreign MTBE producers with no specific intent to harm suppliers of goods and services to such MTBE producers. If so, the measure would not relate to methanol suppliers such as Methanex; and accordingly, even with such intent as alleged by Methanex, we would have no jurisdiction to decide Methanex's amended claim.<sup>429</sup>

328. Tel que l'explique une auteure, cette conclusion est appuyée par le droit domestique, lequel requiert également la démonstration d'une intention malveillante pour qu'un tiers qui s'ingère dans la relation contractuelle entre deux parties soit tenu responsable vis-à-vis les co-contractants des dommages qui en découlent (*tortious interference*):

In deeming "relating to" a requirement that is not met by investors with harm due only to contractual interests, the panel decision follows closely domestic laws that deny a claim for interference with contractual relations, except in intentional cases. A cause of action for intentional interference with contract is universally recognized in civil and common law legal systems. Like the common law, civil law jurisdictions were cognizant that the default of one contracting party may cause repercussions in an entire network of commercial relations, and afforded a remedy only for intentional interference.<sup>430</sup>

329. Ce principe serait reconnu en droit international :

Accordingly, while the Methanex tribunal alluded generally to various limiting principles found in domestic law to justify its jurisdictional ruling, it is proffered that international law may also support the denial of jurisdiction. Specifically, refusing to allow redress for economic relations affected by a government ban—unless its purpose was to disturb those business interests—may be best understood as an existing general principle of international law.<sup>431</sup>

330. En l'espèce, aucune preuve n'a été faite que le gouvernement du Québec avait l'intention de nuire à LPRC ou à son investissement. Il s'agissait d'une mesure qui s'inscrivait dans le cadre d'une longue réflexion portant sur l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures dans le

---

<sup>429</sup> **CLA-046**, *Methanex Corporation v. United States of America* (CNUDCI) Partial Award, 7 août 2002, ¶ 154.

<sup>430</sup> **RLA-039**, T. Leigh Anenson, *Defining State Responsibility under NAFTA Chapter Eleven : Measures "Relating to" Foreign Investors* dans *Virginia Journal of International Law* (2005), pp. 703-704.

<sup>431</sup> **RLA-039**, T. Leigh Anenson, *Defining State Responsibility under NAFTA Chapter Eleven : Measures "Relating to" Foreign Investors* dans *Virginia Journal of International Law* (2005), p. 707.

fleuve Saint-Laurent et qui a eu pour effet de révoquer ou de diminuer la superficie de 29 permis de recherche dans le fleuve détenus par neuf compagnies dont Junex.

331. Enfin, la *Loi* ne révoque aucun permis ou droit minier détenu par LPRC; il n'existe aucun lien de droit entre la *Loi* et LPRC ou ses investissements allégués; LPRC fait partie d'une classe indéterminée d'investisseurs; et l'État, en adoptant la *Loi*, n'a pas eu l'intention de pénaliser LPRC. Ainsi, il n'y a pas de connexion légale substantielle entre la *Loi* et LPRC (ou ses investissements allégués). Le seuil requis par l'article 1101 de l'ALÉNA afin qu'un tribunal puisse avoir compétence pour disposer de ce différend n'est pas atteint.

### **III. L'ADOPTION DE LA *LOI* NE CONTREVIENT PAS À LA NORME MINIMALE DE TRAITEMENT GARANTIE PAR L'ARTICLE 1105 DE L'ALÉNA**

#### **A. Sommaire de la position du Canada**

332. La demanderesse allègue que l'adoption de la *Loi* par l'Assemblée nationale du Québec contrevient à l'article 1105 de l'ALÉNA pour trois motifs. Premièrement, elle allègue que l'interdiction des activités pétrolières et gazières dans le fleuve Saint-Laurent et la révocation ou la diminution du territoire des permis de recherche ne sont pas rationnellement liées ni nécessaires à la protection du fleuve Saint-Laurent. Cette mesure serait, selon la demanderesse, injuste, arbitraire et idiosyncrasique<sup>432</sup>. Deuxièmement, la demanderesse allègue que cette mesure contrevient à ses attentes légitimes quant à la possibilité de mettre en œuvre son plan de développement et d'exploiter commercialement les ressources sous le permis fluvial<sup>433</sup>. Troisièmement, la demanderesse allègue que l'adoption de la *Loi* est une mesure politique fondée sur des considérations électoralistes et populistes<sup>434</sup>.

333. Les prétentions de la demanderesse ne sont fondées ni en fait ni en droit. D'abord, elle ne s'est pas déchargée de son fardeau de prouver que la norme minimale de traitement des étrangers en droit international coutumier englobe la protection à l'encontre de mesures injustes, arbitraires et idiosyncrasiques; la protection des attentes légitimes des investisseurs; et la protection à l'encontre de mesures électoralistes et populistes. La demanderesse n'a produit aucune preuve de

---

<sup>432</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 281.

<sup>433</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 282.

<sup>434</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 283.

pratique générale des États à cet effet et encore moins une preuve qu'une telle pratique serait suivie parce qu'elle constitue une règle de droit. Elle s'est simplement contentée de qualifier sa version des faits en utilisant des adjectifs tirés de certaines sentences arbitrales. Or, même les sentences arbitrales sur lesquelles s'appuie la demanderesse ne reconnaissent pas la norme qu'elle préconise. Qui plus est, la caractérisation par la demanderesse de la mesure, de ses objectifs et des attentes légitimes qu'elle pourrait avoir quant à l'exploitation de la ressource n'est pas soutenue par les faits.

334. L'adoption de la *Loi* résulte de l'exercice normal et légitime du pouvoir législatif du Québec. Cet exercice exigeait la prise en compte d'intérêts publics concurrents dans un contexte social délicat et le Tribunal ne peut, par le biais de l'article 1105, se substituer au gouvernement du Québec et déterminer s'il s'agissait de la bonne décision. En l'espèce, l'exercice du pouvoir législatif du Québec ne peut être qualifié d'injuste, d'arbitraire ou d'idiosyncrasique et n'est pas une mesure politique ou populiste qui contrevient aux attentes légitimes alléguées par la demanderesse.

335. L'adoption de la *Loi* est le fruit d'une profonde réflexion de la part du gouvernement du Québec alimentée par de nombreuses études et rapports auxquels le gouvernement du Québec a consacré des ressources matérielles et financières considérables. Une telle mesure est l'antithèse d'une mesure arbitraire ou idiosyncrasique.

336. La demanderesse est sans nul doute déçue de la décision de l'Assemblée nationale de privilégier la protection et la préservation du fleuve Saint-Laurent au détriment des activités pétrolières et gazières. Il ne revient toutefois pas aux tribunaux constitués sous le Chapitre 11 de l'ALÉNA de remettre en question l'équilibre établi par la plus haute instance démocratique du Québec entre, d'une part, la protection d'un cours d'eau tel que le Saint-Laurent et le développement durable, et, d'autre part, le développement d'une nouvelle filière énergétique.

337. Dans les paragraphes qui suivent, le Canada démontre que : 1) la norme minimale de traitement prévue à l'article 1105 de l'ALÉNA équivaut à la norme minimale de traitement des étrangers en droit international coutumier; 2) la demanderesse ne s'est pas déchargée de son fardeau de prouver que la norme minimale de traitement des étrangers en droit international

comprend les normes qu'elle allègue; et 3) les faits entourant la mesure contestée n'appuient pas les conclusions de la demanderesse.

**B. La norme de traitement prévue à l'article 1105 de l'ALÉNA correspond ni plus ni moins à la norme minimale de traitement des étrangers en droit international coutumier**

338. L'article 1105 de l'ALÉNA prévoit que « [c]haque des Parties accordera aux investissements effectués par les investisseurs d'une autre Partie un traitement conforme au droit international, notamment un traitement juste et équitable ainsi qu'une protection et une sécurité intégrales. »

339. Dans une note d'interprétation en date du 31 juillet 2001 de la Commission du libre-échange de l'ALÉNA, les Parties au traité ont clarifié l'interprétation qui doit être faite de cette disposition, en indiquant que :

1. L'article 1105(1) prescrit la norme minimale de traitement conforme au droit international coutumier à l'égard des étrangers comme norme minimale de traitement à accorder aux investissements effectués par les investisseurs d'une autre Partie.

2. Les concepts de « traitement juste et équitable » et de « protection et sécurité intégrales » ne prévoient pas de traitement supplémentaire ou supérieur à celui exigé par la norme minimale de traitement conforme au droit international coutumier à l'égard des étrangers.

3. La constatation qu'il y a eu violation d'une autre disposition de l'ALÉNA ou d'un accord international distinct ne démontre pas qu'il y ait eu violation de l'article 1105(1).<sup>435</sup>

340. Cette note d'interprétation est déterminante du sens à donner à l'article 1105(1) et elle lie le Tribunal<sup>436</sup>. Les tribunaux constitués en vertu du Chapitre 11 de l'ALÉNA ont reconnu sa force obligatoire et ont affirmé que l'article 1105(1) n'exige ni plus ni moins que la norme

---

<sup>435</sup> **R-041**, Commission du libre-échange de l'ALÉNA, Notes d'interprétation de certaines dispositions du chapitre Chapitre 11, 31 juillet 2001.

<sup>436</sup> L'article 1131(2) prévoit: « Une interprétation par la Commission d'une disposition du présent accord sera obligatoire pour un tribunal institué en vertu de la présente section. »

minimale de traitement des étrangers en droit international coutumier<sup>437</sup>. La demanderesse ne conteste d'ailleurs pas le caractère obligatoire de la note d'interprétation.<sup>438</sup>

341. Par conséquent, afin de démontrer une violation de l'article 1105 de l'ALÉNA, un investisseur doit prouver que le Canada a violé une obligation prescrite par une règle de droit international coutumier relative à la protection des étrangers. La demanderesse doit donc, soit se fonder sur une règle coutumière reconnue (comme par exemple l'obligation des États de prévenir les dénis de justice aux ressortissants étrangers sur leur territoire, laquelle fait sans aucun doute partie du droit international coutumier), soit démontrer qu'une nouvelle règle coutumière s'est créée qui prohibe la conduite reprochée.

342. Pour prouver l'existence d'une telle règle coutumière, l'investisseur doit démontrer que sont réunies les deux conditions essentielles à la formation de la coutume, soit l'existence d'une pratique générale des États, et l'élément subjectif, l'*opinio juris*, voulant que cette pratique soit adoptée parce qu'elle constitue une règle de droit<sup>439</sup>. Le fardeau de la preuve repose entièrement sur la demanderesse et il ne peut être transféré à la défenderesse ni au Tribunal<sup>440</sup>.

---

<sup>437</sup> **CLA-045**, *Methanex Corporation v. United States of America* (CNUDCI) Final Award of the Tribunal on Jurisdiction and Merits, 3 août 2005, Part IV, Chap. C, p. 9, ¶ 20; **CLA-049**, *Mondev International Ltd. v. United States of America* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/99/2) Award, 11 octobre 2002, ¶¶ 100-125; **CLA-021**, *ADF Group Inc. v. United States of America* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/00/1) Award, 9 janvier 2003, ¶¶ 175-178; **RLA-067**, *Loewen Group, Inc. and Raymond L. Loewen v. United States of America* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/98/3) Award, 26 juin 2003, ¶ 126; **CLA-064**, *Waste Management, Inc. v. United Mexican States* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/00/3) Award, 30 avril 2004, ¶¶ 90-91; **RLA-060**, *International Thunderbird Gaming Corporation v. United Mexican States* (CNUDCI) Award, 26 janvier 2006, ¶¶ 192-193; **CLA-039**, *Glamis Gold v. United States of America* (CNUDCI) Final Award, 8 juin 2009, ¶ 599; **CLA-027**, *Cargill Incorporated v. United Mexican States* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/05/2) Award, 18 septembre 2009, ¶ 268; **CLA-047**, *Mobil Investments Canada Inc., & Murphy Oil Corporation v. Canada* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/07/4), Decision on Liability and on Principles of Quantum, 22 mai 2012, ¶ 135; **RLA-045**, *Apotex Holdings Inc. and Apotex Inc. v. United States of America* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/12/1) Award, 25 août 2014, ¶¶ 9.3-9.4; **CLA-031**, *Clayton/Bilcon v. Canada* (CNUDCI) Award on Jurisdiction and Liability, 17 mars 2015, ¶ 430.

<sup>438</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 287.

<sup>439</sup> **CLA-039**, *Glamis Gold v. United States of America* (CNUDCI) Final Award, 8 juin 2009, ¶¶ 600-603; **CLA-021**, *ADF Group Inc. v. United States of America* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/00/1) Award, 9 janvier 2003, ¶ 185; **CLA-027**, *Cargill Incorporated v. United Mexican States* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/05/2) Award, 18 septembre 2009, ¶¶ 271-274; **RLA-085**, *United Parcel Service v. Government of Canada* (CNUDCI) Award on Jurisdiction, 22 novembre 2002, ¶¶ 84-86.

<sup>440</sup> **RLA-043**, *Affaire relative aux droits des ressortissants des États-Unis d'Amérique au Maroc (France c. États-Unis d'Amérique)*, [1952] C.I.J. Rec. 176, Arrêt du 27 août 1952, p. 200 citant l'affaire du droit d'asile (Colombie c. Pérou), [1950] C.I.J. Rec. 276-277: « La partie qui invoque une coutume de cette nature doit prouver qu'elle s'est constituée de telle manière qu'elle est devenue obligatoire pour l'autre partie. »; Voir aussi **RLA-029**, Ian Brownlie, *Principles of Public International Law*, 7th ed. (Oxford: Oxford University Press, 2008), p. 12 : « In practice the

343. La note d'interprétation du 31 juillet 2001 confirme que la norme minimale de traitement prescrite par l'article 1105 repose sur une norme objective, c'est-à-dire sur l'existence de règles spécifiques en matière de protection des étrangers, et non sur une norme subjective qui permettrait au Tribunal d'évaluer la mesure mise en cause selon sa propre conception de ce qui constitue un traitement juste et équitable<sup>441</sup>.

344. De plus, la norme minimale de traitement ne sera pas enfreinte à moins que les actes ou omissions attribuables à l'État atteignent un seuil de gravité élevé. Cette règle, à maintes fois reprise par les tribunaux constitués sous le Chapitre 11 de l'ALÉNA, existe afin d'assurer aux États que les tribunaux feront preuve de déférence envers leur pouvoir réglementaire<sup>442</sup>. Il est bien établi que les investisseurs ne peuvent se prévaloir de la norme minimale de traitement pour demander aux tribunaux arbitraux de se substituer à l'État et se prononcer sur l'opportunité d'adopter une mesure plutôt qu'une autre<sup>443</sup>.

345. Ainsi, dans l'affaire *Glamis*, le tribunal a indiqué qu'un acte imputable à l'État doit être suffisamment odieux et choquant pour qu'il franchisse le seuil de gravité requis pour que survienne une violation de la norme minimale de traitement<sup>444</sup>. Dans *Cargill*, le tribunal a également reconnu que seules les inconduites flagrantes, l'injustice manifeste, la mauvaise foi ou la négligence intentionnée à l'égard de l'investissement sont suffisamment graves pour aller à

---

proponent of a custom has a burden of proof the nature of which will vary according to the subject-matter and the form of the pleadings. »; **CLA-021**, *ADF Group Inc. v. United States of America* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/00/1) Award, 9 janvier 2003, ¶ 185; **RLA-085**, *United Parcel Service of America Inc. v. Government of Canada* (CNUDCI) Award on Jurisdiction, 22 novembre 2002, ¶ 84; **CLA-027**, *Cargill Incorporated v. United Mexican States* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/05/2) Award, 18 septembre 2009, ¶ 273; **RLA-069**, *Mesa Power Group, LLC v. Canada* (CNUDCI) Second Submission of the United States of America Pursuant to NAFTA Article 1128, 12 juin 2015, ¶¶ 8, 13; **RLA-070**, *Mesa Power Group, LLC v. Canada* (CNUDCI) Second Submission of Mexico Pursuant to NAFTA Article 1128, 12 juin 2015, ¶ 9.

<sup>441</sup> **CLA-058**, *S.D. Myers, Inc. v. Government of Canada* (CNUDCI) Partial Award, 13 novembre 2000, ¶ 261; **CLA-049**, *Mondev International Ltd. v. United States of America* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/99/2) Award, 11 octobre 2002, ¶ 120.

<sup>442</sup> **CLA-049**, *Mondev International Ltd. v. United States of America* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/99/2) Award, 11 octobre 2002, ¶ 120; **CLA-058**, *S.D. Myers, Inc. v. Government of Canada* (CNUDCI) Partial Award, 13 novembre 2000, ¶ 261.

<sup>443</sup> **CLA-058**, *S.D. Myers, Inc. v. Government of Canada* (CNUDCI) Partial Award, 13 novembre 2000, ¶ 261.

<sup>444</sup> « [A] violation of the customary international law minimum standard of treatment, as codified in Article 1105 of the NAFTA, requires an act that is sufficiently egregious and shocking—a gross denial of justice, manifest arbitrariness, blatant unfairness, a complete lack of due process, evident discrimination, or a manifest lack of reasons—so as to fall below accepted international standards and constitute a breach of Article 1105. » (nos soulignés) **CLA-039**, *Glamis Gold Ltd. v. United States of America* (CNUDCI) Final Award, 8 juin 2009, ¶ 627.

l'encontre des dispositions de l'article 1105<sup>445</sup>. Dans l'affaire *International Thunderbird Gaming Corporation*, le tribunal a indiqué que le seuil de gravité requis pour qu'une violation de l'article 1105 se produise demeure élevé<sup>446</sup>.

**C. La demanderesse ne s'est pas déchargée de son fardeau de prouver que les standards de protection qu'elle allègue font partie de la norme minimale de traitement des étrangers en droit international coutumier**

346. La demanderesse allègue que l'article 1105 de l'ALÉNA prohibe les mesures arbitraires, injustes et idiosyncrasiques. Elle allègue aussi que la même disposition protège les attentes légitimes des investisseurs. Pour établir l'existence de ces nouveaux standards de protection sous la norme minimale de traitement des étrangers en droit international coutumier elle cite comme seule source des décisions de tribunaux internationaux, notamment la sentence rendue dans l'affaire *Waste Management II*. Quoique les sentences arbitrales peuvent parfois être pertinentes lorsque les tribunaux qui les ont rendues ont valablement identifié une règle de droit international coutumier, elles ne sont d'aucun secours lorsqu'elles ne le font pas ou encore lorsqu'elles portent sur des normes contenues dans d'autres traités et qui sont différentes de celles contenues à l'article 1105<sup>447</sup>. Tel que l'énonce le tribunal dans l'affaire *Glamis*, les sentences arbitrales peuvent illustrer le droit international coutumier à condition de contenir une analyse du droit international coutumier mais elles ne constituent pas une forme de pratique étatique et, par conséquent, ne peuvent pas en elles-mêmes créer ou prouver l'existence du droit international coutumier<sup>448</sup>.

347. L'affaire *Waste Management II* citée par la demanderesse au soutien de ses prétentions n'offre aucune démonstration à l'effet que la protection à l'encontre des mesures injustes ou arbitraires se serait élevée au rang de règle de droit international coutumier faisant partie de la

---

<sup>445</sup> **CLA-027**, *Cargill, Incorporated v. United Mexican States* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/05/2) Award, 18 septembre 2009, ¶ 286.

<sup>446</sup> **RLA-060**, *International Thunderbird Gaming Corporation v. United Mexican States* (CNUDCI) Award, 26 janvier 2006, ¶ 194.

<sup>447</sup> **CLA-039**, *Glamis Gold Ltd. v. United States of America* (CNUDCI) Award, 8 juin 2009, ¶¶ 605-606; **CLA-027**, *Cargill, Incorporated v. United Mexican States* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/05/2) Award, 18 septembre 2009, ¶ 274.

<sup>448</sup> **CLA-039**, *Glamis Gold Ltd. v. United States of America* (CNUDCI) Award, 8 juin 2009, ¶ 608; **CLA-027**, *Cargill, Incorporated v. United Mexican States* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/05/2) Award, 18 septembre 2009, ¶ 278.



norme minimale de traitement des étrangers. Le passage cité par la demanderesse ne s'appuie sur aucune pratique étatique mais plutôt sur d'autres sentences arbitrales<sup>449</sup>.

348. La demanderesse ne présente aucune preuve que le droit international coutumier a évolué, comme elle le prétend, au point d'exiger d'un État que ses mesures soient nécessaires pour accomplir l'objectif de politique publique visé<sup>450</sup>. Au contraire, les sentences arbitrales rendues sous le Chapitre 11 de l'ALÉNA ont appliqué un seuil très élevé pour établir une violation de l'article 1105. Ce seuil très élevé se reflète dans l'utilisation de termes tels que « gross denial of justice [...] manifest arbitrariness falling below acceptable international standards »<sup>451</sup>. Le tribunal dans l'affaire *Glamis* résume le seuil très élevé de la manière suivante :

[a] violation of the customary international law minimum standard of treatment, as codified in Article 1105 of the NAFTA, requires an act that is sufficiently egregious and shocking – a gross denial of justice, manifest arbitrariness, a complete lack of due process, evident discrimination, or a manifest lack of reasons – so as to fall below accepted international standards and constitute a breach of Article 1105.<sup>452</sup>

349. En citant la récente affaire *Bilcon*, la demanderesse allègue que les tribunaux ont récemment délaissé le seuil élevé requis par le tribunal dans l'affaire *Glamis* pour fonder une violation de l'article 1105 de l'ALÉNA.<sup>453</sup> Les trois Parties à l'ALÉNA ont réagi à l'affaire *Bilcon* dans des observations distinctes déposées en vertu de l'article 1128 de l'ALÉNA dans le cadre de l'arbitrage dans l'affaire *Mesa*<sup>454</sup>. Les Parties ont fait voix commune pour dénoncer le standard moins rigoureux auquel le tribunal dans l'affaire *Bilcon* a erronément souscrit en s'appuyant sur l'*obiter dictum* énoncé par le tribunal dans l'affaire *Merrill & Ring*. Ainsi, les

---

<sup>449</sup> **CLA-064**, *Waste Management, Inc. v. United Mexican States* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/00/3) Award, 30 avril 2004, ¶ 98.

<sup>450</sup> Mémoire de la Demanderesse, ¶ 304.

<sup>451</sup> **RLA-060**, *International Thunderbird Gaming Corporation v. United Mexican States* (CNUDCI) Award, 26 janvier 2006, ¶ 194. Voir également **CLA-058**, *S.D. Myers, Inc. v. Canada* (CNUDCI) Partial Award, 13 novembre 2000, ¶ 263.

<sup>452</sup> **CLA-039**, *Glamis Gold Ltd. v. United States of America* (CNUDCI) Award, 8 juin 2009, ¶ 627 (nos soulignés).

<sup>453</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 324.

<sup>454</sup> **RLA-068**, *Mesa Power Group, LLC v. Canada* (CNUDCI) Observations on the Award on Jurisdiction and Merits in *Clayton/Bilcon v. Canada*, 14 mai 2015; **RLA-069**, *Mesa Power Group, LLC v. Canada* (CNUDCI) Second Submission of the United States of America Pursuant to NAFTA Article 1128, 12 juin 2015; **RLA-070**, *Mesa Power Group, LLC v. Canada* (CNUDCI) Second Submission of Mexico Pursuant to NAFTA Article 1128, 12 juin 2015.

Parties considèrent un tel assouplissement de la norme minimale de traitement comme étant non conforme au droit international coutumier et que le seuil pour établir une violation de l'article 1105 de l'ALÉNA demeure élevé<sup>455</sup>.

350. Ainsi, une mesure ne peut contrevenir à la norme minimale de traitement de l'article 1105 de l'ALÉNA à moins qu'elle soit dénuée de tout fondement ou encore dépourvue de toute connexion logique avec le but poursuivi. Le choix de la mesure appropriée par le gouvernement devra faire l'objet de déférence. En effet, les tribunaux ont accordé une grande déférence aux choix de politique publique des gouvernements. La demanderesse reconnaît que plusieurs tribunaux arbitraux constitués sous le Chapitre 11 de l'ALÉNA ont fait preuve d'une grande déférence à l'égard des autorités nationales agissant de bonne foi dans l'exercice de leur fonction d'interprète des lois domestiques. Elle prétend par contre, sans autorité à l'appui, qu'il serait inapproprié de faire preuve de la même déférence à l'égard des organes législatifs d'un État par rapport aux choix des mesures adoptées pour poursuivre un certain objectif étant donné qu'ils peuvent se laisser influencer par des considérations électorales et populistes au détriment des droits de propriété.<sup>456</sup> L'argument de la demanderesse équivaut à remettre en cause le régime démocratique. C'est précisément parce que les organes législatifs d'un État sont directement imputables à la population et qu'ils sont souvent appelés à trouver un juste équilibre entre des intérêts publics contraires que leurs décisions doivent faire l'objet d'une grande déférence de la part des tribunaux arbitraux.

351. La demanderesse ne s'est pas non plus déchargée de son fardeau de démontrer que l'article 1105 de l'ALÉNA protège les attentes des investisseurs. La demanderesse tente en vain d'incorporer dans l'article 1105 le concept d'« attentes légitimes » qui a été reconnu dans le cadre d'autres traités internationaux de protection des investissements auxquels le Canada n'est pas partie. Les sentences rendues en vertu du Chapitre 11 de l'ALÉNA ont généralement accepté la position des trois Parties à l'ALÉNA voulant qu'une telle norme ne fasse pas partie du droit international coutumier, et refusé de l'appliquer dans le cadre d'une analyse de l'article 1105. De plus, dans les quelques cas où les tribunaux y ont fait référence comme étant un facteur pertinent

---

<sup>455</sup> **RLA-069**, *Mesa Power Group, LLC v. Canada* (CNUDCI) Second Submission of the United States of America Pursuant to NAFTA Article 1128, 12 juin 2015, ¶¶ 10, 20; **RLA-070**, *Mesa Power Group, LLC v. Canada* (CNUDCI) Second Submission of Mexico Pursuant to NAFTA Article 1128, 12 juin 2015, ¶¶ 8 et 10.

<sup>456</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 290.

à l'analyse, c'était seulement dans la mesure où des représentations spécifiques avaient été faites par l'État à l'investisseur en question et sur lesquelles l'investisseur s'était fondé pour investir. Autrement, les tribunaux ont refusé des réclamations similaires à celles de la demanderesse, et affirmé clairement que des énoncés généraux, du même type que ceux auxquels la demanderesse fait référence, ne peuvent créer de telles attentes.

352. Par exemple, dans l'affaire *Glamis*, le tribunal a rejeté les prétentions de l'investisseur au titre des attentes légitimes. Le tribunal a déterminé que même les attentes qu'un investisseur pourrait tirer d'un contrat sont insuffisantes pour conduire à une violation de la norme minimale de traitement<sup>457</sup>. Étant donné qu'aucune représentation spécifique (« *specific assurances* ») n'avait été faite à l'investisseur pouvant faire naître des attentes légitimes, aucune violation de l'article 1105 ne pouvait se produire<sup>458</sup>.

353. Dans l'affaire *International Thunderbird Gaming Corporation*, sur laquelle s'appuie la demanderesse, l'investisseur fondait son argument d'attentes légitimes sur un avis de conformité de l'investissement avec le droit mexicain sollicité auprès du *Secretaria de Gobernación* du Mexique<sup>459</sup>. Le tribunal a rejeté les prétentions de l'investisseur, et ce, même si les mesures concernées allaient à l'encontre des indications données dans l'avis de conformité. Le tribunal a en effet considéré que cet avis ne traitait pas des spécificités propres à l'investissement de la demanderesse<sup>460</sup> et a donc déterminé que l'avis ne permettait pas de faire naître chez l'investisseur des attentes légitimes sur lesquelles l'investisseur aurait pu se fonder pour investir au Mexique<sup>461</sup>. L'affaire *Thunderbird* n'appuie donc pas un argument à l'effet que des représentations de nature générale sont susceptibles de faire naître des attentes légitimes.

354. Par ailleurs, lorsque les tribunaux d'arbitrage du Chapitre 11 de l'ALÉNA ont considéré les attentes de l'investisseur, ce n'est qu'en raison des assurances particulières faites à

---

<sup>457</sup> **CLA-039**, *Glamis Gold Ltd. v. United States of America* (CNUDCI) Final Award, 8 juin 2009, ¶ 620.

<sup>458</sup> **CLA-039**, *Glamis Gold Ltd. v. United States of America* (CNUDCI) Final Award, 8 juin 2009, ¶ 622.

<sup>459</sup> **RLA-060**, *International Thunderbird Gaming Corporation v. United Mexican States* (CNUDCI) Award, 26 janvier 2006, ¶¶ 138-139.

<sup>460</sup> **RLA-060**, *International Thunderbird Gaming Corporation v. United Mexican States* (CNUDCI) Award, 26 janvier 2006, ¶¶ 156-159.

<sup>461</sup> **RLA-060**, *International Thunderbird Gaming Corporation v. United Mexican States* (CNUDCI) Award, 26 janvier 2006, ¶ 166.

l'investisseur par l'État d'accueil à l'effet que le projet d'investissement en question pourrait aller de l'avant. Ainsi, dans l'affaire *Metalclad*, le tribunal a conclu à une violation de l'article 1105 du fait que les mesures contestées allaient à l'encontre de représentations spécifiques faites par des fonctionnaires fédéraux du Mexique visant à assurer Metalclad que celle-ci serait en mesure de mettre en œuvre son projet d'investissement sans qu'il soit nécessaire d'obtenir d'autres permis municipaux<sup>462</sup>. En raison de ces représentations, le tribunal a considéré que l'investisseur avait été amené à croire qu'il pouvait procéder à la construction de son site d'enfouissement en vertu de l'attente légitime qu'il avait de pouvoir exercer son activité économique<sup>463</sup>. Or, l'investisseur s'est ultimement vu interdire d'opérer le site d'enfouissement, contrairement aux représentations du Mexique.

355. Finalement, quant à l'argument de la demanderesse selon lequel l'article 1105 permet de remettre en question l'évolution du cadre législatif dans lequel opère l'investisseur, celui-ci doit être rejeté car il n'a pas été établi et ne trouve par ailleurs aucun appui dans les sentences arbitrales des tribunaux constitués sous le Chapitre 11 de l'ALÉNA.

356. Le traité ne saurait servir de police d'assurance protégeant les investisseurs des risques inhérents à toute activité réglementaire dans l'État d'accueil. L'ALÉNA n'est pas non plus garant de la stabilité du régime juridique tel qu'il existait au moment où les investisseurs s'établissent dans l'État d'accueil<sup>464</sup>.

#### **D. Les faits n'appuient pas les conclusions de la demanderesse quant à une violation de l'article 1105**

##### **1. Les allégations de la demanderesse concernant la révocation du permis fluvial sont non fondées**

357. La demanderesse prétend que l'adoption de la *Loi* serait injuste dans la mesure où elle la priverait d'un droit acquis dans l'exploitation des ressources en gaz naturel contenues sur le

---

<sup>462</sup> **CLA-044**, *Metalclad Corporation v. United Mexican States* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/97/1) Award, 30 août 2000, ¶ 80: « When Metalclad inquired, prior to its purchase of COTERIN, as to the necessity for municipal permits, federal officials assured it that it had all that was needed to undertake the landfill project. »

<sup>463</sup> **CLA-044**, *Metalclad Corporation v. United Mexican States* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/97/1) Award, 30 août 2000, ¶ 85.

<sup>464</sup> **RLA-080**, *Saluka Investments B.V. v. Czech Republic* (CNUDCI) Partial Award, 17 mars 2006, ¶ 305; **RLA-078**, *Parkerings-Compagniet AS v. Republic of Lithuania* (Affaire CIRDI n° ARB/05/8) Award, 11 septembre 2007, ¶ 332; **RLA-059**, *Impregilo S.p.A. v. Argentine Republic* (Affaire CIRDI n° ARB/07/17) Award, 21 juin 2011, ¶ 290.

territoire du permis fluvial<sup>465</sup>. La révocation du permis fluvial équivaldrait donc à une expropriation sans compensation<sup>466</sup> et le fait qu'aucune activité d'exploration ou d'exploitation ne puisse désormais être exercée annihilerait ses intérêts dans le permis fluvial<sup>467</sup>. Elle prétend donc qu'il est injuste de la part du gouvernement québécois d'avoir accordé un permis de recherche, pour ensuite le révoquer sans compensation<sup>468</sup>. Ce faisant, la demanderesse cherche à recycler ses arguments relatifs à l'expropriation dans le cadre de ses allégations relatives à l'article 1105 sans avoir à rencontrer les conditions nécessaires à une violation de l'article 1110. Le Tribunal devrait rejeter cet argument de la demanderesse.

358. Qui plus est, ces allégations s'appuient sur une interprétation des faits qui est erronée. Tel que décrit plus haut, l'adoption de la *Loi* était fondée sur un motif légitime de politique publique, soit la protection du fleuve Saint-Laurent<sup>469</sup>. Dans ce contexte, même si le gouvernement a conclu qu'aucune compensation des détenteurs de permis n'était nécessaire à la lumière entre autres de l'absence de travaux dans le fleuve et de la valeur au mieux purement spéculative des permis, il a cherché à en minimiser les effets<sup>470</sup>.

359. La ministre des Ressources naturelles de l'époque, Mme Nathalie Normandeau, lors de sa comparution en commission parlementaire, avait d'ailleurs fait référence au fait qu'il ne semblait pas y avoir eu de travaux dans le fleuve<sup>471</sup>. Tel que Mme Normandeau l'explique dans sa déclaration produite dans cet arbitrage, la non-compensation des titulaires de permis de recherche dans le fleuve Saint-Laurent s'explique par des considérations d'équité et de justice sociale. Le fait que la grande majorité des permis de recherche dans le fleuve Saint-Laurent avaient été émis à peine deux ou trois ans auparavant et qu'aucun travail exploratoire n'avait été

---

<sup>465</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 292 (c).

<sup>466</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 292 (d).

<sup>467</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 292 (e).

<sup>468</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 294.

<sup>469</sup> Contre-mémoire, ¶ 193-199.

<sup>470</sup> Contre-mémoire, ¶ 221.

<sup>471</sup> **R-037**, Commission de l'agriculture, des pêcheries, de l'énergie et des ressources naturelles, *Journal des débats*, Consultations particulières sur le projet de loi n°18, *Loi limitant les activités pétrolières et gazières*, 31 mai 2011, p. 12.

effectué sur ces permis rendait injustifiable que le gouvernement verse une quelconque compensation aux détenteurs de permis :

Dans ces circonstances [...] il aurait été difficilement défendable vis-à-vis des contribuables québécois de verser des sommes d'argent substantielles à des compagnies qui n'ont fait que détenir passivement des permis de recherche pendant une courte période de temps et dont l'activité principale s'est limitée à payer une rente annuelle d'une valeur minimale<sup>472</sup>.

360. Néanmoins, suite à l'adoption de la *Loi*, Junex s'est vue rembourser les droits annuels acquittés pour le permis fluvial en 2011 au prorata du nombre de jours écoulés jusqu'à l'entrée en vigueur de la *Loi*<sup>473</sup>. D'ailleurs, ni la demanderesse ni Junex n'ont fait aucune dépense sur le territoire du permis fluvial. Les seules dépenses qui auraient été faites l'auraient été sur le territoire des permis terrestres de Junex<sup>474</sup>. Même si des dépenses avaient été engagées sur le permis fluvial, la *Loi sur les mines* prévoit que Junex pouvait attribuer celles-ci sur ses permis terrestres<sup>475</sup>. Dans ces circonstances, la mesure contestée n'atteint pas le seuil nécessaire de gravité pour contrevenir à la norme minimale de traitement prévue en droit international coutumier, et ce, même si une règle de droit international coutumier était applicable en l'espèce.

## **2. Les allégations de la demanderesse concernant le bien-fondé de la *Loi***

361. La demanderesse prétend également que l'adoption de la *Loi* serait arbitraire dans la mesure où elle serait sans lien logique avec l'objectif que le gouvernement du Québec prétendait poursuivre<sup>476</sup>. Son argument, à ce titre, se décline en deux éléments. Premièrement, elle prétend que la révocation des permis n'était pas nécessaire pour protéger le fleuve Saint-Laurent contre les effets néfastes que pourraient avoir l'industrie de l'exploitation du gaz de schiste. Le gouvernement du Québec disposait déjà, selon ses prétentions, d'instruments législatifs et réglementaires pour protéger les différents milieux marins<sup>477</sup>. Deuxièmement, la demanderesse

---

<sup>472</sup> RWS-004-Normandeu, ¶ 56.

<sup>473</sup> Contre-mémoire, ¶ 228.

<sup>474</sup> Contre-mémoire, ¶ 242.

<sup>475</sup> Contre-mémoire, ¶ 68.

<sup>476</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 281.

<sup>477</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 304.

affirme que la mesure est sans lien logique avec les études environnementales stratégiques<sup>478</sup> et qu'elle a été adoptée à la suite du dépôt du rapport préliminaire de l'ÉES1, donc avant que ne soit complétée l'ÉES en milieu marin<sup>479</sup>. Par ailleurs, les activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste étaient visées par l'ÉES-GS mais la mesure a été adoptée avant sa conclusion<sup>480</sup>. Le tracé de la zone de révocation des permis serait aussi prétendument arbitraire puisque sans lien avec la zone d'étude de l'ÉES1<sup>481</sup>.

362. Tel que décrit précédemment, l'exploration et l'exploitation du pétrole et du gaz naturel sont des activités naissantes au Québec, et ce n'est qu'à compter des années 2000 que certains acteurs de l'industrie se sont intéressés aux potentielles activités d'exploitation du gaz de schiste dans le shale d'Utica<sup>482</sup>. À cette époque, le gouvernement du Québec commande plusieurs études pour identifier les enjeux environnementaux et socio-économiques reliés à cette nouvelle filière énergétique. Les conclusions du Rapport préliminaire de l'ÉES1 ont noté la fragilité du Saint-Laurent et le rapport constate que le milieu étudié n'est pas un milieu propice à l'exploitation des hydrocarbures<sup>483</sup>. Le Rapport 273 du BAPE est venu quant à lui mettre en relief des carences importantes au niveau des connaissances scientifiques reliées aux activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste ainsi que des risques qui y sont potentiellement associés<sup>484</sup>.

363. La décision d'interdire les activités d'exploration et d'exploitation pétrolières et gazières dans le fleuve Saint-Laurent témoigne du niveau de précaution que le gouvernement du Québec a déterminé approprié à la lumière du manque de connaissances et des conclusions des études à sa disposition. Selon Mme Normandeau :

À la lumière des nombreux risques potentiels identifiés par le Rapport du BAPE 273 ainsi que des constatations du rapport d'AECOM de juillet 2010, nous avons conclu que nous ne pourrions vraisemblablement pas exclure, dans un avenir prévisible, le risque que les activités de mise en valeur du gaz de

---

<sup>478</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶¶ 281, 294 et 303.

<sup>479</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶¶ 140, 158-159.

<sup>480</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 292 (g).

<sup>481</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶¶ 307-311.

<sup>482</sup> Contre-mémoire, ¶¶ 34-38.

<sup>483</sup> Contre-mémoire, ¶ 124.

<sup>484</sup> Contre-mémoire, ¶¶ 146-152.

schiste sous le fleuve Saint-Laurent puissent contaminer l'environnement exceptionnel du fleuve, soit par exemple par des déversements de contaminants en surface ou par la migration de contaminants sous terre. Par conséquent, nous avons convenu qu'il n'était pas souhaitable d'autoriser le forage horizontal et les activités de fracturation hydraulique sous le fleuve Saint-Laurent, que ce soit par des forages effectués dans le fleuve ou à partir de la rive, compte tenu de l'importance stratégique du Saint-Laurent pour le Québec et le Canada, de sa biodiversité exceptionnelle et des activités économiques qu'il soutient<sup>485</sup>.

364. Les fonctionnaires du ministère de l'Environnement<sup>486</sup> et du ministère des Ressources naturelles<sup>487</sup> souscrivaient pleinement à cette décision.

De façon unanime, les fonctionnaires avec qui j'ai interagi au ministère des Ressources naturelles estimaient que le Projet de loi 18 constituait une mesure d'intérêt public raisonnable et justifiée compte tenu, entre autres, de la fragilité et de l'importance du fleuve Saint-Laurent, incluant sa voie maritime, la densité de la population vivant près du fleuve et le fait que le Rapport du BAPE 273 ne permettait pas d'écarter la possibilité que l'exploitation du gaz de schiste potentiellement contenu sous le lit du fleuve puisse mener à la contamination des ressources hydriques en surface et souterraines ou autrement avoir des conséquences néfastes pour le fleuve Saint-Laurent et les communautés qui en dépendent<sup>488</sup>.

365. La mesure adoptée vise donc indubitablement à protéger le fleuve Saint-Laurent et ce, que la demanderesse soit d'accord ou non avec le bien-fondé de cette *Loi*.

366. Le fleuve Saint-Laurent se distingue de manière très marquée des autres cours d'eau au Québec<sup>489</sup>. Tel que l'explique M. Dupont, sous-ministre adjoint au ministère de l'Environnement, il s'agit d'un environnement exceptionnel qui se démarque par son histoire, sa biodiversité et sa voie navigable vers les Grands Lacs. Il sert à la fois de réservoir d'eau potable à plus de la moitié de la population du Québec et soutient une gamme de secteurs socio-économiques primordiaux pour le Québec et le Canada<sup>490</sup> :

---

<sup>485</sup> RWS-004-Normandeau, ¶ 49.

<sup>486</sup> RWS-002-Dupont, ¶ 68.

<sup>487</sup> RWS-003-Gosselin, ¶ 62. Voir aussi RWS-005-Sauvé, ¶ 41.

<sup>488</sup> RWS-005-Sauvé, ¶ 48.

<sup>489</sup> Contre-mémoire, ¶¶ 4, 203-204.

<sup>490</sup> RWS-002-Dupont, ¶ 40.



Cette spécificité propre au Saint-Laurent, ainsi que la gestion particulière qu'elle requiert, ont par ailleurs été maintes fois reconnues par les politiques et le régime législatif québécois.<sup>491</sup>

[...]

À cet égard, la *Loi sur les activités pétrolières et gazières* de juin 2011, en consacrant le fleuve Saint-Laurent comme une ressource distincte et en lui accordant une protection particulière, s'inscrivait dans la suite d'un ensemble de mesures prises par le gouvernement du Québec depuis plus d'une décennie visant à protéger et conserver ce cours d'eau exceptionnel<sup>492</sup>.

367. Dès lors, la décision de restreindre la portée de la *Loi* au seul fleuve Saint-Laurent et de ne pas l'étendre à l'ensemble des cours d'eau au Québec ne saurait être qualifiée d'arbitraire, et encore moins de manifestation arbitraire.

368. Il en va de même de la décision du gouvernement du Québec de ne pas étendre l'application de la *Loi* au territoire dans le golfe du Saint-Laurent au-delà de l'Île d'Anticosti. Ce territoire faisait à l'époque l'objet d'une ÉES qui n'avait pas encore été complétée et étendre l'application de la *Loi* sur ce territoire aurait rendu la suite de l'étude à toute fin pratique inutile.<sup>493</sup> Mme Normandeau explique par ailleurs que le potentiel de ressources en hydrocarbures dans la zone visée par l'ÉES2 était plus avéré que dans l'estuaire du Saint-Laurent et le tronçon fluvial. Elle explique aussi que « rien ne laissait présager que les constats à être tirés de l'ÉES2 [...] allaient être aussi négatifs que ceux de l'ÉES1 »<sup>494</sup>.

369. En ce qui a trait à la décision du gouvernement du Québec d'adopter la *Loi* avant la fin des travaux de l'ÉES-GS, qui venaient alors de débiter, elle s'explique par le fait que le milieu fluvial est fort différent du milieu terrestre qui a fait l'objet de l'ÉES-GS. Comme l'explique Mme Normandeau :

[L]e territoire du fleuve Saint-Laurent est fondamentalement distinct du milieu terrestre pour lequel notre niveau de tolérance aux risques associés aux activités de mise en valeur du gaz de schiste était plus élevé. Alors que nos connaissances des enjeux soulevés par l'exploration et l'exploitation du gaz de

---

<sup>491</sup> RWS-002-Dupont, ¶ 42.

<sup>492</sup> RWS-002-Dupont, ¶ 51.

<sup>493</sup> Contre-mémoire, ¶ 205.

<sup>494</sup> RWS-004-Normandeau, ¶ 52.

schiste nous permettraient d'envisager qu'un jour les conditions puissent être réunies pour permettre le développement de cette nouvelle industrie en milieu terrestre, tel n'était pas le cas en ce qui a trait au milieu exceptionnel que constitue le fleuve Saint-Laurent<sup>495</sup>.

370. Ainsi, la délimitation territoriale de la *Loi* au seul fleuve Saint-Laurent ne peut être considérée comme une mesure arbitraire, injuste ou idiosyncrasique, même si un tel standard était applicable.

371. Finalement, la demanderesse prétend que l'adoption de la *Loi* est en soi une mesure de nature politique mise sur pied par le gouvernement du Québec à des fins électoralistes<sup>496</sup>. Elle allègue notamment que cette mesure aurait été fondée sur un sentiment d'animosité envers les compagnies pétrolières et mise en place pour se mettre au diapason avec l'opinion publique<sup>497</sup>, une conduite que la demanderesse prétend être « choquante »<sup>498</sup>. Cet argument de la demanderesse se fonde sur une citation prise hors contexte de la comparution de la ministre Normandeau en Commission parlementaire lors des travaux ayant mené à l'adoption de la *Loi* :

Pour ce qui est des compensations, M. Bouchard, dans le contexte actuel, disons-nous les choses franchement, je ne crois pas que les citoyens auraient apprécié qu'on puisse compenser des entreprises gazières dans le contexte extrêmement, hautement émotif qui nous a occupés au cours des derniers mois, des dernières semaines. Ceci étant, M. le Président, je reconnais la validité de vos arguments sur le plan juridique. Mais, sur le plan politique, le gouvernement a porté un tout autre message.

Dans ce cas-ci, on va s'employer à partager avec vous quels sont les impacts, mais, à notre connaissance, il n'y a aucuns travaux qui ont été faits en milieu marin de la part des entreprises. Et, s'il y a un cas de figure, peut-être, qui pourrait être documenté davantage, c'est peut-être celui de Junex justement. Si M. Dorrins de Junex souhaite s'exprimer sur le sujet pour connaître les impacts de cette décision sur son entreprise, ça nous fera plaisir de l'entendre<sup>499</sup>.

---

<sup>495</sup> RWS-004-Normandeau, ¶ 50.

<sup>496</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶¶ 283, 292 (h), 296, 323-332.

<sup>497</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 326.

<sup>498</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 325.

<sup>499</sup> **R-037**, Commission de l'agriculture, des pêcheries, de l'énergie et des ressources naturelles, *Journal des débats*, Consultations particulières sur le projet de loi n°18, *Loi limitant les activités pétrolières et gazières*, 31 mai 2011, p. 12 (nos soulignés).

372. La demanderesse ne cite dans son mémoire que le premier paragraphe de cette citation<sup>500</sup>. Or, le second paragraphe jette sur le premier un éclairage différent de celui que veut lui apporter la demanderesse. Il vient préciser que le « contexte actuel » auquel la ministre Normandeau réfère a principalement trait à l'absence de travaux exploratoires sur le territoire visé par l'application de la *Loi*. Cette absence de travaux exploratoires, lorsque conjuguée au fait que les titulaires de permis affectés ont acquis les permis en question à peu de frais seulement deux ou trois ans auparavant, ne permet pas de justifier l'octroi d'une compensation financière aux titulaires de permis de recherche au-delà du remboursement d'une partie des droits annuels déjà payés<sup>501</sup>. C'est donc bien cette situation particulière, et non pas une quelconque stigmatisation sociale des compagnies pétrolières et gazières, qui a motivé la décision de la ministre de révoquer les permis de recherche octroyés peu de temps auparavant.

373. De plus, le fait qu'une mesure aille dans le même sens que la volonté exprimée par une partie de la population ne signifie pas en soi qu'une mesure est arbitraire, et encore moins grossièrement ou manifestement dépourvue de fondement ou encore injuste. Comme de nombreux tribunaux arbitraux en matière d'investissement l'ont reconnu, dans un État démocratique, il est tout à fait normal que les élus prennent en considération la volonté de la population dans leur prise de décision sans que ceci veuille dire que la mesure est arbitraire<sup>502</sup>. Par exemple, dans l'affaire *Electrabel S.A. v. Republic of Hungary*, le tribunal a indiqué que :

[t]here is no doubt that by late 2005 and early 2006 there was political and public controversy in Hungary over the perceived high level of profits made by Hungarian Generators, including Dunamenti. However, politics is what democratic governments necessarily address; and it is not, ipso facto, evidence

---

<sup>500</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 328.

<sup>501</sup> RWS-004-Normandeau, ¶ 56.

<sup>502</sup> **RLA-059**, *Impregilo S.p.A. v. Argentine Republic* (Affaire CIRDI n° ARB/07/17) Award, 21 juin 2011, ¶¶ 277-278, 283; **CLA-058**, *S.D. Myers, Inc. v. Government of Canada* (CNUDCI) Partial Award, 13 novembre 2000, ¶ 161 « The intent of government is a complex and multifaceted matter. Government decisions are shaped by different politicians and officials with differing philosophies and perspectives. Each of the many persons involved in framing government policy may approach a problem from a variety of different policy objectives and may sometimes take into account partisan political factors or career concerns. The Tribunal can only characterize CANADA's motivation or intent fairly by examining the record of the evidence as a whole. »; **RLA-050**, *Electrabel S.A. v. The Republic of Hungary* (Affaire CIRDI n° ARB/07/19) Decision on Jurisdiction, Applicable Law and Liability, 30 novembre 2012, ¶ 8.23; **RLA-077**, *Nordzucker AG v. Poland* (CNUDCI) Second Partial Award, 28 janvier 2009, ¶ 91 « This Tribunal does not agree that the decisions of Poland have been arbitrary. It is not because the decisions were based on political reasons that they are arbitrary. »

of irrational or arbitrary conduct for a government to take into account political or even populist controversies in a democracy subject to the rule of law.<sup>503</sup>

374. En l'espèce, la prise en compte de l'opinion publique par le gouvernement québécois témoigne d'autant moins de préoccupations politiques ou populistes puisque la *Loi sur le développement durable* impose justement à celui-ci l'obligation de prendre en compte la participation et l'engagement des citoyens dans ses actions<sup>504</sup>.

### 3. Les allégations concernant les attentes de la demanderesse

375. L'argument de la demanderesse au titre des attentes légitimes est à l'effet que les représentations qui lui auraient été faites par le gouvernement du Québec lui donnaient le droit de s'attendre à ce qu'elle puisse poursuivre l'activité économique qu'elle convoitait en lien avec les ressources du permis fluvial<sup>505</sup>. Elle prétend en outre que, en raison de ces représentations, elle était en droit de s'attendre à ce que lui soit accordée l'opportunité de mettre en œuvre son plan de développement pour le Bloc Champlain/Bécancour (« [to] pursue its commercial development plans »)<sup>506</sup>.

376. La demanderesse fait état de trois types de représentations qui lui auraient prétendument été faites. D'abord, elle prétend que la Stratégie énergétique du gouvernement du Québec, un énoncé de politique dans lequel le gouvernement annonce être en faveur du développement de l'industrie pétrolière et gazière, aurait induit son investissement<sup>507</sup>. Ensuite, la demanderesse prétend que le ministère des Ressources naturelles aurait enregistré un transfert de droits en sa faveur, et que cet enregistrement aurait fait naître chez elle des attentes légitimes à l'effet qu'elle pourrait exploiter commercialement le gaz de schiste qu'elle convoitait<sup>508</sup>. Enfin, elle prétend qu'elle aurait eu des discussions spécifiques et précises (« *extensive and specific discussions* »)

---

<sup>503</sup> **RLA-050**, *Electrabel S.A. v. Republic of Hungary* (Affaire CIRDI n° ARB/07/19) Decision on Jurisdiction, Applicable Law and Liability, 30 novembre 2012, ¶ 8.23.

<sup>504</sup> Contre-mémoire, ¶¶ 110, 217.

<sup>505</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶¶ 282, 292 (b), 295, 317-322.

<sup>506</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 295.

<sup>507</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶¶ 51, 292 (b).

<sup>508</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 321.

avec un fonctionnaire du ministère des Ressources naturelles relativement à son projet d'entreprise<sup>509</sup>. Ces allégations ne résistent pas à l'épreuve des faits.

377. D'abord et avant tout, la demanderesse, LPRI, n'a acquis LPRC que le 25 mai 2011, soit lorsqu'elle a acquis de Forest Oil l'ensemble du capital-actions de LPRC moyennant la somme de 29 millions \$US et l'émission de 69 999 999 actions ordinaires, représentant 82,3 % de son capital-actions<sup>510</sup>. Or, à cette date, la demanderesse savait ou aurait dû savoir que le gouvernement du Québec s'appêtait à révoquer les permis de recherche situés dans le fleuve Saint-Laurent car le *Projet de loi limitant les activités pétrolières et gazières* avait été déposé à l'Assemblée nationale deux semaines auparavant, soit le 12 mai 2011. Elle ne peut donc aujourd'hui raisonnablement prétendre avoir détenu des attentes légitimes quant à l'exploitation des ressources en hydrocarbures potentiellement présentes sur le territoire du permis fluvial au moment d'acquérir LPRC.

378. Indépendamment de l'entité par rapport à laquelle doivent s'apprécier les attentes légitimes, les communications invoquées par la demanderesse pour appuyer son argument fondé sur les attentes légitimes ne sont pas de nature à générer de telles attentes.

379. Premièrement, en ce qui concerne la Stratégie énergétique, un énoncé de politique générale de cette nature ne possède pas la spécificité requise pour donner lieu à des attentes légitimes en relation avec un investissement. Elle ne vise aucune entreprise ou projet en particulier mais présente plutôt les grandes orientations générales du gouvernement relativement à l'ensemble du secteur énergétique.

380. Deuxièmement, même le fait d'obtenir un permis de recherche ne garantit aucunement à son titulaire qu'il sera autorisé à exploiter les ressources potentiellement présentes sur le territoire du permis de recherche. Si tant est que les attentes légitimes qu'auraient pu avoir Forest Oil sont pertinentes pour les fins de cette analyse, les faits démontrent qu'elle ne pouvait en posséder aucune puisque même Junex ne pouvait avoir de telles attentes. Forest Oil, que la

---

<sup>509</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶¶ 292 (b) et 295.

<sup>510</sup> **R-163**, *Separation and Distribution Agreement by and among Forest Oil Corporation, Canadian Forest Oil LTD., and Lone Pine Resources Inc.*, datant du 25 mai 2011, article 2.2.

demanderesse décrit comme une « *first mover* », <sup>511</sup> soit une compagnie à l'avant-garde de l'exploration pétrolière et gazière, ne pouvait raisonnablement s'attendre à ce que la réglementation québécoise encadrant les activités pétrolières et gazières demeure inchangée du seul fait qu'un permis de recherche ait été émis à Junex pour le territoire du permis fluvial. Comme l'a reconnu le tribunal dans l'affaire *Mobil*, un investisseur ne peut raisonnablement s'attendre à ce que le cadre réglementaire dans lequel il effectue un investissement demeure immuable :

Article 1105 may protect an investor from changes that give rise to an unstable legal and business environment, but only if those changes may be characterized as arbitrary or grossly unfair or discriminatory, or otherwise inconsistent with the customary international law standard. In a complex international and domestic environment, there is nothing in Article 1105 to prevent a public authority from changing the regulatory environment to take account of new policies and needs, even if some of those changes may have far-reaching consequences and effects, and even if they impose significant additional burdens on an investor. Article 1105 is not, and was never intended to amount to, a guarantee against regulatory change, or to reflect a requirement that an investor is entitled to expect no material changes to the regulatory framework within which an investment is made. Governments change, policies changes (sic) and rules change<sup>512</sup>.

381. Cet énoncé s'applique d'autant plus lorsque les gouvernements sont confrontés au développement potentiel d'une nouvelle filière énergétique soulevant de nombreux enjeux environnementaux et socio-économiques complexes, comme dans le cas de l'exploitation des ressources en hydrocarbures contenues dans le schiste.

382. Me Gagné, l'expert en droit minier du Canada, explique dans son rapport que si LPRC l'avait consulté à l'époque en rapport avec la réalisation de son projet d'exploiter le gaz de

---

<sup>511</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 76.

<sup>512</sup> **CLA-047**, *Mobil Investments Canada Inc. & Murphy Oil Corporation v. Canada* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/07/4) Decision on Liability and on Principles of Quantum, 22 mai 2012, ¶ 153; voir aussi **RLA-080**, *Saluka Investments B.V. v. Czech Republic* (CNUDCI) Partial Award, 17 mars 2006, ¶ 305: « No investor may reasonably expect that the circumstances prevailing at the time the investment is made remain totally unchanged. »; **RLA-078**, *Parkerings-Compagniet AS v. Republic of Lithuania* (Affaire CIRDI n° ARB/05/8) Award, 11 septembre 2007, ¶ 332: « It is each State's undeniable right and privilege to exercise its sovereign legislative power. A State has the right to enact, modify or cancel a law at its own discretion. Save for the existence of an agreement, in the form of a *stabilization* clause or otherwise, there is nothing objectionable about the amendment brought to the regulatory framework existing at the time an investor made its investment. ».

schiste potentiellement contenu sur le territoire du Bloc Champlain/Bécancour, il lui aurait alors adressé une importante mise en garde :

Compte tenu de ce contexte évolutif, des enjeux liés à l'acceptabilité sociale de la filière de l'exploration des gaz de schiste au Québec constatés à l'occasion des travaux des ÉES et du BAPE, de même que de l'intention annoncée par le gouvernement du Québec de revoir en profondeur le cadre juridique applicable aux activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures, si LPRC m'avait consulté à l'époque, je l'aurais informée que les conditions de réalisation de ses projets auraient pu changer et que ces derniers auraient pu être assujettis à des contraintes additionnelles. Quant au permis fluvial, je lui aurais fait part de mes appréhensions quant à la réalisation de tout projet d'exploration sur le territoire objet de ce permis de recherche. En raison de ce qui précède, je lui aurais indiqué que ses projets d'exploration des gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent comportaient des risques potentiels pouvant affecter la faisabilité et la rentabilité des projets envisagés, voire même un risque que certains d'entre eux soient interdits ou non réalisables en raison des enjeux environnementaux et socio-économiques ainsi que de la préoccupation manifestée quant à l'acceptabilité sociale<sup>513</sup>.

383. La demanderesse devait, ou aurait dû savoir, que de nombreux autres permis et autorisations sont nécessaires, en plus du permis de recherche, avant de pouvoir exploiter commercialement des ressources en hydrocarbures au Québec. Elle devait ou aurait dû également savoir que la *Loi sur les mines* ne permet pas de forer un puits horizontalement à partir du territoire d'un permis de recherche à l'extérieur de son périmètre pour explorer les ressources qui pourraient se trouver sur le territoire d'un autre permis de recherche, et ce, même si le titulaire des deux permis de recherche est identique. Comme l'explique Me Gagné : « tout forage, en profondeur, ne doit être réalisé que dans la projection verticale du périmètre du permis de recherche »<sup>514</sup>.

384. Non seulement la demanderesse ne pouvait-elle avoir aucune attente légitime quant à la possibilité d'exploiter le gaz de schiste contenu sous le fleuve Saint-Laurent, mais elle aurait dû savoir que son projet, en prévoyant le forage de puits horizontaux sous le territoire du permis fluvial à partir des quatre permis terrestres contigus du Bloc Champlain/Bécancour, aurait fait face à des obstacles législatifs et réglementaires importants.

---

<sup>513</sup> RER-002-Gagné, ¶ 130.

<sup>514</sup> RER-002-Gagné, ¶ 123.

385. Troisièmement, la demanderesse allègue avoir eu des « discussions spécifiques » avec le ministère des Ressources naturelles<sup>515</sup>, qui auraient eu lieu en juillet 2006<sup>516</sup>, c'est-à-dire après que la demanderesse ait pris la décision d'explorer le gaz de schiste au Québec et ait signé le Contrat d'affermage avec Junex<sup>517</sup>. Au soutien de ses prétentions, la demanderesse n'offre qu'une preuve par oui-dire, s'appuyant sur le témoignage de M. Roger Wiggin, qui affirme s'être entretenu au téléphone avec un fonctionnaire du ministère des Ressources naturelles, maintenant retraité de la fonction publique, M. Jean-Yves Laliberté, et travaillant aujourd'hui à l'emploi d'une compagnie pétrolière et gazière. Cette conversation téléphonique aurait permis à M. Laliberté de comprendre que les intentions de la demanderesse étaient de forer horizontalement sous le fleuve Saint-Laurent depuis la rive. M. Laliberté aurait alors indiqué que le ministère des Ressources naturelles serait enclin à délivrer un permis pour ce type de forage<sup>518</sup>.

386. La demanderesse n'explique cependant pas comment de telles communications pourraient être assimilées à des assurances créant des attentes légitimes. Même en prenant pour acquis que les propos de M. Laliberté sont avérés, le fait qu'un employé du ministère des Ressources naturelles se montre ouvert à la possibilité d'un forage horizontal sous le fleuve n'offre pas en soi l'assurance que la demanderesse pourra procéder à l'exploitation commerciale de la ressource. D'autant plus que le fonctionnaire en question n'occupait pas un poste élevé dans la hiérarchie du ministère des Ressources naturelles. À l'époque, M. Laliberté occupait le poste de coordonnateur de l'exploration et ses fonctions se limitaient à gérer les aspects techniques de la délivrance des permis<sup>519</sup>. Tel qu'indiqué précédemment, l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste sont des activités embryonnaires au Québec, et le forage horizontal est une technique nouvelle préalablement inconnue au Québec<sup>520</sup>. M. Wiggin devait savoir, ou aurait dû savoir, que M. Laliberté ne pouvait, à lui seul, prendre la décision d'autoriser le type d'activité envisagé par la demanderesse et que le cadre réglementaire était appelé à évoluer.

---

<sup>515</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶¶ 292 (b), 295.

<sup>516</sup> CWS-002-Wiggin, ¶ 12.

<sup>517</sup> La demanderesse a quant à elle offert à Junex de faire un accord d'affermage le 5 juin 2006, laquelle offre a été acceptée par Junex le 10 juillet 2006; **C-017**, Letter Agreement between Forest Oil and Junex, dated 5 June 2006.

<sup>518</sup> CWS-002-Wiggin, ¶¶ 13-15.

<sup>519</sup> RWS-005-Sauvé, ¶ 8.

<sup>520</sup> Contre-mémoire, ¶¶ 34-38, 41.



387. Étant donné que la demanderesse n'a réalisé aucun travail ni aucune dépense sur le territoire du permis fluvial, elle ne peut s'être fondée sur des représentations de M. Laliberté pour réaliser un investissement et acquérir le permis fluvial. Par ailleurs, la grande majorité des travaux prétendument réalisés par la demanderesse l'ont été avant le 17 mars 2009, date de la délivrance du permis fluvial par le ministère des Ressources naturelles à Junex<sup>521</sup>. Ces travaux sont donc sans lien avec les intérêts contractuels que la demanderesse a acquis relativement au permis fluvial.

#### IV. LA DEMANDERESSE N'A PAS FAIT LA PREUVE D'UNE VIOLATION DE L'ARTICLE 1110 DE L'ALÉNA

##### A. Sommaire de la position du Canada

388. La demanderesse allègue que LPRC a souffert d'une expropriation contrevenant à l'article 1110 de l'ALÉNA. En révoquant certains permis de recherche, la *Loi* aurait eu pour effet d'exproprier ce qu'elle identifie comme étant ses « River Permit Rights (in both the Original and River Permits) »<sup>522</sup>, c'est-à-dire ses intérêts économiques sur le permis fluvial révoqué, ainsi que sur les quatre permis terrestres toujours en vigueur et situés de part et d'autre du permis fluvial<sup>523</sup>.

389. La demanderesse soumet au Tribunal que les « River Permit Rights » ont été expropriés soit de façon directe dans la mesure où ils constituent des droits de propriété sous l'article 1139(g), soit de façon indirecte dans la mesure où les « River Permit Rights » sont des intérêts découlant de la relation contractuelle entre LPRC et Junex et constituant un investissement sous l'article 1139(h)<sup>524</sup>.

---

<sup>521</sup> CER-0020, Summary of Bécancour and Champlain Projects Costs by Months.

<sup>522</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 109.

<sup>523</sup> La demanderesse affirme que « [t]he investment that is the object of Canada's NAFTA breaches is the River Permit Rights » (Mémoire de la demanderesse, ¶ 181, note 268) et que « Canada's measure, Bill 18, expropriated the River Permit Rights by revoking the River Permit » (Mémoire de la demanderesse, ¶ 219). Les « River Permit Rights » sont définis au glossaire comme représentant « 100 % of the working interest in the Contract Area ». L'expression « Contract Area » réfère quant à elle à « the Original Permit and the River Permit areas ». Ainsi, selon la demanderesse, la *Loi* aurait eu pour effet d'exproprier ses intérêts économiques sur les cinq permis contigus de Junex, soit le permis 2009PG490 couvrant une portion du fleuve Saint-Laurent, ainsi que les quatre permis situés sur les rives du Saint-Laurent, de part et d'autre du permis 2009PG490.

<sup>524</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 221: « Bill 18's revocation of the River Permit is an expropriation of the River Permit Rights in two alternative ways: (a) *First*, the Claimant's investment under Article 1139(g), namely its intangible property rights [...] were *directly* expropriated, or subject to measures tantamount thereto, by Bill 18's revocation of the River Permit; and (b) *Second*, the Claimant's investment under Article 1139(h), namely its

390. Ces allégations sont dépourvues de fondement et devraient être rejetées.

391. Premièrement, LPRC ne détenait pas de droits de propriété susceptibles d'être expropriés puisqu'elle ne détenait aucun droit de propriété sur le permis fluvial révoqué. L'arrangement contractuel liant LPRC à Junex n'a pas eu pour effet de transférer un droit de propriété à LPRC, tel le permis lui-même, ou de grever le permis de Junex d'un droit réel au profit de LPRC. Il n'y a donc pas eu d'expropriation de droits de propriété de LPRC.

392. Deuxièmement, les intérêts contractuels que détenait LPRC vis-à-vis Junex n'étaient pas susceptibles d'être expropriés puisqu'il ne s'agissait pas de droits acquis à l'exploitation de la ressource mais bien d'intérêts futurs incertains.

393. Troisièmement, aucune expropriation n'a eu lieu en l'espèce puisque LPRC n'a pas souffert d'une privation substantielle de son investissement en raison de l'entrée en vigueur de la *Loi*. Seul un des cinq permis qui font l'objet des « River Permit Rights » a été révoqué.

394. Quatrièmement, il n'y a pas eu d'expropriation des droits contractuels de LPRC vis-à-vis Junex puisque l'État ne s'est pas immiscé dans leur relation contractuelle qui demeure intacte. Les droits et les recours de LPRC vis-à-vis Junex demeurent.

395. Finalement, il n'y a pas d'expropriation puisque la *Loi* a été adoptée par l'Assemblée nationale avec l'objectif de protéger le fleuve Saint-Laurent et représente un exercice valide des pouvoirs de police du gouvernement du Québec.

396. Conséquemment, en l'absence d'une expropriation, il n'est pas nécessaire d'examiner la conformité de la *Loi* avec les conditions énoncées aux sous-paragraphes (a) à (d) de l'article 1110(1). Dans l'alternative, si le Tribunal conclut malgré tout qu'il y a eu expropriation, le Canada n'a de toute manière pas contrevenu à l'article 1110 puisqu'il a agi dans l'intérêt public, que la valeur marchande de l'investissement était nulle et qu'il n'y avait donc pas lieu de compenser LPRC.

---

interests arising from its commitment of capital pursuant to the Farmout and River Permit Agreements, were *indirectly* expropriated, or subject to measures tantamount thereto, through Bill 18's revocation of the River Permit » (nos soulignés).

## **B. L'expropriation sous l'article 1110 de l'ALÉNA**

### **1. La portée de l'article 1110(1) de l'ALÉNA**

397. L'article 1110(1) de l'ALÉNA prévoit qu'« [a]ucune des Parties ne pourra, directement ou indirectement, nationaliser ou exproprier un investissement d'un investisseur d'une autre Partie sur son territoire, ni prendre une mesure équivalant à la nationalisation ou à l'expropriation d'un tel investissement ('expropriation') [...] »<sup>525</sup>.

398. L'ALÉNA ne définit pas le terme « expropriation » employé à l'article 1110. Selon les tribunaux ayant eu à interpréter cet article, ce concept correspond à la définition qu'en donne le droit international coutumier<sup>526</sup>.

399. Tel que l'indique son libellé, l'article 1110 couvre tant les expropriations directes que les expropriations indirectes. Par ailleurs, il est clairement établi que le champ d'application de l'article n'est pas étendu par l'expression « mesure équivalent à une expropriation »<sup>527</sup>.

### **2. L'analyse permettant de déterminer si une mesure a enfreint l'article 1110(1) de l'ALÉNA**

400. Les tribunaux de l'ALÉNA appliquent généralement une analyse en trois étapes pour déterminer si les mesures d'une Partie contreviennent au droit international coutumier reflété à l'article 1110(1) :

- (i) L'investisseur possède-t-il un investissement susceptible d'être exproprié ?
- (ii) Si oui, cet investissement a-t-il été exproprié ?

---

<sup>525</sup> ALÉNA, article 1110(1).

<sup>526</sup> **CLA-039**, *Glamis Gold Ltd. v. United States of America* (CNUDCI) Final Award, 8 juin 2009, ¶ 354 : « The inclusion in Article 1110 of the term “expropriation” incorporates by reference the customary international law regarding that subject. »; **CLA-058**, *S.D. Myers, Inc. v. Government of Canada* (CNUDCI) Partial Award, 13 novembre 2000, ¶ 280 : « The term “expropriation” in Article 1110 must be interpreted in light of the whole body of state practice, treaties and judicial interpretations of that term in international law cases. »; **CLA-064**, *Waste Management, Inc. v. Mexico* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/00/3) Award, 30 avril 2004, ¶ 177 : « the international law of expropriation as reflected in Article 1110 [...] ».

<sup>527</sup> **CLA-053**, *Pope & Talbot Inc. v. Canada* (CNUDCI) Interim Award, 26 juin 2000, ¶ 96 : « the Tribunal does not believe that the phrase “measure tantamount to nationalization or expropriation” in Article 1110 broadens the ordinary concept of expropriation under international law [...] »; **CLA-058**, *S.D. Myers v. Canada* (CNUDCI) Partial Award, 13 novembre 2000, ¶ 286 : « The Tribunal agrees with the conclusion in the Interim Award of the *Pope & Talbot* Arbitral Tribunal that something that is “equivalent” to something else cannot logically encompass more. »; **CLA-039**, *Glamis Gold Ltd. v. United States of America* (CNUDCI) Final Award, 8 juin 2009, ¶ 355.

(iii) Si oui, cette expropriation était-elle conforme aux conditions énoncées aux sous-paragraphes (a) à (d) de l'article 1110(1)?<sup>528</sup>

401. L'étape initiale de toute analyse d'une allégation d'expropriation sous l'article 1110(1) consiste à déterminer s'il existe un investissement susceptible d'être exproprié<sup>529</sup>. Il faudra ensuite déterminer s'il y a eu une privation substantielle de l'investissement et si, par ailleurs, la mesure en question est un exercice valable des pouvoirs de police de l'État. Le fardeau de prouver l'existence d'un investissement susceptible d'être exproprié<sup>530</sup> et la privation substantielle de cet investissement<sup>531</sup> incombe à la partie alléguant l'expropriation de son investissement<sup>532</sup>.

402. Finalement, dans l'éventualité où le Tribunal conclurait qu'il y a eu expropriation, la question de la légalité de cette expropriation, et donc de sa conformité avec les critères énumérés aux sous-paragraphes (a) à (d) de l'article 1110, devra être considérée<sup>533</sup>.

---

<sup>528</sup> **CLA-030**, *Chemtura Corporation (formerly Crompton Corporation) v. Canada* (CNUDCI) Award, 2 août 2010, ¶¶ 242 et 257 : « in assessing a claim of expropriation, NAFTA tribunals have followed a three-step approach inquiring (i) whether there is an investment capable of being expropriated, (ii) whether that investment has in fact been expropriated, and (iii) whether the conditions set in Article 1110(1)(a)-(d) had been satisfied. » Voir également Mémoire de la demanderesse, ¶ 226.

<sup>529</sup> **CLA-030**, *Chemtura Corporation (formerly Crompton Corporation) v. Canada* (CNUDCI) Award, 2 août 2010, ¶ 258 : « The first issue is whether the Claimant had an investment [...] capable of being expropriated. ». Voir également Mémoire de la demanderesse, ¶¶ 226, 237. En ce sens, l'analyse adoptée sous l'article 1110(1) de l'ALÉNA ne diffère pas des évaluations effectuées en vertu d'autres traités; voir notamment **RLA-051**, *Emmis et al. v. Hungary* (Affaire CIRDI n° ARB/12/2) Decision on Respondent's Application for Bifurcation, 13 juin 2013, ¶ 43 : « the Tribunal [needs] to determine the nature and incidents of the rights held by Claimants that may be considered as investments capable of enjoying the protection of international law against expropriation before deciding whether Respondent's conduct had in fact caused any such expropriation » (nos soulignés), ainsi que **RLA-052**, *Accession Mezzanine et al. v. Hungary* (Affaire CIRDI n° ARB/12/3) Award, 17 avril 2015, ¶ 75.

<sup>530</sup> **RLA-052**, *Emmis et al. v. Hungary* (Affaire CIRDI n° ARB/12/2) Award, 16 avril 2014, ¶ 173 : « [T]he Claimants bear the burden of proving that they owned an investment capable of expropriation. »

<sup>531</sup> Règles d'arbitrage de la CNUDCI, art. 27(1).

<sup>532</sup> Une fois la preuve *prima facie* d'exercice valable des pouvoirs de police faite par l'État, le fardeau revient à la demanderesse de prouver que tel exercice n'est pas valable : **RLA-064**, *Les Laboratoires Servier, S.A.A., Biofarma, S.A.S., Arts et Techniques du Progres S.A.S. v. Republic of Poland* (CNUDCI) Final Award, 14 février 2012, aux ¶¶ 582-584.

<sup>533</sup> **CLA-034**, *Corn Products International Inc. v. United Mexican States* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/04/01) Decision on Responsibility, 15 janvier 2008, ¶ 89 : « First, it is important not to confuse the question whether there has been an expropriation with that of whether the four criteria in paragraphs (a) to (d) of Article 1110 have been satisfied. Those paragraphs come into play only if it has been decided that there has been an expropriation, or a measure tantamount to an expropriation, but the absence of one or more of them is not in itself indicative of expropriation. »; **CLA-038**, *Fireman's Fund Insurance Company v. United Mexican States* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/02/01) Award, 17 juillet 2006, ¶ 174 : « Paragraphs (a) through (d) do not bear on the question as whether

**C. L'investissement allégué par la demanderesse ne constituait pas un investissement susceptible d'être exproprié**

**1. Un investissement tel que défini à l'article 1139 n'est pas *ipso facto* susceptible d'être exproprié**

403. Le concept d'« expropriation », qui est limité en droit international coutumier aux biens susceptibles d'être expropriés, n'est pas élargi par la définition du terme « investissement » comprise à l'article 1139 de l'ALÉNA<sup>534</sup>. Toute partie alléguant une violation de l'article 1110(1) devra donc démontrer l'existence d'un « investissement susceptible d'être exproprié », indépendamment du fait que cet investissement puisse correspondre à un des investissements au sens de l'article 1139<sup>535</sup>.

404. Dans l'affaire *European Media Ventures*, le tribunal a clairement distingué la question à savoir si un investissement satisfait aux conditions juridictionnelles imposées par un traité de la question à savoir si un investissement est susceptible d'être exproprié :

We wish to make clear [...] that we consider the questions (a) whether the contractual rights on which the Claimant relies constitute an investment within Article 1 of the Treaty; (b) whether those rights are capable of expropriation

---

an expropriation has occurred. Rather, the conditions contained in paragraphs (a) through (d) specify the parameters as to when a State would not be liable under Article 1110. ».

<sup>534</sup> Voir par exemple **RLA-042**, *Accession Mezzanine et al. v. Hungary* (Affaire CIRDI n° ARB/12/3) Award, 17 avril 2015, ¶ 75 : « the question of whether a protected investment [...] is capable of being expropriated must be answered by reference to [the expropriation article] of the BIT and the general international law on expropriation. »; **CLA-043**, *Merrill & Ring Forestry L.P. v. Government of Canada* (CNUDCI) Award, 31 mars 2010, ¶ 139: « The first question the Tribunal must decide is whether the Investor's claim concerning expropriation relates to an investment as defined under the NAFTA treaty. NAFTA Chapter Eleven contains a broad definition of "investment" as Article 1139 makes quite evident. [...] However, the Tribunal is mindful that the protection [against expropriation] under international law has traditionally been understood within certain limits [...] ».

<sup>535</sup> **RLA-051**, *Emmis et al. v. Hungary* (Affaire CIRDI n° ARB/12/2) Decision on Respondent's Application for Bifurcation, 13 juin 2013, ¶ 43: « it is of fundamental importance that the Tribunal identify precisely whether, and if so which investments of Claimants are capable of giving rise to their expropriation claim. » (nos soulignés). Selon la CNUCED, omettre d'identifier un investissement susceptible d'être exproprié « may lead to unintended consequences as a result of its breadth » et « [and] may deviate from the original intention of the contracting States, clash with domestic tradition and complicate the process of valuation. » (**RLA-015**, *UNCTAD Series on International Investment Agreements II – Expropriation: A Sequel*, 2012, pp. 125 et 131); **RLA-055**, *European Media Ventures SA v. Czech Republic* (CNUDCI) Partial Award on Liability, 8 juillet 2009, ¶ 63; **RLA-041**, *Accession Mezzanine et al. v. Hungary* (Affaire CIRDI n° ARB/12/3) Decision on Respondent's Notice of Jurisdictional Objections and Request for Bifurcation, 8 août 2013, ¶ 39(2)(a) : « The Tribunal is required to identify whether and which investments of Claimants may properly give rise to an expropriation claim [...] ».

under Article 3; and (c) whether they were in fact expropriated, to be three entirely separate questions<sup>536</sup>.

405. D'ailleurs, dans le présent arbitrage, la demanderesse reconnaît qu'elle doit non seulement démontrer qu'elle a un investissement au sens de la définition qu'en donne l'article 1139 de l'ALÉNA, mais également qu'il s'agit d'un investissement susceptible d'être exproprié.

406. La demanderesse rappelle d'abord que son investissement est couvert par les définitions prévues aux paragraphes (g) et (h) de l'article 1139 pour des fins juridictionnelles :

As discussed in Section IV.A.3 above [Jurisdiction], Lone Pine's River Permit Rights satisfy the definition of an investment under Article 1139(g) and alternatively (h).<sup>537</sup>

407. La demanderesse tente ensuite de démontrer que son investissement bénéficie de la protection prévue à l'article 1110<sup>538</sup>, en ce qu'il constitue un investissement susceptible d'être exproprié selon les principes de droit international applicables<sup>539</sup> :

Intangible rights [such as the River Permit Rights] [...] have been recognized [...] as species of property that fall within the scope of foreign property protected against wrongful expropriation at international law<sup>540</sup>. [...]

[They] are capable of being the object of a taking and fall within the intended scope of NAFTA Article 1110(1)<sup>541</sup>.

408. Le Canada et la demanderesse s'entendent donc sur le fait que, même si le Tribunal concluait que les « River Permit Rights » de LPRC constituent un investissement sous l'article

---

<sup>536</sup> **RLA-055**, *European Media Ventures SA v. Czech Republic* (CNUDCI) Partial Award on Liability, 8 juillet 2009, ¶ 41, note 4 (nos soulignés).

<sup>537</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 232.

<sup>538</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 232 (« benefit from the protections of Article 1110 »). Précisément, la demanderesse prétend que « [t]he River Permit Rights are an investment as defined in the NAFTA under Article 1139 and protected by Article 1110(1), whether they are understood as real and immovable intangible property rights (Article 1139(g)) or as interests arising through the commitment of capital under a contract (Article 1139(h)) » (Mémoire de la demanderesse, ¶ 227).

<sup>539</sup> Voir la section du Mémoire de la demanderesse intitulée « The River Permit Rights are also capable of being the object of a taking at international law » (¶¶ 234-237).

<sup>540</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 235.

<sup>541</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 237.

1139(g) ou (h), le Tribunal devra aussi examiner si cet investissement est susceptible d'être exproprié selon le droit international coutumier reflété à l'article 1110(1) de l'ALÉNA.

409. Pour les motifs exposés ci-après, le Canada considère que les « River Permit Rights » ne constituent pas un investissement susceptible d'être exproprié. Il s'ensuit que ceux-ci n'ont pu faire l'objet d'une expropriation au sens de l'article 1110.

## **2. LPRC ne détenait aucun investissement susceptible d'être exproprié**

410. LPRC ne détenait pas d'investissement susceptible d'être exproprié.

411. Premièrement, le Contrat d'affermage et le Contrat fluvial relatifs aux « River Permit Rights » n'ont pas eu pour effet de créer de droits réels en vertu du droit québécois. N'ayant aucun droit dans les permis en tant que tels, l'investissement allégué par LPRC n'est pas susceptible d'être exproprié.

412. Deuxièmement, les droits contractuels de LPRC ne sont pas non plus susceptibles d'être expropriés puisqu'ils ne confèrent aucun droit dans l'exploitation des ressources en hydrocarbures qui pourraient se trouver sur le territoire des permis de recherche de Junex. Les droits contractuels de LPRC ne sont pas des droits acquis à l'exploitation de la ressource mais bien des droits d'explorer le territoire visé par les permis de recherche de Junex. L'exploitation des ressources qui pourraient éventuellement être découvertes sur ce territoire est subordonnée à la découverte éventuelle et incertaine de ressources commercialement exploitables et à plusieurs autorisations réglementaires et environnementales.

### **(a) LPRC ne détenait pas de « droits de propriété » susceptibles d'être expropriés sur les permis**

413. La demanderesse allègue que les droits constituant son investissement sous l'article 1139(g) de l'ALÉNA, soit les droits de propriété (« *intangible property rights* ») de LPRC (sur les cinq permis de recherche contigus<sup>542</sup>), ont été directement expropriés, ou assujettis à une

---

<sup>542</sup> Les « River Permit Rights » auxquels réfère la demanderesse sont définis au glossaire en tant que « 100 % of the working interest in the Contract Area [...] » (Mémoire de la demanderesse, p. 7). La « Contract Area » est quant à elle définie comme suit: « The Original Permit and the River Permit areas, from the surface to the top of Trenton/Black River formation [...] » (Mémoire de la demanderesse, p. 4).

mesure équivalant à une expropriation directe<sup>543</sup>. Cette expropriation résulterait de la révocation du permis fluvial opérée par la *Loi* :

[U]nderstood as real and immovable intangible property rights (Article 1139(g)), [...] [t]he River Permit Rights are capable of being the object of a taking and fall within the scope of property rights protected by NAFTA. Bill 18 revoked the River Permit, extinguishing the Enterprise's ownership of the River Permit Rights<sup>544</sup>.

414. Spécifiquement, la demanderesse soutient que LPRC a été privée<sup>545</sup> de ses droits de propriété et que ceux-ci ont été directement éteints<sup>546</sup>, annulés<sup>547</sup> et détruits<sup>548</sup> par la révocation du permis fluvial. Selon la demanderesse, LPRC aurait obtenu ces droits par l'entremise d'arrangements contractuels avec Junex<sup>549</sup>.

415. Les allégations de la demanderesse sont dépourvues de fondement. La nature des droits de LPRC doit être considérée à la lumière du droit québécois. Selon le droit québécois, les contrats entre Junex et Forest Oil d'une part, et Junex et LPRC d'autre part, n'ont pas eu pour effet de transférer les permis de recherche de Junex à LPRC ou de conférer à LPRC des droits de propriété sur ces permis situés dans le Bloc Champlain/Bécancour<sup>550</sup> ou à la ressource sous-jacente. La révocation du permis fluvial de Junex ne peut donc pas être une expropriation des droits de LPRC puisque ceux-ci n'existent pas et n'ont jamais existé.

---

<sup>543</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 221.

<sup>544</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 227.

<sup>545</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 333 : « [T]he Enterprise was also deprived of its real intangible property rights as a result of Quebec's change of heart regarding the River Permit » (nos soulignés).

<sup>546</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 244 (a) : « Bill 18 revoked the River Permit, directly resulting in the extinguishment of real, immovable rights [...] » (nos soulignés); ¶ 405 (f) : « Canada adopted a measure that extinguished the River Permit Rights » (nos soulignés).

<sup>547</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 245 : « Bill 18 completely nullified the River Permit Rights [...] » (nos soulignés); ¶ 292 (e) : « The revocation of the River Permit completely disentitles the Claimant [...], thereby nullifying the River Permit Rights as real immovable rights [...] » (nos soulignés).

<sup>548</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 335 : « [...] the revocation of the River Permit and concomitant destruction of River Permit Rights [...] » (nos soulignés).

<sup>549</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 231.

<sup>550</sup> RER-002-Gagné, ¶ 86-121, 136.



(i) **En vertu du droit québécois, les « River Permit Rights » ne confèrent pas de droit de propriété sur les permis ou sur la ressource**

416. Comme le note le tribunal dans l'affaire *Generation Ukraine*, l'analyse d'une allégation d'expropriation requiert l'identification précise du droit que l'investisseur allègue avoir eu sur ce bien. Lors d'une expropriation directe<sup>551</sup> par laquelle un État procède à la saisie d'un bien ou au transfert officiel du titre de propriété que détenait l'investisseur sur ce bien<sup>552</sup>, le lien juridique (c'est-à-dire le droit de propriété) entre l'investisseur et le bien est éteint ou devient sans objet<sup>553</sup>. L'État ne peut manifestement pas éteindre, par saisie ou transfert, un lien juridique entre un investisseur et un bien si ce lien n'existe pas<sup>554</sup>. Comme l'énonce le tribunal dans *Generation Ukraine* :

[T]here cannot be an expropriation unless the complainant demonstrates the existence of proprietary rights in the first place<sup>555</sup>.

417. L'exigence d'un lien juridique entre l'investisseur et le bien pour que l'investissement soit susceptible d'être exproprié est réitérée par le tribunal dans l'affaire *Emmis* :

[T]he Tribunal summarises the legal position under international law in the following way: the loss of a right conferred by contract may be capable of giving rise to a claim of expropriation but only if it gives rise to an asset owned by the claimant to which a monetary value may be ascribed. The claimant must own the asset at the date of the alleged breach. It is the asset itself – the

<sup>551</sup> **RLA-015**, UNCTAD, *Series on International Investment Agreements II – Expropriation: A Sequel*, 2012, p. 6: « Direct expropriation means a mandatory legal transfer of the title to the property or its outright physical seizure. Normally, the expropriation benefits the State itself or a State-mandated third party. ».

<sup>552</sup> **RLA-065**, *LG&E Energy Corp., LG&E Capital Corp. and LG&E International Inc. v. Argentine Republic* (Affaire CIRDI n° ARB/02/1) Decision on Liability, 3 octobre 2006, ¶ 187: « [Direct expropriation is] understood as the forcible appropriation by the State of the tangible or intangible property of individuals by means of administrative or legislative action. ».

<sup>553</sup> **CLA-039**, *Glamis Gold Ltd. v. United States of America* (CNUDCI) Final Award, 8 juin 2009, ¶ 355 : « A direct expropriation is readily apparent: there is an “open, deliberate and acknowledged taking of property, such as outright seizure or formal or obligatory transfer of title in favour of the host State …” [...] “Tantamount” means equivalent and thus the concept should not encompass *more* than direct expropriation; it merely differs from direct expropriation which effects a physical taking of property in that no actual transfer of ownership rights occurs. » et ¶ 356 : « [...] There is for all expropriations, however, the foundational threshold inquiry of whether the property or property right was in fact taken. This threshold question is relatively straightforward in the case of a direct taking, for example, by nationalization ».

<sup>554</sup> **RLA-076**, *National Grid P.L.C. v. Argentine Republic* (CNUDCI) Award, 3 novembre 2008, ¶ 145: « Deprivation of title to property is inherent in a direct expropriation ».

<sup>555</sup> **RLA-057**, *Generation Ukraine v. Ukraine* (Affaire CIRDI n° ARB/00/9) Award, 16 septembre 2003, ¶ 8.8.

property interest or chose in action – and not its contractual source that is the subject of the expropriation claim<sup>556</sup>.

418. C'est donc le bien sur lequel l'investisseur possède un droit, et non l'origine de ce droit, qui fait l'objet de l'expropriation. Il en découle qu'il n'existe aucun investissement susceptible d'être exproprié si aucun droit sur un bien n'a été créé ou conféré par le contrat mis de l'avant par l'investisseur. Dans un tel cas, l'investisseur ne détient qu'un droit contractuel le liant à une autre personne. Bref, l'investisseur doit avoir un droit de propriété sur un bien pour pouvoir prétendre que ce dernier est susceptible d'être exproprié<sup>557</sup>.

**(ii) L'existence d'un droit de propriété s'évalue à la lumière du droit domestique**

419. Le droit international ne crée pas de droits de propriété<sup>558</sup>. L'existence, la nature et la portée d'un droit de propriété d'un investisseur doivent donc être évaluées selon le droit domestique de l'État d'accueil<sup>559</sup>.

<sup>556</sup> **RLA-052**, *Emmis et al. v. Hungary* (Affaire CIRDI n° ARB/12/2) Award, 16 avril 2014, ¶ 169 (nos soulignés).

<sup>557</sup> **RLA-052**, *Emmis et al. v. Hungary* (Affaire CIRDI n° ARB/12/2) Award, 16 avril 2014, ¶ 159: « [When the] cause of action within the Tribunal's jurisdiction is that of expropriation, Claimants must have held a property right of which they have been deprived. This follows from the ordinary meaning of the term. The *Oxford English Dictionary* defines 'expropriate' as '(of the state or an authority) take (property) from its owner for public use or benefit'/'dispossess (someone) of property'. Its origin is from the medieval Latin *expropriat-* 'taken from the owner', from the verb *expropriare*, from *ex-* 'out, from' + *proprium* 'property', neuter singular of *proprius* 'own' ».

<sup>558</sup> **RLA-033**, M. Sornarajah, *The International Law on Foreign Investment*, 3<sup>rd</sup> ed. (Cambridge University Press, 2010), p. 383, note 67: « There is no indication of a theory of property in international law itself. International law does not create property in an individual. It relies upon municipal law for the recognition of property rights. »; **RLA-015**, UNCTAD, *Series on International Investment Agreements II – Expropriation: A Sequel*, 2012, p. 22: « Whether or not specified in the treaty, it is implicit that any investment susceptible to being expropriated must be a right or asset duly constituted, defined, formed and recognized under the laws of the host State that is granting the protection under the IIA [...]. This is due to the fact that international law of expropriation is only concerned with the protection of property rights or other economic interests and does not regulate their process of creation »; **RLA-040**, Zachary Douglas, *Property, Investment and the Scope of Investment Protection Obligations*, dans Z. Douglas, J. Pauwelyn, J. Vinuales, *The Foundations of International Investment Law: Bringing Theory into Practice* (Oxford University Press, 2013), ¶ 1.150 : « International law is concerned with the modalities of the exercise of sovereign power; it does not purport to create, define or regulate private rights over any type of property, whether intangible or tangible »; **RLA-031**, John G. Sprankling, *The International Law of Property* (Oxford University Press, 2014), p. 3: « International law protects rights that arise under municipal law through uniform rules which safeguard [...] foreign investments ».

<sup>559</sup> **RLA-034**, Monique Sasson, *Substantive Law in Investment Treaty Arbitration The Unsettled Relationship Between International and Municipal Law* (2010, Kluwer Law International BV), pp. 81-82 : « international law classifies the property rights that are protected, while municipal law supplies the substantive aspects of these rights. The substantive aspects include the existence as well as the legality of a property right [...] An investor's legal entitlement is based on a 'legal' interest, which must be assessed under a set of rules. International law does not provide these rules »; **RLA-015**, UNCTAD, *Series on International Investment Agreements II – Expropriation: A*

420. Cette position est conforme aux propos tenus par les auteurs McLachlan, Shore et Weiniger:

The property rights that are the subject of protection under the international law of expropriation are created by the host State law. Thus, it is for the host State law to define the nature and extent of property rights that a foreign investor can acquire<sup>560</sup>.

421. Le professeur Newcombe affirme également que le droit interne est pertinent à cette question :

The rights associated with any investment are normally determined by local law. Thus, the nature and scope of property rights are determined by the law of the state in which the property is located (the *lex situs*)<sup>561</sup>.

422. Cette référence au droit domestique de la juridiction d'accueil est également applicable lorsque l'investisseur prétend détenir un droit de propriété trouvant sa source dans un contrat<sup>562</sup>. L'investisseur doit alors démontrer qu'en droit domestique, le contrat en question a eu pour effet de créer ou de lui conférer un droit valide sur le bien prétendument exproprié.

423. Le fait qu'un arrangement contractuel ait pu avoir cet effet dans une autre juridiction n'est d'aucune pertinence à l'évaluation de son existence et de sa validité dans la juridiction d'accueil.

---

*Sequel*, 2012, p. 20 : « The determination whether a particular right qualifies as a “property right” or “property interest in investment” would have to be made in light of the domestic law of the host State concerned »; **RLA-031**, John G. Sprankling, *The International Law of Property* (Oxford University Press, 2014), p. 48 : « as a general matter, the property rights of a foreign investor are acquired pursuant to the municipal law that exists at the time the investment is made »; **RLA-035**, Rabia Cihan Aydogan, *State Measures Affecting the Property of Foreign Investors: Expropriation or Regulation*, 4 Ankara B. Rev. 93 (2011), p. 124 : « Property or the ownership of a specific subject is a legal status which is created by the municipal law of each state ».

<sup>560</sup> **RLA-023**, Campbell McLachlan, Laurence Shore & Matthew Weiniger, *International Investment Arbitration: Substantive Principles* (Oxford University Press, 2007), ¶ 8.65.

<sup>561</sup> **RLA-021**, Andrew Newcombe and Lluís Paradell, *Law and Practice of Investment Treaties, Standards of Treatment* (2009, Kluwer Law International BV), pp. 351-352.

<sup>562</sup> **RLA-083**, *Suez, Sociedad General de Aguas de Barcelona S.A. and Vivendi Universal S.A. v. Argentina* (Affaire CIRDI n° ARB/03/19) Decision on Liability, 30 juillet 2010, ¶ 151 : « To assess the nature of these rights, in a case of alleged expropriation of contractual rights one must look to the domestic law under which the rights were created. »; **RLA-052**, *Emmis et al. v. Hungary* (Affaire CIRDI n° ARB/12/2) Award, 16 avril 2014, ¶ 169 : « Contractual or other rights accorded to the investor under host state law that do not meet this test will not give rise to a claim of expropriation »; **RLA-015**, UNCTAD, *Series on International Investment Agreements II – Expropriation: A Sequel*, 2012, p. 22 : « The existence, nature and validity of rights or interests that are alleged to have been expropriated must be assessed in light of the laws and regulations of the host country of the investment ».

En l'espèce, c'est donc le droit québécois, et non le droit albertain, qui est pertinent afin de déterminer la nature des intérêts détenus par LPRC.

**(iii) LPRC ne détenait pas de droit de propriété sur les permis**

424. La demanderesse allègue que les arrangements contractuels liant LPRC et Junex ont eu pour effet de conférer à LPRC un droit réel sur le permis fluvial (« *ownership interest* »)<sup>563</sup>, sous la forme du transfert par Junex d'un démembrement de son droit de propriété sur le permis<sup>564</sup>. Le contrat entre LPRC et Junex aurait accordé des droits à LPRC dans un horizon géologique précis, soit l'intervalle des couches sédimentaires débutant à la surface jusqu'à l'équivalent stratigraphique du toit de la formation du Trenton/Black-River à 743 mètres de profondeur<sup>565</sup>. Selon la demanderesse, les « River Permit Rights » ainsi obtenus constituaient des droits réels notamment sur le permis fluvial<sup>566</sup>. Ces allégations sont erronées. À la lumière du droit québécois, il ne peut y avoir d'expropriation de droits de LPRC dans le permis fluvial puisque cette dernière ne possédait aucun droit de propriété sur ce permis ou sur la ressource sous-jacente.

***Junex n'a pas transféré ses permis de recherche à LPRC***

425. Le régime minier québécois restreint le type de transfert que peut effectuer le détenteur d'un permis de recherche. En l'occurrence, la *Loi sur les mines* ne fait aucune distinction entre les couches géologiques, les substances minérales ou autres éléments relatifs aux substances minérales. Dès lors, seule l'entièreté du permis (ou un pourcentage de celui-ci en entier) peut être transférée. Il est donc possible pour une personne de devenir « co-titulaire » d'un permis, mais seulement pour l'ensemble du permis, et non sur une seule couche géologique.

---

<sup>563</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 194. Comme apparaît le reconnaître la demanderesse, le contenu du droit domestique (contrairement au droit international) constitue une question de fait pour les tribunaux de l'ALÉNA. À cet effet, la demanderesse reconnaît que l'évaluation de la nature des droits miniers conférés par le permis de recherche de Junex est une question de fait nécessitant l'application du droit québécois (« determining the nature of the property right granted by an exploration permit as a factual matter requires the application of Quebec civil law, as laid out in both the *Mining Act* and the *Civil Code of Quebec* », Mémoire de la demanderesse, ¶ 61). La demanderesse n'a fourni aucune expertise en droit minier québécois au support de ses allégations.

<sup>564</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶¶ 87, 200, 209 et 231.

<sup>565</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶¶ 85 et 98.

<sup>566</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶¶ 61, 200 et 231.

426. Ainsi, une entente selon laquelle il y a cession d'intérêts dans un horizon géologique précis ne constitue pas un transfert de droits miniers aux fins de la *Loi sur les mines* et de l'inscription au registre minier. Une inscription de cette nature au registre minier n'a aucun effet translatif de propriété d'un droit minier.

427. En l'espèce, l'intérêt de LPRC se limitait à un droit contractuel dans le produit économique généré par les substances minérales qui pourraient se trouver dans certaines couches géologiques du territoire visé par les permis de Junex<sup>567</sup>. Aucun transfert valide du permis fluvial n'a pu avoir lieu. Comme l'indique un document produit par la demanderesse elle-même, le « transfert d'intérêts » et son inscription au registre minier n'ont pas eu pour effet d'ajouter un titulaire au permis fluvial détenu par la compagnie canadienne Junex. Cette dernière, en tant que compagnie détenant 100 % de participation dans le permis fluvial, en est demeurée la seule et unique titulaire<sup>568</sup>.

***Junex n'a pas démembré son droit de propriété sur les permis en faveur de LPRC***

428. La *Loi sur les mines* prévoit que les droits miniers conférés au titulaire d'un permis de recherche, tels le droit d'accès au territoire qui en fait l'objet et le droit d'y faire tout travail d'exploration<sup>569</sup>, constituent des droits réels immobiliers<sup>570</sup>.

429. En droit civil québécois, il est possible pour le propriétaire d'un bien de démembrer son droit de propriété. Le démembrement du droit de propriété peut être « nommé », tel l'usufruit, la servitude, l'emphytéose ou l'usage, ou « innommé »<sup>571</sup>, tel qu'avancé en l'espèce par la

---

<sup>567</sup> RER-002-Gagné, ¶¶ 86-121, 136.

<sup>568</sup> C-038, Letter from QMNR to Junex re: confirming assignment of rights to the Enterprise (27 May 2010); RER-002-Gagné, ¶¶ 86-121, 136.

<sup>569</sup> R-002, *Loi sur les mines*, RLRQ, chapitre M-13.1 (version en vigueur le 12 juin 2011), article 170.

<sup>570</sup> R-002, *Loi sur les mines*, RLRQ, chapitre M-13.1 (version en vigueur le 12 juin 2011), article 8.

<sup>571</sup> Selon Sylvio Normand, afin de créer un droit réel innommé, au moins un des attributs de la propriété doit être démembré. Le démembrement « a pour conséquence de faire passer un ou plusieurs attributs inhérents au droit de propriété entre les mains d'une autre personne : le titulaire du démembrement ». Les droits miniers, tels le claim, le permis d'exploration minière et le bail minier, prévus par la *Loi sur les mines*, constituent des « droits réels innommés » (C-012, Sylvio Normand, « Chapitre 2 : Les droits réels et les droits personnels », *Introduction au droit des biens*, 2 éd. Montréal : Wilson & Lafleur, 2014, p. 33).

demanderesse<sup>572</sup>. Comme le droit de propriété lui-même, le démembrement, qu'il soit nommé ou innommé, est un droit réel.

430. Selon l'arrêt de la Cour d'appel du Québec dans l'affaire *Anglo Pacific Group*, il serait théoriquement possible pour le titulaire d'un permis minier de démembrer les droits réels immobiliers que lui confère ce permis. Le démembrement conférerait alors à un tiers un droit réel sur le permis. Pour qu'un démembrement soit valide, il doit toutefois remplir les conditions prévues par le droit civil québécois.

431. En l'espèce, tel que le démontre Me Gagné, les conditions requises pour que soit démembré le droit réel que confère le permis de recherche n'ont pas été remplies. Aucun démembrement des droits de Junex n'ayant eu lieu, LPRC n'avait donc pas de droits réels sur le permis fluvial de Junex. Contrairement à ce que prétend la demanderesse, les droits prévus au Contrat d'affermage constituent donc des droits purement personnels pouvant être exercés contre Junex exclusivement<sup>573</sup>.

432. En droit québécois, il s'avère donc (i) que LPRC n'a jamais été titulaire du permis fluvial, (ii) que les ententes liant LPRC à Junex n'ont pas eu pour effet de lui transférer un droit de propriété sur le permis fluvial, et (iii) que celles-ci n'ont pas grevé le permis fluvial d'un droit réel au bénéfice de LPRC. LPRC n'ayant jamais détenu de droit sur le permis fluvial de Junex lui-même, aucun lien juridique entre LPRC et ce permis de recherche n'était susceptible d'être éteint par la *Loi*.

**(b) Les intérêts contractuels de LPRC ne sont pas susceptibles d'être expropriés puisqu'il ne s'agit pas de droits acquis permettant l'exploitation de la ressource**

433. Tel que susmentionné, LPRC ne détenait aucun droit réel sur le permis fluvial révoqué et il ne peut donc y avoir eu d'expropriation directe des droits de LPRC. Seuls les droits de Junex sur les permis de recherche seraient susceptibles d'expropriation. Dans l'alternative, LPRC allègue que la révocation du permis fluvial constitue une expropriation indirecte de ses intérêts

---

<sup>572</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 62.

<sup>573</sup> RER-002-Gagné, ¶¶ 86-121, 136.

économiques découlant des contrats conclus avec Junex, le détenteur des permis de recherche du Bloc Champlain/Bécancour<sup>574</sup> :

[U]nderstood [...] as interests arising through the commitment of capital under a contract (Article 1139(h)) [...], [t]he River Permit Rights are capable of being the object of a taking [...]. By revoking the River Permit itself, Bill 18 nullified the interests that the Enterprise gained by "farming-in" on the River Permit<sup>575</sup>.

434. Les tribunaux arbitraux constitués sous l'ALÉNA ont maintenu qu'un investissement susceptible d'être exproprié exclut les droits n'ayant pas été acquis, ou étant subordonnés à des approbations ultérieures nécessaires à la mise en œuvre de l'activité économique envisagée. En l'espèce, les seuls droits auxquels peut prétendre la demanderesse sont des droits de recherche sur le territoire des permis du Bloc Champlain/Bécancour. L'exploitation des ressources en hydrocarbures potentiellement contenues sur le territoire de ces permis de recherche est subordonnée à la découverte de ressources commercialement exploitables ainsi qu'à l'obtention de plusieurs autorisations.

435. Dans l'affaire *Thunderbird*, le tribunal a expliqué qu'il ne peut y avoir d'expropriation d'un investissement donnant lieu à compensation s'il est établi que l'investisseur n'a jamais bénéficié de droits acquis quant à l'activité ayant été interdite<sup>576</sup>. Le tribunal dans l'affaire *Feldman* a affirmé une position similaire dans son analyse de la demande de l'investisseur sous l'article 1110. Le tribunal mentionne alors que, bien que la mesure contestée ait empêché la demanderesse d'exporter des cigarettes, il n'est pas clair que l'investisseur ait jamais possédé un droit acquis à l'exportation de cigarettes et le tribunal conclut ainsi à l'absence d'expropriation<sup>577</sup>.

436. Comme les droits analysés par le tribunal dans l'affaire *Merrill & Ring*, les droits allégués par la demanderesse dans le cas qui nous concerne ne sont que des droits potentiels qui pourraient ou non se concrétiser. Le tribunal dans l'affaire *Merrill & Ring* a rejeté à juste titre les

---

<sup>574</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 249 : « Bill 18 also indirectly revoked the River Permit Rights if understood as those interests arising from the Enterprise's commitment of capital pursuant to the Farmout and River Permit Agreements [...]which [are] an investment under Article 1139(h) ».

<sup>575</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 227.

<sup>576</sup> **RLA-060**, *International Thunderbird Gaming Corporation v. United Mexican States* (CNUDCI) Award, 26 janvier 2006, ¶ 208.

<sup>577</sup> **CLA-042**, *Marvin Roy Feldman Karpa v. United Mexican States* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/99/1) Award and Dissenting Opinion, 16 décembre 2002, ¶ 152.

arguments de la demanderesse dans cette affaire qui alléguait que la possibilité de vendre son bois d'œuvre aux États-Unis et les contrats de vente futurs avaient été expropriés par la mesure réglementaire qui s'appliquait à l'exportation de bois d'œuvre :

The right concerned would have to be an actual and demonstrable entitlement of the investor to a certain benefit under an existing contract or other legal instrument. This reasoning underlies the *Feldman* tribunal's conclusion that an investor cannot recover damages for the expropriation of a right it never had. Expropriation cannot affect potential interests.<sup>578</sup>

[...]

But absent interference with rights of this sort, the state cannot guarantee a profit which is no more than an expectation on a drawing board and which may or may not actually be realized.<sup>579</sup>

437. Les sentences arbitrales rendues en application d'un traité d'investissement autre que l'ALÉNA sont au même effet. Le tribunal dans l'affaire *Generation Ukraine* indiquait :

There cannot be an expropriation of something to which the Claimant never had a legitimate claim.<sup>580</sup>

438. Les conclusions du tribunal dans l'affaire *Emmis* allaient dans le même sens :

It also follows for the basic notion that an expropriation clause seeks to protect an investor from deprivation of his property that the property right or asset must have vested (directly or indirectly) in the claimant for him to seek redress. This has been recognised by many tribunals [...]<sup>581</sup>.

439. En l'espèce, les permis de Junex dans lesquels la demanderesse prétend détenir des intérêts n'étaient que des permis de recherche. L'exploitation des ressources en hydrocarbures potentiellement contenues sur le territoire du Bloc Champlain/Bécancour aurait requis un bail d'exploitation qui ne peut être accordé qu'en cas de découverte de ressources commercialement exploitables. Les activités d'exploration et d'exploitation auraient par ailleurs requis l'obtention de plusieurs permis de forage ainsi que des certificats d'autorisation dont l'obtention n'était pas

---

<sup>578</sup> **CLA-043**, *Merrill & Ring Forestry L.P. v. Government of Canada* (CNUDCI) Award, 31 mars 2010, ¶ 142.

<sup>579</sup> **CLA-043**, *Merrill & Ring Forestry L.P. v. Government of Canada* (CNUDCI) Award, 31 mars 2010, ¶ 149.

<sup>580</sup> **RLA-057**, *Generation Ukraine v. Ukraine* (Affaire CIRDI n° ARB/00/9) Award, 16 septembre 2003, ¶ 22.1.

<sup>581</sup> **RLA-052**, *Emmis et al. v. Hungary* (Affaire CIRDI n° ARB/12/2) Award, 16 avril 2014, ¶ 168.



garantie<sup>582</sup>. À aucun moment la demanderesse n'a-t-elle pu prétendre à des droits d'exploitation puisque plusieurs autorisations subséquentes auraient été nécessaires pour mettre en œuvre son projet.

440. Surtout, tel que l'explique M<sup>e</sup> Gagné, le forage horizontal d'un puits au-delà du périmètre du permis de recherche pour lequel le permis de forage est octroyé n'est pas autorisé en droit minier québécois. La *Loi sur les mines* prévoit clairement les limites spatiales applicables tant au permis de recherche qu'au permis de forage et prévoit qu'un puits ne peut être foré que dans la projection verticale du périmètre d'un permis de recherche<sup>583</sup>. Compte tenu de cette disposition et de la réglementation applicable qui prescrit qu'un forage ne peut être réalisé à moins de 100 mètres des limites du permis de recherche, il est clair que le projet de la demanderesse de forer des puits horizontaux sous le territoire du permis fluvial à partir du territoire des quatre permis terrestres contigus était voué à l'échec. Un tel projet n'aurait pas été conforme à la *Loi* et au règlement applicable.

441. Il s'ensuit que les intérêts allégués par la demanderesse ne sont pas susceptibles d'être expropriés car ils ne constituaient pas des droits acquis permettant l'exploitation de la ressource.

#### **D. La *Loi* n'a pas exproprié l'investissement allégué par la demanderesse**

442. Même si les droits de LPRC étaient susceptibles d'être expropriés, ils ne l'ont pas été en l'espèce. La mesure contestée ne constitue pas une expropriation des droits que LPRC prétend détenir dans les cinq permis de recherche de Junex qui forment le Bloc Champlain/Bécancour et sur lequel LPRC avait le projet d'exploiter du gaz naturel.

443. Premièrement, la *Loi* n'a pas privé substantiellement LPRC des droits qu'elle prétend détenir dans les cinq permis de recherche de Junex du Bloc Champlain/Bécancour que ces droits soient entendus comme des droits de propriété ou comme des intérêts contractuels vis-à-vis Junex. La *Loi* n'a pas eu pour effet de priver substantiellement LPRC de ces droits puisque seul le permis fluvial a été révoqué. Les quatre permis de recherche en milieu terrestre identifiés comme faisant partie des « River Permit Rights » et qui représentent plus de 80% de la superficie

---

<sup>582</sup> RWS-002-Dupont, ¶ 139.

<sup>583</sup> **R-002**, *Loi sur les mines*, RLRQ, chapitre M-13.1 (version en vigueur le 12 juin 2011), article 208; RER-002-Gagné, ¶¶ 122-124.

du Bloc Champlain/Bécancour n'ont aucunement été affectés par la mesure qui fait l'objet de cet arbitrage.

444. Deuxièmement, il n'y a pas eu d'expropriation d'un investissement de LPRC car les droits contractuels de LPRC visant les cinq permis de recherche du Bloc Champlain/Bécancour n'ont pas été résiliés et demeurent en vigueur. L'État ne s'est aucunement immiscé dans la relation purement privée entre Junex et LPRC.

**1. La Loi n'a pas exproprié les droits que LPRC prétend détenir dans les cinq permis de recherche du Bloc Champlain/Bécancour**

445. Il est clairement établi en droit international qu'une mesure doit priver un investisseur de son investissement *de manière substantielle* afin d'être qualifiée d'expropriatrice<sup>584</sup>. La demanderesse convient de ce critère<sup>585</sup>.

446. Plus précisément, la demanderesse présente le test de la privation substantielle comme une question du degré d'ingérence étatique dans les activités commerciales de l'investisseur. La question serait de savoir si l'ingérence est suffisamment restrictive pour conclure que l'investissement a été « pris » à l'investisseur<sup>586</sup>. La demanderesse allègue avoir été privée complètement des « River Permit Rights » qu'elle prétend détenir<sup>587</sup>.

447. L'analyse de la question de la privation substantielle doit s'effectuer en deux étapes, soit a) l'identification de l'investissement à considérer aux fins de l'expropriation et b) l'analyse du degré de sévérité de la mesure sur cet investissement. En l'espèce, et tel que présenté par la demanderesse elle-même, l'investissement consiste en l'ensemble des « River Permit Rights »<sup>588</sup> et c'est cet investissement qui doit être considéré pour l'analyse de la privation substantielle. La Loi n'a pas eu pour effet de priver substantiellement LPRC des « River Permit Rights » et ne peut donc constituer une expropriation.

---

<sup>584</sup> **RLA-021**, Andrew Newcombe and Lluís Paradell, *Law and Practice of Investment Treaties: Standards of Treatment* (2009, Kluwer Law International BV), p. 344; **CLA-053**, *Pope & Talbot Inc. v. Canada* (CNUDCI) Interim Award, 26 juin 2000, ¶ 102.

<sup>585</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 226b.

<sup>586</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 225.

<sup>587</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶¶ 227, 239 et 248-250.

<sup>588</sup> Mémoire de la demanderesse, glossaire, définition de « River Permit Rights ».

(a) **Les intérêts de la demanderesse dans les cinq permis de recherche du Bloc Champlain/Bécancour constituent l'investissement à considérer pour les fins de l'analyse de la privation substantielle**

448. L'analyse de la privation substantielle d'un investissement est relative<sup>589</sup> et ne peut être effectuée dans l'abstrait. Avant d'évaluer l'effet d'une mesure sur un investissement, il est primordial d'en définir l'étendue. Cette étendue doit nécessairement correspondre à l'investissement dans son ensemble et non à des portions d'investissement. Autrement, un investisseur pourrait limiter de manière artificielle l'analyse de la privation substantielle aux seuls éléments de son investissement affectés par la mesure contestée et ainsi dénuer de toute utilité le critère fondamental de la privation substantielle. Tel que le notait le tribunal dans l'affaire *Electrabel*, un tel résultat conduirait aussi au résultat absurde qu'un investisseur pourrait toujours satisfaire au test de la privation substantielle pourvu que l'étendue de l'investissement analysé soit suffisamment restreinte:

If it were possible so easily to parse an investment into several constituent parts each forming a separate investment (as *Electrabel* here contends), it would render meaningless that tribunal's approach to indirect expropriation based on "radical deprivation" and "deprivation of any real substance" as being similar in effect to a direct expropriation or nationalisation. It would also mean, absurdly, that an investor could always meet the test for indirect expropriation by slicing its investment as finely as the particular circumstances required, without that investment as a whole ever meeting that same test.<sup>590</sup>

449. Dans la même affaire et tel que cité précédemment, le tribunal indiquait que le test pour l'expropriation doit être appliqué à l'investissement dans son ensemble même si une portion de l'investissement prise isolément pouvait être qualifiée d'investissement aux fins juridictionnelles :

---

<sup>589</sup> **RLA-036**, Santiago Montt, *State Liability in Investment Treaty Arbitration – Global Constitutional and Administrative Law in the BIT Generation* (Oxford and Portland, Oregon, 2009), p. 188.

<sup>590</sup> **RLA-050**, *Electrabel S.A. v. Republic of Hungary*, (Affaire CIRDI n° ARB/07/19) Decision on Jurisdiction, Applicable Law and Liability, 30 novembre 2012, ¶ 6.57 (nos soulignés). Le tribunal analysait alors un passage de l'affaire *Metalclad* à la lumière de son interprétation de *Tecmed*.

In this Tribunal's view, it is clear that [...] under international law, the test for expropriation is applied to the relevant investment as a whole, even if different parts may separately qualify as investments for jurisdictional purposes.<sup>591</sup>

450. Le tribunal dans *Burlington Resources*, après avoir analysé plusieurs sentences arbitrales<sup>592</sup>, en arrive à la même conclusion :

The Tribunal understands from this formulation that the focus of the expropriation analysis must be on the investment as a whole, and not on discrete parts of the investment.<sup>593</sup>

451. En l'espèce, le Canada note que la demanderesse semble avoir identifié l'ensemble des « River Permit Rights » comme étant l'investissement à considérer dans l'analyse qu'elle propose de l'expropriation<sup>594</sup>. La demanderesse définit ceux-ci comme étant ses intérêts découlant du Contrat d'affermage du 5 juin 2006 dans le « Contract Area »<sup>595</sup>. Le terme « Contract Area » est lui-même défini comme englobant le territoire visé par les quatre permis terrestres et le permis 2006PG490<sup>596</sup>. Au paragraphe 219 de son mémoire, la demanderesse allègue que « Canada's measure, Bill 18, expropriated the River Permit Rights by revoking the River permit »<sup>597</sup>. Plus loin, elle allègue que « Bill 18 revoked the River Permit, extinguishing the Enterprise' ownership of the River Permit Rights »<sup>598</sup>. Ainsi, malgré quelques références

---

<sup>591</sup> **RLA-050**, *Electrabel S.A. v. Republic of Hungary*, (Affaire CIRDI n° ARB/07/19) Decision on Jurisdiction, Applicable Law and Liability, 30 novembre 2012, ¶ 6.58.

<sup>592</sup> **RLA-046**, *Burlington Resources Inc. v. Republic of Ecuador* (Affaire CIRDI n° ARB/08/5) Decision on Liability, 14 décembre 2012, ¶ 257 citant **RLA-084**, *Telenor Mobile Communications A.S. v. The Republic of Hungary* (Affaire CIRDI n° ARB/04/15), Award, 13 septembre 2006, ¶ 67; **CLA-043**, *Merrill & Ring Forestry L.P. v. Government of Canada* (CNUDCI) Award, 31 mars 2010, ¶ 144; **CLA-042**, *Marvin Roy Feldman Karpa v. United Mexican States* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/99/1) Award and Dissenting Opinion, 16 décembre 2002, ¶ 152.

<sup>593</sup> **RLA-046**, *Burlington Resources Inc. v. Republic of Ecuador* (Affaire CIRDI n° ARB/08/5) Decision on Liability, 14 décembre 2012, ¶ 257, concernant une allégation d'expropriation sous l'accord bilatéral d'investissement entre l'Équateur et les États-Unis, dont l'article sur l'expropriation est rédigé de manière fort similaire à l'article 1110 de l'ALÉNA; Andrew Newcombe and Lluís Paradell, *Law and Practice of Investment Treaties: Standards of Treatment* (2009, Kluwer Law International BV), p. 350.

<sup>594</sup> Mémoire de la demanderesse, voir par exemple les ¶¶ 219, 227, 239 et 250.

<sup>595</sup> Nous notons que le terme « River Permit Rights » est défini différemment dans le rapport d'expert de FTI où le terme est défini comme englobant les intérêts dans le seul permis 2006PG490, CER-002-FTI, *Glossary*, pp. 5-6.

<sup>596</sup> Mémoire de la demanderesse, glossaire aux définitions de River Permit Rights et Contract Area.

<sup>597</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 219.

<sup>598</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 227.

sibyllines dans son mémoire qui pourraient laisser entendre le contraire,<sup>599</sup> et malgré le fait que l'évaluation des dommages qu'elle propose ne porte que sur les seuls intérêts dans le permis fluvial, la demanderesse semble reconnaître que l'analyse de la privation substantielle de l'investissement pour les fins de l'article 1110 ne peut pas s'apprécier par rapport à l'effet de la mesure contestée sur le seul permis 2006PG490. Celle-ci doit tenir compte de l'effet de la mesure sur l'ensemble des cinq permis du Bloc Champlain/Bécancour.

452. Le Canada ne conteste pas la position de la demanderesse selon laquelle l'investissement pertinent pour les fins de l'analyse de la privation substantielle est les « River Permit Rights », tels que définis par la demanderesse dans son mémoire. L'accord des parties sur cette question devrait être déterminant<sup>600</sup>.

453. Indépendamment de l'accord des parties sur cette question, l'analyse de la privation substantielle ne saurait s'analyser sur un investissement autre que l'ensemble des droits que LPRC prétend détenir sur l'ensemble des cinq permis du Bloc Champlain/Bécancour. Premièrement, il appert du plan de développement de la demanderesse que son projet était d'exploiter les ressources en hydrocarbures situées sur l'ensemble du territoire visé par les cinq permis de recherche du Bloc Champlain/Bécancour et que ces permis formaient une unité indissociable pour les fins de son projet. Selon M. Axani, le vice-président exploration de la demanderesse, l'exploitation des ressources en hydrocarbures potentiellement contenues sur le territoire du permis fluvial requerrait nécessairement le forage de puits à partir du milieu terrestre de part et d'autre du fleuve : « In order to access the natural gas resources contained in the shale beneath the St. Lawrence River, the Enterprise required onshore drilling locations on both the Bécancour (south) and Champlain (north) sides of the river [...] The Enterprise never intended to attempt to drill from 'offshore' positions in the river, which would not have made any commercial sense »<sup>601</sup>. La déclaration de M. Axani est conforme au plan de développement

---

<sup>599</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶¶ 249, 336 et 343.

<sup>600</sup> **RLA-084**, *Telenor Mobile Communications A.S. v. The Republic of Hungary* (Affaire CIRDI n° ARB/04/15) Award, 13 septembre 2006, ¶¶ 61-62. Selon le tribunal dans l'affaire *Telenor*, l'accord des parties sur la question de l'étendue de l'investissement à considérer est pertinent aux fins de l'analyse de la privation substantielle. Dans cette affaire, l'investisseur a qualifié son investissement comme l'ensemble de quatre éléments, ce qui n'a pas été contesté par la Hongrie. Prenant acte de ces positions, le tribunal a choisi de conduire son analyse sur la base du dénominateur accepté par les parties.

<sup>601</sup> CWS-001-Axani, ¶¶ 27, 29 (nos soulignés).

produit en figure 9 dans le mémoire de la demanderesse qui décrit des forages à la fois sur le territoire du permis fluvial et le territoire des permis terrestres<sup>602</sup>. Ces déclarations mettent en relief le fait que la demanderesse n'a jamais envisagé la possibilité d'exploiter les ressources qui pourraient être contenues sur le territoire du permis fluvial de manière autonome, en raison des coûts et des risques plus élevés des forages dans le fleuve.<sup>603</sup>

454. Le lien nécessaire entre l'exploration et l'exploitation du territoire du permis fluvial et le territoire des permis terrestres est apparemment aussi la raison pour laquelle Junex a insisté pour que le territoire du permis fluvial soit assujéti aux conditions et obligations du Contrat d'affermage du 5 juin 2006 : « Given the existence of the Farmout Agreement and the necessary connection between the Original Permits and Forest Oil's ability to access the resources underneath the River Permit Area, Junex felt that it should not be excluded from benefitting from gas recovered from this area. »<sup>604</sup>

455. Deuxièmement, les intérêts contractuels de LPRC découlent tous du même instrument juridique, soit le Contrat d'affermage conclu entre Forest Oil et Junex le 5 juin 2006. En effet, le contrat entre Forest Oil et Junex du 18 décembre 2006 prévoit spécifiquement que le territoire du permis fluvial (alors le permis 2006PG906 qui n'a jamais été délivré et qui deviendra par la suite le permis fluvial de Junex) sera assujéti aux termes du Contrat d'affermage du 5 juin 2006, à l'exception notable de l'obligation d'effectuer des travaux<sup>605</sup>. La manière dont l'investissement de la demanderesse a été structuré est pertinent<sup>606</sup> et appuie la prise en considération de l'ensemble des intérêts dans les cinq permis de recherche du Bloc Champlain/Bécancour pour les fins de l'analyse de la privation substantielle de l'investissement.

456. Troisièmement, dans ses rapports annuels de dépenses d'exploration communiqués au ministère des Ressources naturelles, Junex a produit un rapport de l'ensemble des travaux effectués sur les cinq permis de recherche du Bloc Champlain/Bécancour sur une base

---

<sup>602</sup> Mémoire de la demanderesse, Five-Year Multi-Stage Development Plan, figure 9, p.70.

<sup>603</sup> CWS-001-Axani, ¶ 29.

<sup>604</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 97 (nos soulignés).

<sup>605</sup> C-022, The River Permit Agreement.

<sup>606</sup> RLA-086, *Vanessa Ventures Ltd. v. Venezuela* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/04/6) Award, 16 janvier 2013, ¶¶ 188 et 190.

consolidée. Ainsi, dans le rapport annuel des travaux d'exploration de 2010, Junex a produit une déclaration d'un comptable certifiant des dépenses d'exploration du 1 janvier 2010 au 31 décembre 2010 au montant de ██████████ \$ pour l'ensemble des cinq permis<sup>607</sup>. Le rapport des dépenses d'exploration de 2009 contient une déclaration similaire<sup>608</sup>. Ces dépenses semblent avoir été réparties individuellement à chaque permis du Bloc Champlain/Bécancour pour les fins du calcul des obligations statutaires de dépenses d'exploration en proportion de la superficie de chaque permis. Cette répartition a été autorisée par le ministère des Ressources naturelles en vertu de la disposition de la *Loi sur les mines* qui permet le report de travaux de recherche effectués sur le territoire d'un permis vers un autre permis de recherche voisin<sup>609</sup>. La consolidation des travaux effectués sur le Bloc Champlain/Bécancour pour les fins du calcul des dépenses statutaires d'exploration est un autre élément pertinent à la considération des cinq permis de recherche comme étant l'investissement à considérer pour les fins de l'analyse d'expropriation<sup>610</sup>.

**(b) La révocation du permis fluvial n'a pas substantiellement privé la demanderesse des intérêts qu'elle prétend détenir sur les cinq permis de recherche du Bloc Champlain/Bécancour**

457. Dans un second temps, l'analyse de la privation substantielle repose sur une appréciation de la gravité des effets de la mesure contestée sur l'investissement. Les sentences arbitrales<sup>611</sup> reconnaissent que le degré d'interférence requis pour fonder une conclusion de privation substantielle est très élevé.

458. Le degré de privation requis pour satisfaire le test du degré de privation substantielle est décrit par le tribunal dans l'affaire *Starrett Housing* comme devant rendre les droits si inutiles

---

<sup>607</sup> **R-120**, Junex Inc., *Rapport de travaux statutaires 2010*, p. 17.

<sup>608</sup> **R-146**, Junex Inc., *Soumission des dépenses d'exploration pour les travaux statutaires sur les permis d'exploration de Junex dans les basses-terres du Saint-Laurent*, 22 novembre 2010, p. 11.

<sup>609</sup> **R-002**, *Loi sur les mines*, RLRQ, chapitre M-13.1 (version en vigueur le 12 juin 2011), article 180.

<sup>610</sup> **R-146**, Junex Inc., *Soumission des dépenses d'exploration pour les travaux statutaires sur les permis d'exploration de Junex dans les basses-terres du Saint-Laurent*, 22 novembre 2010.

<sup>611</sup> **CLA-053**, *Pope & Talbot Inc. v. Canada* (CNUDCI) Interim Award, 26 juin 2000, ¶ 102; **CLA-043**, *Merrill & Ring Forestry L.P. v. Government of Canada* (CNUDCI) Award, 31 mars 2010, ¶ 145; **RLA-058**, *Grand River Enterprises Six Nations, Ltd., et al. v. United States of America* (CNUDCI) Award, 12 janvier 2011, ¶ 148; **CLA-039**, *Glamis Gold v. United States of America* (CNUDCI) Final Award, 8 juin 2009, ¶ 357.

qu'ils doivent être considérés comme ayant été expropriés<sup>612</sup>. D'autres tribunaux ont avancé que le degré de sévérité requis doit être tel que l'investissement analysé est « stérilisé »<sup>613</sup>.

459. Par ailleurs, la diminution de la profitabilité de l'investissement ne saurait être suffisante à une conclusion d'expropriation<sup>614</sup>. Le tribunal dans l'affaire *Burlington* cerne bien l'enjeu principal à ce sujet: « [i]t must be shown that the investment's continuing capacity to generate a return has been virtually extinguished »<sup>615</sup>.

460. En l'espèce, les « River Permit Rights » allégués par la demanderesse n'ont pas fait l'objet d'une privation substantielle résultant de la *Loi*. Alors que la demanderesse identifie l'étendue de son investissement comme l'ensemble des « River Permit Rights », elle soumet qu'elle a été complètement privée de ces derniers<sup>616</sup>. Cette position est irrécyclable avec le fait que quatre des cinq permis couverts par les « River Permit Rights » n'ont nullement été affectés par la *Loi*. Ainsi, la *Loi* n'a révoqué que 13,541 des 69,653 hectares du Bloc Champlain/Bécancour sur lesquels la demanderesse allègue détenir des droits contractuels, soit un peu moins de 20% de la superficie totale du territoire<sup>617</sup>. Comme l'explique Mme Luce Asselin, il n'existe aucun moratoire au Québec sur l'exploration ou l'exploitation du gaz de schiste<sup>618</sup> et rien n'empêcherait à l'heure actuelle la demanderesse de poursuivre ses activités de mise en valeur du gaz de schiste sur 80% du territoire visé par l'ensemble du Bloc Champlain/Bécancour. En fait, la preuve de la demanderesse révèle que certains travaux ont été réalisés sur le territoire des quatre permis

---

<sup>612</sup> **CLA-060**, *Starrett Housing Corporation, Starrett Systems, Inc., Starrett Housing International, Inc. v. The Government of the Islamic Republic of Iran* (16 Iran-U.S. C.T.R. 193), Interlocutory Award, 19 décembre 1983, p. 22.

<sup>613</sup> **CLA-064**, *Waste Management, Inc. v. United Mexican States* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/00/3) Award, 30 avril 2004, ¶¶ 156-160; **CLA-053**, *Pope & Talbot Inc. v. Canada* (CNUDCI) Interim Award, 26 juin 2000, ¶ 102.

<sup>614</sup> **CLA-024**, *Archer Daniels Midland Company and Tate & Lyle Ingredients Americas Inc. v. United Mexican States* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/04/5) Award, 26 septembre 2007, ¶ 251; **RLA-040**, Zachary Douglas, *Property, Investment and the Scope of Investment Protection Obligations*, dans Z. Douglas, J. Pauwelyn, J. Vinuales, *The Foundations of International Investment Law: Bringing Theory into Practice* (Oxford University Press, 2013), ¶ 1.158 : « [...] the diminution or destruction of value is not an independent basis for adjudging liability under any of the investment protection obligations ».

<sup>615</sup> **RLA-046**, *Burlington Resources Inc. v. Republic of Ecuador* (Affaire CIRDI n° ARB/08/5) Decision on Liability, 14 décembre 2012, ¶ 399.

<sup>616</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶¶ 247-250.

<sup>617</sup> RER-001B-Deloitte-Dommages, ¶ 107.

<sup>618</sup> RWS-001-Asselin, ¶ 14.



terrestres après l'entrée en vigueur de la *Loi* et certains se sont poursuivis jusqu'à la fin de l'année 2014<sup>619</sup>.

461. Les allégations de la demanderesse selon lesquelles la révocation du permis fluvial l'aurait substantiellement privée de ses « River Permit Rights » sont également incompatibles avec les dommages qu'elle réclame dans cet arbitrage. Dans son mémoire, la demanderesse réclame des dommages pour compenser les pertes associées à la réduction de la productivité des puits situés sur les permis terrestres<sup>620</sup>. La demanderesse semble par le fait même reconnaître que le puits qu'elle a foré sur le permis 2010RS285 ainsi que celui qui se trouve sur le permis de recherche 2006RS184 n'ont pas perdu toute valeur économique. Par ailleurs, M. Axani confirme indirectement que les puits en question conservent une certaine valeur économique lorsqu'il explique : « Since the Enterprise can no longer develop the River Permit Area, in my view the well pads on the contiguous permit areas are no longer as economically efficient. Rather than benefitting from the economic efficiencies of accessing two permit areas from well pads on shore, those well pads can now only be used to develop the Original Permits. »<sup>621</sup> Or, si les « River Permit Rights » de la demanderesse conservent une certaine valeur, même si celle-ci est diminuée en raison de la révocation du permis fluvial, ils ne peuvent avoir été expropriés ou avoir subi une mesure équivalant à une expropriation<sup>622</sup>.

462. Par ailleurs, la *Loi* n'a révoqué aucun permis de recherche sur lequel la demanderesse ou LPRC aurait effectué des travaux d'exploration. Les travaux d'exploration réalisés sur le Bloc Champlain/Bécancour ont été réalisés sur trois permis de recherche en milieu terrestre, soit les permis de recherche 2010RS285, 2006RS184 et 2009RS286. Ces permis ne sont aucunement affectés par la mesure contestée et demeurent en vigueur.

463. Entre 2007 et la fin février 2009, Forest Oil ou LPRC ont réalisé des travaux d'exploration au montant de [REDACTED] sur le territoire de trois des quatre permis de recherche

---

<sup>619</sup> CER-0020, Summary of Becancour and Champlain Projects Costs by Month.

<sup>620</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 343.

<sup>621</sup> CWS-001-Axani, ¶ 47.

<sup>622</sup> CLA-024, *Archer Daniels Midland Company and Tate & Lyle Ingredients Americas Inc. v. United Mexican States* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/04/5) Award, 26 septembre 2007, ¶ 251; RLA-046, *Burlington Resources Inc. v. Republic of Ecuador* (Affaire CIRDI n° ARB/08/5) Decision on Liability, 14 décembre 2012, ¶ 399.

terrestres<sup>623</sup>. L'existence de tels travaux d'exploration avant que le permis fluvial ne soit même émis rend peu vraisemblables les prétentions de la demanderesse selon lesquelles la *Loi* aurait anéanti la valeur économique de ses « River Permit Rights ». Si l'importance du permis fluvial est telle que sa révocation a eu pour effet de faire perdre toute valeur économique à l'ensemble des permis de recherche du Bloc Champlain/Bécancour, l'on peut se demander pourquoi Forest Oil et LPRC ont réalisé des travaux exploratoires sur les permis terrestres avant même d'obtenir le permis fluvial.

464. De plus, la chronologie des événements ayant menés à la conclusion du Contrat d'affermage du 5 juin 2006 puis du Contrat fluvial du 18 décembre 2006 permet de douter de l'affirmation de M. Axani, le vice-président exploration de la demanderesse, selon laquelle l'objectif premier de LPRC était le permis fluvial.<sup>624</sup> En effet, il appert que la compagnie mère de LPRC à l'époque, Forest Oil, a signé le Contrat d'affermage avec Junex plus d'un mois avant d'avoir contacté le ministère des Ressources naturelles pour s'enquérir de la possibilité d'obtenir des permis de recherche dans le fleuve Saint-Laurent. Le Contrat d'affermage a été conclu le 5 juin 2006 et les premiers contacts avec le ministère des Ressources naturelles concernant la possibilité d'obtenir des permis de recherche dans le fleuve ont eu lieu à la mi-juillet 2006 selon M. Wiggin, l'ancien directeur de l'exploration de Forest Oil.<sup>625</sup> Si tant est que le permis fluvial et l'accès aux ressources en hydrocarbures potentiellement contenues sous le permis fluvial sont essentiels au projet de développement de la demanderesse, l'on peut se questionner à savoir pourquoi Forest Oil n'aurait pas d'abord tenté d'obtenir le permis fluvial avant de conclure un Contrat d'affermage avec Junex.

465. La demanderesse ne s'est pas déchargée de son fardeau de prouver que la révocation du permis fluvial a eu pour effet de faire perdre toute valeur économique à ses « River Permit Rights ». Dans ces circonstances, l'adoption de la *Loi* et la révocation du permis fluvial ne peuvent équivaloir à une expropriation au sens de l'article 1110 de l'ALÉNA.

---

<sup>623</sup> CER-0020, Summary of Bécancour and Champlain Project Costs by Month.

<sup>624</sup> CWS-001-Axani, ¶ 27.

<sup>625</sup> CWS-002-Wiggin, ¶ 12.

## 2. La Loi n'a pas exproprié les intérêts contractuels de LPRC dans les cinq permis de recherche du Bloc Champlain/Bécancour

466. Tel que démontré ci-avant, que les droits que LPRC prétend détenir soient considérés comme des droits de propriété dans les cinq permis du Bloc Champlain/Bécancour ou comme des droits contractuels vis-à-vis Junex, la demanderesse n'a pas prouvé qu'il y a eu privation substantielle. De plus, dans la mesure où les « River Permit Rights » constituent des droits contractuels vis-à-vis Junex, la Loi a laissé ces droits intacts.

467. Les situations dans lesquelles un tribunal international peut conclure à l'expropriation de droits purement contractuels entre parties privées sont extrêmement rares. En l'espèce, les droits contractuels vis-à-vis Junex n'ont pas été expropriés puisque le Québec ne s'est pas immiscé au sein de la relation contractuelle entre LPRC et Junex et puisque LPRC détient toujours ses recours contre Junex. En effet, le Québec n'est pas et n'a jamais été partie ni au Contrat d'affermage, ni au Contrat fluvial.

### (a) Les critères permettant d'évaluer si les droits contractuels d'un investisseur ont été expropriés

468. La condition *sine qua non* à l'expropriation de droits contractuels s'avère être l'immixtion étatique au sein de la relation contractuelle elle-même. C'est ce qu'a noté le Tribunal des réclamations Iran-États-Unis dans l'affaire *Flexi-Van* :

Expropriation of the Claimant's contract rights can only be found in case of interference with these contract rights themselves, and a basic condition for such a finding is that such interference be attributable to the Government.<sup>626</sup>

469. Le terme anglais « interference » réfère par définition à un « involvement [which] is not wanted »<sup>627</sup>. Ce terme s'entend en français d'une « ingérence » ou d'une « intervention »<sup>628</sup>. Il

---

<sup>626</sup> **RLA-056**, *Flexi-Van Leasing, Inc. v. Government of the Islamic Republic of Iran*, Award No. 259-36-1, 11 octobre 1986, 12 Iran-U.S. C1. Trib. Rep. 335, pp. 9-10 (nos soulignés). Voir également **RLA-062**, *Joy Mining Machinery Limited v. Arab Republic of Egypt* (Affaire CIRDI n° ARB/03/11) Award on Jurisdiction, 6 août 2004, ¶ 72, où le tribunal requiert, au minimum, l'existence d'une forme d'ingérence de l'État : « the existence of some form of State interference with the operation of the contract involved ».

<sup>627</sup> **R-123**, Merriam Webster, *Dictionary – Definition of “Interference”*, en ligne : < <http://www.merriam-webster.com/dictionary/interference> >; Voir également la définition du verbe « interfere » : « to interpose in a way that hinders or impedes [...]; to enter into or take a part in the concerns of others; to act reciprocally so as to augment, diminish, or otherwise affect one another [...] » (**R-129**, Merriam Webster, *Dictionary – Definition of “Interfere”*, en ligne : < <http://www.merriam-webster.com/dictionary/interfere> >).

réfère ainsi, plus spécifiquement, au fait de « s’immiscer » ou de « s’ingérer » dans quelque chose, allant jusqu’à « entraver » cette dernière<sup>629</sup>.

470. Dans le contexte de l’ALÉNA, les tribunaux ont considéré que l’expropriation d’un droit contractuel consiste en une répudiation effective et irrémédiable de l’arrangement contractuel accompagnée, le cas échéant, d’une extinction des recours prévus à cet arrangement ou autrement disponibles en droit domestique<sup>630</sup>. À l’instar de tribunaux sous d’autres traités<sup>631</sup>, les tribunaux de l’ALÉNA estiment que pour qu’il y ait expropriation, l’État doit donc avoir supprimé le lien contractuel et éteint toute possibilité de recours réparateur d’une partie contre l’autre. Dans l’affaire *Waste Management*, le tribunal a considéré la question de l’expropriation par l’action des autorités administratives et noté :

[I]t is necessary to show an effective repudiation of the right, unredressed by any remedies available to the Claimant, which has the effect of preventing its exercise entirely or to a substantial extent<sup>632</sup>.

It is only where such access [to legal remedies] is legally or practically foreclosed that the breach could amount to a definitive denial of the right (i.e., the effective taking of the chose in action) and the protection of Article 1110 be called into play<sup>633</sup>.

471. Une fois que l’investisseur démontre avoir détenu des droits contractuels susceptibles d’être expropriés, il faut déterminer si ceux-ci ont été répudiés par l’État hôte de manière à constituer une expropriation. Pour ce faire, il faudra considérer le degré d’interférence dans la

---

<sup>628</sup> **R-124**, Larousse, *Dictionnaires bilingues – Traduction de « Interference »*, en ligne : < <http://www.larousse.fr/dictionnaires/anglais-francais/interference/589358> >.

<sup>629</sup> **R-125**, Larousse, *Dictionnaires bilingues – Traduction de « Interfere »*, en ligne : < <http://www.larousse.fr/dictionnaires/anglais-francais/interfere/589357> >.

<sup>630</sup> **CLA-064**, *Waste Management, Inc. v. United Mexican States* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/00/3) Award, 30 avril 2004, ¶¶ 174-176; **CLA-055**, *Robert Azinian, Kenneth Davitian, & Ellen Baca v. United Mexican States* (Affaire CIRDI n° ARB (AF)/97/2) Award, 1 novembre 1999, ¶¶ 87, 100.

<sup>631</sup> Voir par exemple **RLA-055**, *European Media Ventures SA v. Czech Republic* (CNUDCI) Partial Award on Liability, 8 juillet 2009, ¶ 84.

<sup>632</sup> **CLA-064**, *Waste Management, Inc. v. United Mexican States* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/00/3) Award, 30 avril 2004, ¶ 175.

<sup>633</sup> **CLA-064**, *Waste Management, Inc. v. United Mexican States* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/00/3) Award, 30 avril 2004, ¶ 174.

relation contractuelle<sup>634</sup>, évaluer si cette interférence constituait une rupture ou une répudiation du lien contractuel<sup>635</sup>, déterminer si cette répudiation est un acte de la puissance publique de l'État (*acta jure imperii*)<sup>636</sup>, puis évaluer si les recours contractuels de l'investisseur ont été éteints<sup>637</sup>.

472. Comme le précise le tribunal dans *European Media Ventures*, un droit contractuel ne peut donc être exproprié que si une action étatique éteint (i) le droit à l'exécution du contrat par l'autre partie et (ii) le droit, en cas de non-exécution par cette dernière, à des dommages-intérêts, ou les répudie substantiellement :

[In the case at hand], [t]he extent of the Claimant's rights against [the other party] under the [contract] were not altered in any way.

[Nonetheless] [t]he Claimant's case is, of course, that, even though its contractual rights remained, they were rendered worthless, so that the [State]'s actions amount to a form of indirect expropriation. But that misunderstands the nature of rights under the contract. The essence of those contractual rights was that one party to the contract has a right to performance of the contract by the other party and a right, in the event of that other party failing to perform, to damages for non-performance. Even if one accepts that the combined effect of the [State's] decisions was that the Claimant could no longer secure performance of the [contract], it was left with its right to damages. The Claimant's answer is that that right was worthless, because [the other party] had insufficient assets, so that the practical effect of the decisions was to destroy its rights under the [contract]. That suggests, however, that, if [the other party] had had sufficient assets, then there would have been no

<sup>634</sup> **RLA-082**, *Sempra Energy International v The Argentine Republic* (Affaire CIRDI n° ARB/02/16) Award, 28 septembre 2007, ¶ 281 (nos soulignés) : « interference with contractual rights can in certain circumstances amount to an expropriation ».

<sup>635</sup> **RLA-074**, *Mohammad Ammar Al-Bahloul v. The Republic of Tajikistan*, SCC Case No. V (064/2008), Partial Award on Jurisdiction and Liability, 2 septembre 2009, ¶ 281: « the conduct of the State must result in an irreversible and permanent taking or destruction of Claimant's rights » (nos soulignés).

<sup>636</sup> **RLA-078**, *Parkerings-Compagniet AS v. Republic of Lithuania* (Affaire CIRDI n° ARB/05/8) Award, 11 septembre 2007, ¶ 443.

<sup>637</sup> **RLA-053**, *EnCana Corp. v. Republic of Ecuador*, LCIA Case No. UN3481 (CNUDCI) Final Award, 3 février 2006, ¶ 194 : « [No extinction and expropriation if] the courts are open to the aggrieved private party, [and] the courts' decisions are not themselves overridden or repudiated by the State »; **RLA-078**, *Parkerings-Compagniet AS v. Republic of Lithuania* (Affaire CIRDI n° ARB/05/8) Award, 11 septembre 2007, ¶¶ 448-449 : « An investor faced with a breach of an agreement [...] should, as a general rule, sue that [other] party in the appropriate forum to remedy the breach. [...] If the investor is deprived, legally or practically, of the possibility to seek a remedy before the appropriate domestic court, then the Arbitral Tribunal might decide on the basis of the BIT if international rights have been violated [...]. That would be the case, for instance, if a party is denied the possibility to complain about the wrongful termination of the agreement before the forum contractually chosen ».

destruction of the Claimant's contract rights and no expropriation (or other breach of Article 3(1)). Whether the action of a State amounts to a taking of an investor's rights under a contract with another private party cannot, however, be dependent upon the financial circumstances of that other private party<sup>638</sup>.

473. À la lumière des principes de droit international applicables à l'expropriation de droits contractuels, il s'ensuit que les droits contractuels d'un investisseur qui n'ont pas été résiliés par l'État ne peuvent être considérés avoir été expropriés et ce, même si ces droits ont entièrement perdu leur valeur ou leur objet<sup>639</sup>. Il s'ensuit également que le droit d'action d'un investisseur contre son co-contractant n'a pas été éteint du simple fait que le co-contractant est incapable de lui verser des dommages-intérêts<sup>640</sup>.

474. Ainsi, dans une situation où l'investisseur demeure en possession tant de ses droits contractuels vis-à-vis son co-contractant que de son droit d'action contre ce dernier, il ne peut y avoir eu expropriation de droits contractuels.

**(b) Lorsque l'État n'est pas partie au contrat, il ne peut généralement pas y avoir expropriation de droits contractuels**

475. La question de l'expropriation de droits contractuels s'est posée à maintes reprises, mais presque exclusivement lorsqu'il s'agissait de droits accordés par l'État à un investisseur. Bien que les actions de l'État puissent avoir un effet sur les parties privées et leurs relations contractuelles, par exemple en réglementant une activité qui fait l'objet d'un contrat, il ne s'agira pas d'expropriation à moins d'immixtion étatique au sein des relations contractuelles des parties en tant que telles. Un exemple serait celui d'une loi par laquelle l'État annulerait par des mesures exceptionnelles les contrats entre les investisseurs étrangers et les entreprises nationales. Il s'agira donc de situations exceptionnelles<sup>641</sup>. L'investisseur ne cite d'ailleurs que deux affaires

---

<sup>638</sup> **RLA-055**, *European Media Ventures SA v. Czech Republic* (CNUDCI) Partial Award on Liability, 8 juillet 2009, ¶ 85 (nos soulignés).

<sup>639</sup> **RLA-055**, *European Media Ventures SA v. The Czech Republic* (CNUDCI) Partial Award on Liability, 8 juillet 2009, ¶ 85.

<sup>640</sup> **RLA-055**, *European Media Ventures SA v. The Czech Republic* (CNUDCI) Partial Award on Liability, 8 juillet 2009, ¶ 85.

<sup>641</sup> **RLA-027**, G. C. Christie, *What Constitutes a Taking of Property under International Law*, 38 Brit. Y.B. Int'l L. 307 (1962), p. 336 : « There are some guiding principles in deciding what kind of interference will constitute a taking, but they apply only to a certain degree. To push them further may lead to unsound conclusions. Thus, outside of the fairly clear cases – such as the *Norwegian Claims* case [...] one must proceed with caution. ».

(les deux datant du début du 20<sup>e</sup> siècle) où les tribunaux semblent avoir conclu à une expropriation de droits contractuels alors que l'État n'était pas partie aux contrats. Il s'agit des affaires *Norwegian Shipping* et *Usine de Chorzow*, rendues respectivement en 1922 et en 1926. Dans ces deux affaires, l'État s'était immiscé au sein de relations contractuelles privées et était devenu tributaire des droits que l'investisseur détenait originalement contre son co-contractant privé<sup>642</sup>.

476. Dans *Norwegian Shipping*, il était question de contrats conclus par plusieurs armateurs norvégiens avec des chantiers navals américains afin que ces derniers procèdent à la construction de navires<sup>643</sup>. En 1917, avec l'entrée en guerre des États-Unis, le gouvernement américain procédait à la réquisition progressive des chantiers navals sur son territoire. Le 3 août 1917, les États-Unis ordonnaient aux chantiers navals de ne pas remettre les navires en cours de construction aux armateurs étrangers qui les avaient commandés, de cesser de recevoir les paiements de ces armateurs, de refuser tout nouveau contrat de construction et de ne terminer la construction des navires que pour le compte du gouvernement américain<sup>644</sup>.

477. Le tribunal, saisi de la plainte de la Norvège, remarquait qu'en procédant ainsi, les États-Unis s'étaient substitués aux constructeurs et étaient devenus le co-contractant de fait des armateurs :

The necessary consequence is that the [Government] took over the rights and duties of the shipbuilders towards the shipowners. [...] The shipbuilders were thus entirely relieved of any obligation to the former owners, for the [Government] inserted itself between the builders and the shipowners by an exercise of what is called, in the United States Law and Jurisprudence, the power of eminent domain<sup>645</sup>.

---

<sup>642</sup> **CLA-050**, *Norwegian Shipowners' Claims (Norway v. U.S.A.)* Award, 13 octobre 1922, 1 Rep. Int'l Arb. Awards 307 (1948); **CLA-028**, *Affaire relative à certains intérêts allemands en Haute-Silésie polonaise* (Fond), CPJI, Recueil des arrêts, Série A – No. 7, 25 mai 1926.

<sup>643</sup> **CLA-050**, *Norwegian Shipowners' Claims (Norway v. U.S.A.)* Award, 13 octobre 1922, 1 Rep. Int'l Arb. Awards 307 (1948), p. 314.

<sup>644</sup> **CLA-050**, *Norwegian Shipowners' Claims (Norway v. U.S.A.)* Award, 13 octobre 1922, 1 Rep. Int'l Arb. Awards 307 (1948), pp. 318-319, 320, 323-324.

<sup>645</sup> **CLA-050**, *Norwegian Shipowners' Claims (Norway v. U.S.A.)* Award, 13 octobre 1922, 1 Rep. Int'l Arb. Awards 307 (1948), p. 323 (nos soulignés).

In other words, the [Gouvernement] seems to have intended, in August 1917, to assume towards the Contract-owners the legal position of the shipbuilding contractor. The main obligation of such contractors was to proceed with the construction, and to deliver the ships to the owners of the contracts.

[...]

The [Government] seemed to have forgotten that it had assumed certain contractual obligations, and in particular to have ignored the fact that the retention of the money of the claimants without restoring the [Claimants'] ships was obviously unlawful.<sup>646</sup>

478. Le tribunal remarquait alors qu'en poursuivant l'activité économique de construction navale tout en choisissant, sans motif contractuel, de ne pas compléter les obligations des constructeurs envers les armateurs et en répudiant l'ensemble des contrats, le gouvernement américain avait exproprié les droits contractuels par son acte de puissance publique<sup>647</sup>.

479. L'affaire de l'*Usine de Chorzow* concernait quant à elle une mesure prise par le gouvernement polonais relativement à une usine d'azote de chaux, propriété de l'Oberschlesische, une entreprise allemande. Pour la construction et l'exploitation de son usine, cette dernière avait préalablement conclu un contrat avec une autre entreprise allemande, la Bayerische.

480. Comme le tribunal dans *Norwegian Shipping*, qui avait noté que les États-Unis s'étaient appropriés l'activité de construction des chantiers navals, la Cour permanente constatait ici que la Pologne avait réquisitionné l'activité industrielle d'une entreprise pour son propre usage<sup>648</sup>. En procédant ainsi, la Pologne s'était immiscée dans la relation contractuelle qui liait originalement l'entreprise à son co-contractant et s'était substituée, dans les faits, à la co-contractante de la Bayerische. Ce faisant, la Cour permanente remarquait qu'en décidant de devenir propriétaire de

---

<sup>646</sup> **CLA-050**, *Norwegian Shipowners' Claims (Norway v. U.S.A.)* Award, 13 octobre 1922, 1 Rep. Int'l Arb. Awards 307 (1948), p. 324 (nos soulignés).

<sup>647</sup> Le tribunal concluait ainsi que: « the United States took, both in fact and in law, the contracts under which the ships in question were being or were to be constructed » (**CLA-050**, *Norwegian Shipowners' Claims (Norway v. U.S.A.)* Award, 13 octobre 1922, 1 Rep. Int'l Arb. Awards 307 (1948), p. 325); **RLA-026**, Christopher Dugan, Noah D. Rubins, Don Wallace, Jr., Borzu Sabahi, *Investor-State Arbitration* (New York: Oxford University Press, 2008), p. 435: « When the U.S. government took control of shipyards following its entry into World War I and did not complete the contracts or return payments, the tribunal found that the U.S. measures amounted to expropriation ».

<sup>648</sup> **CLA-029**, *Affaire relative à l'usine de Chorzów (Demande en indemnité) (fond)*, CPJI, Recueil des arrêts, Série A – No. 17, 13 septembre 1928, pp. 18-22.



l'usine et d'en poursuivre l'exploitation à son compte : « [I]a Pologne aurait dû respecter les droits de la Bayerische résultant de ses contrats avec la Oberschlesische »<sup>649</sup>.

481. Sur cette base, la Cour permanente a examiné si la Pologne, en décidant de répudier le contrat la liant dorénavant à la Bayerische par son acte de puissance publique, avait exproprié ses droits contractuels<sup>650</sup>.

482. Ainsi, dans les deux affaires en question, il s'agissait d'interférence par l'État au sein même de contrats entre parties privées en ce que l'État s'était substitué à l'un des co-contractants et avait, par sa puissance publique, répudié lesdits contrats.

483. C'est d'ailleurs la position qui avait été retenue dans l'arrêt *Rudloff*. Dans cette affaire (citée erronément par la demanderesse à l'appui de ses prétentions)<sup>651</sup>, les États-Unis réclamaient une indemnisation pour l'annulation d'un contrat intervenu entre le Venezuela et un investisseur américain qui prévoyait la construction et l'administration par l'investisseur d'un marché couvert. La *Commission mixte des réclamations États-Unis d'Amérique - Venezuela* énonçait que la répudiation par l'État hôte d'un contrat auquel l'État était partie était susceptible de mettre en cause sa responsabilité internationale. Quant aux relations contractuelles entre parties privées, la Commission précisait que la responsabilité internationale de l'État ne pouvait être invoquée que si l'État s'était rendu coupable d'un déni de justice, par exemple, en niant à l'investisseur le droit d'exercer tout recours juridique contre son co-contractant privé :

It is undoubtedly true that citizens or subjects of one country who go to a foreign country and enter into contracts with its citizens are presumed to make their engagements in accordance with and subject to the laws of the country where the obligations of the contract are to be fulfilled, and ordinarily can have recourse to their own government for redress of grievances only in case of a denial of justice. But as was forcibly stated by Mr. Cass, Secretary of State of the United States:

“The case is widely different when the foreign government becomes itself a party to important contracts, and then not only fails to fulfill them but

---

<sup>649</sup> **CLA-028**, *Affaire relative à certains intérêts allemands en Haute-Silésie polonaise* (Fond), CPJI, Recueil des arrêts, Série A – No. 7, 25 mai 1926, p. 44.

<sup>650</sup> **CLA-028**, *Affaire relative à certains intérêts allemands en Haute-Silésie polonaise* (Fond), CPJI, Recueil des arrêts, Série A – No. 7, 25 mai 1926, pp. 44-45 et 81.

<sup>651</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 235, note 316.

capriciously annuls them, to the great loss of those who have invested their time, and labor, and capital from a reliance upon its own good faith and justice.”

It is just such a “widely different case” that is presented here. [...] Prima facie, the memorial presents the case of a wrongful annulment, by the arbitrary act of the Venezuelan Government, of a contract to which it was a party, injuriously affecting the rights of the other party thereto, who was a citizen of the United States.<sup>652</sup>

484. Bref, les anciennes affaires relatives à l’expropriation de droits contractuels traitent de cas dans lesquels l’État était partie au contrat et les a répudié par acte de puissance publique.

485. Dans une affaire récente ayant considéré la question d’expropriation de droits contractuels entre parties privées, un tribunal a commenté la question de l’interférence avec les droits contractuels de tiers et noté qu’il ne pouvait y avoir d’expropriation de droits purement contractuels:

It is not possible to expropriate a pure contractual right because it is not a thing that has an independent existence from the personalized contractual relationship in which it is embedded. This is why scholars of the US constitution have maintained that pure contractual rights cannot be “taken” under the Fifth Amendment: “Contract rights are not property rights for takings purposes insofar as they reflect nothing more than a bilateral agreement [...]”<sup>653</sup>.

486. Il s’ensuit que rares sont les situations dans lesquelles un État peut être tenu responsable de la non-exécution d’une obligation contractuelle entre des parties privées. Les faits de la présente affaire ne peuvent en aucun cas être assimilés à ces situations.

**(c) En l’espèce, le gouvernement du Québec n’était pas partie au Contrat d’affermage et ne l’a pas exproprié**

487. En l’espèce, le gouvernement du Québec n’était pas partie aux contrats liant LPRC et Junex et n’est aucunement intervenu dans les relations contractuelles entre ces dernières. Le

---

<sup>652</sup> **CLA-056**, *Rudloff Case* (1903), U.S.-Venezuelan Claims Commission, Interlocutory Decision, Reports of International Arbitral Awards, Volume IX, 244, pp. 249-250 (Commissioner Bainbridge, avec l’appui de l’Umpire Barge) (nos soulignés); **RLA-026**, Christopher Dugan, Noah D. Rubins, Don Wallace, Jr., Borzu Sabahi, *Investor-State Arbitration* (New York: Oxford University Press, 2008), pp. 433-434.

<sup>653</sup> **RLA-042**, *Accession Mezzanine et al. v. Hungary* (Affaire CIRDI n° ARB/12/3) Award, 17 avril 2015, ¶ 153 (nos soulignés), citant Merrill, *The Landscape of Constitutional Property*, 86 VA. Law Rev. (2000) 885, pp. 993-994.

Québec ne s'est substitué ni à Junex, ni à LPRC dans la relation contractuelle. Non seulement cet accord de volonté bilatéral est-il demeuré intact, mais aucun recours contractuel dont dispose LPRC relativement à sa relation avec Junex n'a été éteint par l'État.

488. Que la demanderesse estime que les droits contractuels de LPRC aient perdu leur valeur et leur objet ou qu'elle considère que Junex est incapable de dédommager LPRC pour cette perte n'est d'aucune pertinence pour répondre à la question à savoir si ces droits ont été expropriés. Au lendemain de l'entrée en vigueur de la *Loi*, LPRC détenait toujours son droit à l'exécution du contrat par Junex ainsi que son droit, en cas de non-exécution par Junex, d'exercer des recours contre celle-ci. Seule LPRC peut décider de les utiliser. Le fait qu'elle ne juge pas à propos de les exercer n'engage pas la responsabilité internationale du Canada.

489. Comme l'a noté le tribunal dans *European Media Ventures*, l'État ne peut être tenu de garantir la non-exécution de contrats entre des parties privées ou la viabilité de leurs activités :

The host State of an investment is not the guarantor of the performance by private parties of their contractual obligations, nor is it the guarantor of their financial viability<sup>654</sup>.

490. En conclusion, LPRC n'a subi aucune répudiation, extinction ou autre rupture de ses droits contractuels<sup>655</sup>. En vertu des principes de droit international coutumier incorporés à l'article 1110(1), les droits contractuels de LPRC vis-à-vis Junex n'ont pas été expropriés.

#### **E. La Loi constitue un exercice valide des pouvoirs de police de l'État**

491. Indépendamment de la qualification des investissements allégués par la demanderesse et de la question de la privation substantielle, la mesure résulte d'un exercice valable des pouvoirs de police du Québec et, par conséquent, ne constitue pas une expropriation au sens de l'article 1110 de l'ALÉNA.

---

<sup>654</sup> **RLA-055**, *European Media Ventures SA v. Czech Republic* (CNUDCI) Partial Award on Liability, 8 juillet 2009, ¶ 85.

<sup>655</sup> Comme l'exprimait le tribunal dans **CLA-064**, *Waste Management, Inc. v. United Mexican States* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/00/3) Award, 30 avril 2004, ¶ 176 : « That does not pass the test for an expropriatory taking of contractual rights as it emerges from the decisions analysed above ».

**1. Les pouvoirs de police sont reconnus tant en droit international coutumier que sous l'ALÉNA**

**(a) Les pouvoirs de police sont reconnus en droit international coutumier**

492. Le droit international reconnaît aux États le pouvoir d'adopter des mesures visant la protection du bien public et ce, sans avoir à compenser pour les atteintes à la propriété qui pourraient en résulter, pourvu que les mesures soient non discriminatoires et aient été adoptées de bonne foi. Ce principe emprunte la dénomination de « pouvoirs de police ». Tel que noté par Aldrich: « [I]iability does not arise from actions that are non-discriminatory and are within the commonly accepted [...] police powers of states »<sup>656</sup>.

493. Les pouvoirs de police reflètent le fait que le droit de propriété n'est pas absolu et ne peut être utilisé d'une manière qui porterait atteinte à un objectif légitime d'intérêt public. Dans un article fort cité, le Professeur Newcombe explique leur raison d'être comme suit :

[F]ew international jurists would seriously suggest that if a government, acting in good faith and non-discriminatorily, bans a carcinogenic pesticide, compensation would be due to the affected investor for an expropriation, even where the pesticide company's business is based solely on the manufacture and distribution of the banned pesticide. The general rationale for non-compensation is that property rights have inherent limitations – they are never absolute. Property is a social institution that serves social functions. Property cannot be used in a way that results in serious harms to public order and morals, human health or the environment. A comparative study of domestic legal systems would surely confirm this as a general principle of law.<sup>657</sup>

494. Comme le mentionne la Professeure Lévesque, les pouvoirs de police sont reconnus en droit international coutumier : « customary international law recognizes the distinction, present in internal law, between the right of expropriation [...] and the police power of the state »<sup>658</sup>. Le

---

<sup>656</sup> **RLA-028**, George H. Aldrich, *What Constitutes a Compensable Taking of Property? The Decisions of the Iran–United States Claims Tribunal* (1994) 88 AM. J. INT'L L. 585, p. 609. Voir aussi **RLA-020**, Andrew Newcombe, *The Boundaries of Regulatory Expropriation in International Law* (2005), 20:1 ICSID Review: Foreign Investment Law Journal..

<sup>657</sup> **RLA-020**, Andrew Newcombe, *The Boundaries of Regulatory Expropriation in International Law* (2005), 20:1 ICSID Review: Foreign Investment Law Journal, p. 21 (nos soulignés).

<sup>658</sup> **RLA-024**, Céline Lévesque, *Distinguishing Expropriation and Regulation under NAFTA Chapter 11: Making Explicit the Link to Property* in Kevin C. Kennedy, ed., *The First Decade of NAFTA: The Future of Free Trade in North America* (Transnational Publishers, 2004), p. 305.

*Third Restatement of the Foreign Relations Law of the United States 1987*, subséquentment repris par plusieurs tribunaux<sup>659</sup>, confirme que:

A state is not responsible for loss of property (sic) or for other economic disadvantage resulting from *bona fide* general taxation, regulation, forfeiture for crime, or other action of the kind that is commonly accepted as within the police powers of states, if it is not discriminatory.<sup>660</sup>

495. Similairement, le *Harvard Draft* de 1961 prévoit :

An uncompensated taking of property of an alien or a deprivation of the use or enjoyment of property of an alien which results from the execution of the tax laws; from a general change in the value of currency; from the action of the competent authorities of the State in the maintenance of public order, health, or morality; or from the valid exercise of belligerent rights; or is otherwise incidental to the normal operation of the laws of the State shall not be considered wrongful, provided: (a) it is not a clear and discriminatory violation of the law of the State concerned; (b) it is not the result of a violation of any provision of Articles 6 to 8 of this Convention [relating to “Denial of Access to a Tribunal or an Administrative Authority”, “Denial of a Fair Hearing” and “Adverse Decisions and Judgment”]; (c) it is not an unreasonable departure from the principles of justice recognized by the principal legal systems of the world; and (d) it is not an abuse of the powers specified in this paragraph for the purpose of depriving an alien of his property<sup>661</sup>.

496. Au surplus, de nombreux tribunaux ont reconnu l’existence de ces pouvoirs spécifiquement dans le contexte du droit international de l’investissement<sup>662</sup>. Par exemple, dans l’affaire *Saluka*, le tribunal écrit :

It is now established in international law that States are not liable to pay compensation to a foreign investor when, in the normal exercise of their

---

<sup>659</sup> **CLA-042**, *Marvin Feldman v. United Mexican States* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/99/1) Award, 16 décembre 2002, ¶¶ 103 et 105; **CLA-035**, *El Paso Energy International Company v. Argentine Republic* (Affaire CIRDI n° ARB/03/15) Award, 31 octobre 2011, ¶ 238; **CLA-039**, *Glamis Gold, Ltd. V. United States of America*, Final Award, 8 juin 2009, ¶ 354; **RLA-083**, *Suez, et al. v. Argentine Republic* (Affaire CIRDI n° ARB/03/19) Decision on Liability, 30 juillet 2010, au ¶ 139.

<sup>660</sup> **CLA-015**, *Restatement of the Law (Third), Foreign Relations Law of the United States*, s. 712 (1987), Commentary g. *Expropriation or regulation*.

<sup>661</sup> **RLA-001**, *1961 Harvard Draft Convention on the International Responsibility of States for Injuries to Aliens*, Yearbook of the International Law Commission, 1969, vol. II, pp. 142-149, Annex VII (document A/CN.4/217 and Corr.1 and Add.1), p. 144, article 10.

<sup>662</sup> **RLA-081**, *Sedco Inc. v. National Iranian Oil Co.*, 9 Iran-U.S. Claims Trib. Rep. 248 (1985), p. 17 : « it is also an accepted principle of international law that a State is not liable for economic injury which is a consequence of a bona fide “regulation” within the accepted police powers of states ».

regulatory powers, they adopt in a non-discriminatory manner *bona fide* regulations that are aimed at the general welfare.

[...]

In the opinion of the Tribunal, the principle that a State does not commit an expropriation and is thus not liable to pay compensation to a dispossessed alien investor when it adopts general regulations that are “commonly accepted as within the police power of States” forms part of customary international law today. There is ample case law in support of this proposition<sup>663</sup>.

497. Similairement, dans l’affaire *Suez*, le tribunal écrit :

As numerous cases have pointed out, in evaluating a claim of expropriation it is important to recognize a State’s legitimate right to regulate and to exercise its police power in the interests of public welfare and not to confuse measures of that nature with expropriation<sup>664</sup>.

498. Le tribunal dans *El Paso* formule, quant à lui, ces pouvoirs comme suit :

[I]n principle, general non-discriminatory regulatory measures, adopted in accordance with the rules of good faith and due process, do not entail a duty of compensation.<sup>665</sup>

499. La demanderesse s’appuie sur les sentences arbitrales dans *Vivendi II* et *Santa Elena* pour faire valoir que l’existence d’un objectif de politique publique n’évacue pas l’obligation étatique de compenser.<sup>666</sup> Or, dans *Santa Elena*, le Costa Rica admettait avoir exproprié l’investissement

---

<sup>663</sup> **RLA-080**, *Saluka Investments B.V. v. Czech Republic* (CNUDCI) Partial Award, 17 mars 2006, ¶ 255 et 262 (nos soulignés).

<sup>664</sup> **RLA-083**, *Suez, Sociedad General de Aguas de Barcelona S.A. and Vivendi Universal S.A. v. Argentina* (Affaire CIRDI n° ARB/03/19) Decision on Liability, 30 juillet 2010, au ¶ 139 (nos soulignés). Voir également **RLA-061**, *Invesmart, B.V. v. Czech Republic* (CNUDCI) Award, 26 juin 2009, au ¶ 498: « International investment treaties were never intended to do away with their signatories’ right to regulate. As found in *Saluka*, where the instant Treaty was being applied, notwithstanding the breadth of its prohibition against expropriation and the absence of an express regulatory power exception, Article 5 imports into the Treaty the customary international law notion that a deprivation can be justified if it results from the exercise of regulatory actions aimed at the maintenance of public order. This is common sense. »; **RLA-046**, *Burlington Resources Inc. v. Republic of Ecuador* (Affaire CIRDI n° ARB/08/5) Decision on Liability, 14 décembre 2012, ¶ 506 : « Accordingly, a State measure constitutes expropriation under the Treaty if [...] the deprivation finds no justification under the police powers doctrine ».

<sup>665</sup> **CLA-035**, *El Paso Energy International Company v. Argentine Republic* (Affaire CIRDI n° ARB/03/15) Award, 31 octobre 2011, ¶ 240. Récemment, le professeur Sornarajah formulait l’énoncé suivant concernant la mise en place par l’État de mesures environnementales: « It is well recognised that interference on the basis of such legislation does not constitute compensable taking in situations in which public harm has already resulted or is anticipated » (**RLA-033**, M. Sornarajah, *The International Law on Foreign Investment*, 3<sup>rd</sup> ed. (Cambridge University Press, 2010), p. 374).

<sup>666</sup> Mémoire de la demanderesse aux ¶¶ 276-277.

et la seule question en litige était celle de la quantification des dommages. D'ailleurs, le titre de la section de la sentence comprenant la citation reprise par la demanderesse dans son mémoire était « Standard of compensation »<sup>667</sup>. La sentence dans *Vivendi II* est au même effet. Le passage précédant immédiatement le passage cité par la demanderesse indique :

If we conclude that the challenged measures are expropriatory, there will be violation [...], even if the measures might be for a public purpose and non-discriminatory, because no compensation has been paid.<sup>668</sup>

500. Or, pour ce qui est des pouvoirs de police, la mesure ne sera pas considérée comme étant expropriatrice. Par conséquent, la question de la compensation ne se posera pas.

**(b) Les pouvoirs de police sont reconnus sous l'article 1110 de l'ALÉNA**

501. Le Chapitre 11 de l'ALÉNA ne limite pas les pouvoirs de police de l'État, bien au contraire. Les Parties y ont expressément inclus plusieurs mentions afin de préserver leur droit souverain de légiférer, entre autres, pour la protection de l'environnement. Par exemple, le préambule indique que les Parties à l'ALÉNA ont résolu :

DE S'ACQUITTER de tout ce qui précède d'une manière compatible avec la protection et la conservation de l'environnement, DE PRÉSERVER leur liberté d'action relativement à la sauvegarde du bien public, DE PROMOUVOIR le développement durable, DE RENFORCER l'élaboration et l'application des lois et règlements en matière d'environnement.

502. L'article 1101(4) prévoit également que :

Aucune disposition du présent chapitre ne sera interprétée comme empêchant une Partie d'assurer des services ou d'exercer des fonctions concernant, par exemple [...] le bien-être social, [...] ou les services de santé.

503. L'article 1114, quant à lui, édicte :

(1) Aucune disposition du présent chapitre ne pourra être interprétée comme empêchant une Partie d'adopter, de maintenir ou d'appliquer une mesure, par ailleurs conforme au présent chapitre, qu'elle considère nécessaire pour que les

---

<sup>667</sup> **CLA-033**, *Compañía del Desarrollo de Santa Elena, S.A. v. Republic of Costa Rica* (Affaire CIRDI n° ARB/96/1) Award, 17 février 2000, pp. 191-193.

<sup>668</sup> **CLA-032**, *Compañía de Aguas del Aconquija S.A. and Vivendi Universal S.A. v. Argentine Republic* (Affaire CIRDI n° ARB/97/3) Award (II), 20 août 2007, ¶ 7.5.21.

activités d'investissement sur son territoire soient menées d'une manière conforme à la protection de l'environnement.

(2) Les Parties reconnaissent qu'il n'est pas approprié d'encourager l'investissement en adoucissant les mesures nationales qui se rapportent à la santé, à la sécurité ou à l'environnement. En conséquence, une Partie ne devrait pas renoncer ni déroger, ou offrir de renoncer ou de déroger, à de telles mesures dans le dessein d'encourager l'établissement, l'acquisition, l'expansion ou le maintien sur son territoire d'un investissement effectué par un investisseur.

504. Ces dispositions indiquent clairement que les Parties entendaient maintenir une certaine flexibilité dans l'adoption de mesures pour la protection de l'environnement. C'est d'ailleurs l'interprétation qu'ont retenue plusieurs tribunaux constitués en vertu du Chapitre 11 de l'ALÉNA ayant été saisis de cette question. Par exemple, dans l'affaire *Glamis Gold*, le tribunal précise :

The inclusion in Article 1110 of the term “expropriation” incorporates by reference the customary international law regarding that subject. Under custom, a State is responsible, and therefore must provide compensation, for an expropriation of property when it subjects the property of another State Party’s investor to an action that is confiscatory or that “unreasonably interferes with, or unduly delays, effective enjoyment” of the property. A State is not responsible, however, “for loss of property or for other economic disadvantage resulting from bona fide ... regulation ... if it is not discriminatory.”<sup>669</sup>

505. La sentence dans l'affaire *Feldman* abonde dans le même sens :

[G]overnments must be free to act in the broader public interest through protection of the environment, new or modified tax regimes, the granting or withdrawal of government subsidies, reductions or increases in tariff levels, imposition of zoning restrictions and the like. Reasonable governmental regulation of this type cannot be achieved if any business that is adversely affected may seek compensation, and it is safe to say that customary international law recognizes this.<sup>670</sup>

---

<sup>669</sup> **CLA-039**, *Glamis Gold Ltd. v. United States of America* (CNUDCI) Final Award, 8 juin 2009, ¶ 354 (nos soulignés).

<sup>670</sup> **CLA-042**, *Marvin Feldman v. United Mexican States* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/99/1) Award, 16 décembre 2002, ¶ 103 (nos soulignés).



506. Plus récemment, dans *Methanex*, le tribunal confirme qu'une mesure non discriminatoire, adoptée pour un objectif de politique publique et en conformité avec l'application régulière de la loi, ne sera pas de nature expropriatrice :

[A]s a matter of general international law, a non-discriminatory regulation for a public purpose, which is enacted in accordance with due process and, which affects, inter alios, a foreign investor or investment is not deemed expropriatory and compensable unless specific commitments had been given by the regulating government to the then putative foreign investor contemplating investment that the government would refrain from such regulation.<sup>671</sup>

507. La sentence du tribunal dans l'affaire *Chemtura* a, une fois de plus, réitéré ce principe :

Irrespective of the existence of a contractual deprivation, the Tribunal considers in any event that the measures challenged by the Claimant constituted a valid exercise of the Respondent's police powers. As discussed in detail in connection with Article 1105 of NAFTA, the PMRA took measures within its mandate, in a non-discriminatory manner, motivated by the increasing awareness of the dangers presented by lindane for human health and the environment. A measure adopted under such circumstances is a valid exercise of the State's police powers and, as a result, does not constitute an expropriation.<sup>672</sup>

508. À la lumière de ce qui précède, il découle que les pouvoirs de police permettant aux États d'adopter des mesures pour la protection du bien-être public, incluant pour l'environnement, sont reconnus comme faisant partie du droit international coutumier et, de manière cohérente et correspondante, de l'article 1110 de l'ALÉNA.

## **2. L'adoption et l'application de la Loi respectent les critères déterminant la validité des pouvoirs de police**

509. Ce Tribunal est appelé à déterminer si la mesure en l'espèce est de nature expropriatrice ou si elle tombe sous le champ d'application des pouvoirs de police de l'État et, conséquemment, ne donne pas droit à compensation. Le tribunal dans l'affaire *Saluka* précise la tâche du tribunal en la matière comme suit :

---

<sup>671</sup> **CLA-045**, *Methanex Corporation v. United States of America* (CNUDCI) Final Award of the Tribunal on Jurisdiction and Merits, 3 août 2005, ¶ 7 (nos soulignés).

<sup>672</sup> **CLA-030**, *Chemtura Corporation (formerly Crompton Corporation) v. Government of Canada* (CNUDCI) Award, 2 août 2010, ¶ 266 (nos soulignés).

That being said, international law has yet to identify in a comprehensive and definitive fashion precisely what regulations are considered “permissible” and “commonly accepted” as falling within the police or regulatory power of States and, thus, noncompensable [...] It thus inevitably falls to the adjudicator to determine whether particular conduct by a state “crosses the line” that separates valid regulatory activity from expropriation.<sup>673</sup>

510. Certains éléments peuvent néanmoins assister le tribunal dans sa détermination. À la suite des premiers dossiers institués sous le Chapitre 11 de l’ALÉNA, les Parties ont cru opportun d’inclure dans les traités bilatéraux d’investissement qu’ils ont conclus avec des tiers États une annexe qui, d’une part, confirme leur reconnaissance de l’existence des pouvoirs de police et, d’autre part, invite les tribunaux à procéder à certaines déterminations. Ces annexes font désormais partie intégrante des traités conclus par le Canada, les États-Unis et le Mexique. Comme l’évoque l’ancienne chef de la Direction de l’arbitrage sous l’ALÉNA du bureau du conseiller juridique des États-Unis, les clarifications incluses dans les traités d’investissement récents :

[...] do not change the nature of the substantive obligations that existed under the United States’ prior agreements; instead, they merely elucidate, for the benefit of tribunals charged with interpreting the treaty, the Parties’ intent in agreeing to those obligations<sup>674</sup>.

511. Les annexes aux traités bilatéraux d’investissement des Parties sont donc également pertinentes à l’application des pouvoirs de police en vertu de l’ALÉNA. Ce fait est d’ailleurs confirmé par la pratique des tribunaux arbitraux en la matière<sup>675</sup>.

512. La partie pertinente de l’Annexe de l’Accord modèle du Canada concernant la promotion et la protection des investissements, qui est très similaire à celle des États-Unis<sup>676</sup> ainsi qu’à

---

<sup>673</sup> **RLA-080**, *Saluka Investments B.V. v. Czech Republic* (CNUDCI) Partial Award, 17 mars 2006, ¶¶ 263 et 264 (nos soulignés). Voir également **CLA-042**, *Marvin Roy Feldman Karpa v. United Mexican States* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/99/1) Award, 16 décembre 2002, ¶ 102: « Ultimately, decisions as to when regulatory action becomes compensable under article 1110 and similar provisions in other agreements appear to be made based on the facts of specific cases. This Tribunal must necessarily take the same approach ».

<sup>674</sup> **RLA-018**, Andrea J. Menaker, *Benefitting from experience : Developments in the United States’ Most Recent Investment Agreements* (2006), p. 122, disponible en ligne au : < <http://jilp.law.ucdavis.edu/issues/volume-12-1/menaker1-19.pdf> >; **RLA-019**, Andrew Newcombe, *Canada’s New Model Foreign Investment Protection Agreement* (août 2004), pp. 5-6, en ligne au : < <http://www.italaw.com/documents/CanadianFIPA.pdf> >.

<sup>675</sup> Par exemple, dans *Glamis Gold*, le tribunal s’est référé à l’Annexe du traité modèle des États-Unis pour décider si la mesure en l’espèce était de nature expropriatrice. **CLA-039**, *Glamis Gold Ltd. v. United States of America* (CNUDCI) Final Award, 8 juin 2009, ¶ 356.

l'Annexe utilisée dans les chapitres d'investissement des traités de libre-échange récemment conclus par le Mexique<sup>677</sup>, se lit comme suit :

c) sauf dans de rares cas, tels ceux où une mesure ou une série de mesures sont si rigoureuses au regard de leur objet qu'on ne peut raisonnablement penser qu'elles ont été adoptées et appliquées de bonne foi, ne constitue pas une expropriation indirecte la mesure non discriminatoire d'une Partie qui est conçue et appliquée dans un but de protection légitime du bien-être public concernant, par exemple, la santé, la sécurité et l'environnement.<sup>678</sup>

---

<sup>676</sup> **RLA-008**, *Model Bilateral Investment Treaty of the United States of America* (2004), Annex B 4(b) et **RLA-009**, *Model Bilateral Investment Treaty of the United States of America* (2012), Annex B 4(b): « Except in rare circumstances, non-discriminatory regulatory actions by a Party that are designed and applied to protect legitimate public welfare objectives, such as public health, safety, and the environment, do not constitute indirect expropriations ». À titre d'exemple, voir également **RLA-014**, *Treaty Between the United States of America and the Oriental Republic of Uruguay Concerning the Encouragement and Reciprocal Protection of Investment* (2006), Annex B 4(b) : « Except in rare circumstances, non-discriminatory regulatory actions by a Party that are designed and applied to protect legitimate public welfare objectives, such as public health, safety, and the environment, do not constitute indirect expropriations », ainsi que **RLA-017**, *The United States-Australia Free Trade Agreement* (2005), Chapter 11-B 4(b) : « Except in rare circumstances, nondiscriminatory regulatory actions by a Party that are designed and applied to achieve legitimate public welfare objectives, such as the protection of public health, safety, and the environment, do not constitute indirect expropriations ».

<sup>677</sup> **RLA-006**, *Alliance du Pacifique* (2012), Chapitre X, Investissement, Annexe 10.12 3(b): « Salvo en circunstancias excepcionales, no constituyen expropiaciones indirectas los actos regulatorios no discriminatorios de una Parte que son diseñados y aplicados para proteger objetivos legítimos de bienestar público » -- Traduction libre: « Sauf dans des circonstances exceptionnelles, ne constituent pas une expropriation indirecte les mesures réglementaires non discriminatoires d'une Partie qui sont conçues et appliquées pour protéger des objectifs légitimes de bien-être public »; **RLA-003**, *Accord d'intégration commerciale Mexique-Pérou* (2012), Chapitre XI, Investissement, article 11.12, Note 3, 2(b): « Salvo en circunstancias excepcionales, no constituirán expropiaciones indirectas los actos regulatorios no discriminatorios de una Parte que son adoptados y aplicados para proteger objetivos legítimos de bienestar público, tales como la salud pública, la seguridad y el medioambiente, entre otros » -- Traduction libre: « Sauf dans des circonstances exceptionnelles, ne constituent pas une expropriation indirecte les mesures réglementaires non discriminatoires d'une Partie qui sont adoptées et appliquées pour protéger des objectifs légitimes de bien-être public, comme la santé publique, la sécurité et l'environnement entre autres »; **RLA-013**, *Traité de libre-échange Mexique-Amérique centrale* (2012/2013), Chapitre XI, Investissement, Annexe 11.11, 3(c)(ii): « salvo en circunstancias excepcionales, no constituyen expropiaciones indirectas los actos regulatorios no discriminatorios de una Parte que son diseñados y aplicados para proteger objetivos legítimos de bienestar público, tales como la salud pública, la seguridad y el medio ambiente » -- Traduction libre: « Sauf dans des circonstances exceptionnelles, ne constituent pas une expropriation indirecte les mesures réglementaires non discriminatoires d'une Partie qui sont conçues et appliquées pour protéger des objectifs légitimes de bien-être public, comme la santé publique, la sécurité et l'environnement. »

<sup>678</sup> **RLA-005**, *Accord modèle du Canada concernant la promotion et la protection des investissements*, Annexe B.10, c). À titre d'exemple, voir également **RLA-004**, *Accord entre le gouvernement du Canada et le gouvernement de la République populaire de Chine concernant la promotion et la protection réciproque des investissements* (2014), Annexe B.10, 3 : « Sauf dans de rares cas, par exemple si une mesure ou série de mesures est si rigoureuse au regard de son objet qu'on ne peut raisonnablement penser qu'elle a été adoptée et appliquée de bonne foi, une mesure ou une série de mesures non discriminatoire d'une Partie contractante qui est conçue et appliquée dans un but légitime de protection du bien-être public, par exemple en matière de santé, de sécurité et d'environnement, ne constitue pas une expropriation indirecte », ainsi que **RLA-002**, *Accord de libre-échange Canada-Corée* (2015), Annexe 8-B, d) : « sauf dans de rares cas, par exemple lorsqu'une action ou une série d'actions est si rigoureuse au regard de son objet qu'on ne peut raisonnablement penser qu'elle a été adoptée et appliquée de bonne foi, ne constituent pas une

513. Ainsi, afin d'être reconnue comme tombant sous le champ des pouvoirs des police, la mesure doit (a) être non discriminatoire, et (b) conçue et appliquée dans un but de protection légitime du bien-être public. Si les critères (a) et (b) sont rencontrés, la mesure ne sera pas considérée comme étant expropriatrice, sous réserve d'être en présence d'un rare cas, par exemple, si la mesure est « si rigoureuse au regard de son objet qu'on ne peut raisonnablement penser qu'elle a été adoptée et appliquée de bonne foi ». En l'espèce, la *Loi* respecte ces critères et ne tombe pas dans l'un de ces rares cas.

(a) **La *Loi* n'est pas discriminatoire**

514. La *Loi* établit en toutes lettres le caractère général de son application : « [t]out droit minier visé à l'article 1 se trouvant dans la zone définie à cet article est révoqué »<sup>679</sup>. Elle vise l'ensemble du fleuve Saint-Laurent, de l'ouest de l'île d'Anticosti jusqu'à l'Ontario<sup>680</sup> et s'applique à 29 permis détenus par neuf entreprises ayant toutes leur siège social au Canada.

515. Cet état de fait est d'ailleurs concédé par la demanderesse, qui se contente d'indiquer qu'une mesure peut être expropriatrice sans être discriminatoire<sup>681</sup>. Pour ce faire, la demanderesse s'appuie sur la sentence rendue dans l'affaire *Pope and Talbot*<sup>682</sup>. Loin d'appuyer sa position, cette affaire mentionne simplement que l'exercice des pouvoirs de police ne peut constituer un chèque en blanc, ce qui n'est pas contesté en l'espèce, et indique que l'exercice des pouvoirs de police doit être analysé avec une attention particulière<sup>683</sup>.

---

expropriation indirecte les actions réglementaires non discriminatoires d'une Partie qui sont conçues et appliquées afin de protéger des objectifs légitimes de bien-être public, par exemple en matière de santé publique, de sécurité, d'environnement et de stabilisation des prix sur le marché de l'immobilier par l'intermédiaire, par exemple de mesures pour améliorer les conditions d'hébergement des ménages à faible revenu ».

<sup>679</sup> **R-001**, *Loi limitant les activités pétrolières et gazières*, L.Q. 2011, chapitre 13, art. 2.

<sup>680</sup> Réponse du Canada, figure 4 : « *Carte sur le territoire d'application de la Loi* », p.37.

<sup>681</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 254.

<sup>682</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 242.

<sup>683</sup> **CLA-053**, *Pope & Talbot Inc. v. Canada* (CNUDCI) Interim Award, 26 juin 2000, ¶ 99.

**(b) La Loi a été conçue et appliquée dans un but de protection légitime du bien-être public**

516. La protection de l'environnement est reconnue par le droit international coutumier comme étant un but légitime de protection du bien-être public<sup>684</sup>. Cet objectif est d'ailleurs spécifiquement mentionné comme exemple aux annexes des traités bilatéraux modèles des Parties<sup>685</sup>.

517. La demanderesse avance que le motif de politique publique invoqué par le Canada, soit la protection du fleuve Saint-Laurent, n'est pas sincère<sup>686</sup>. Pourtant, la demanderesse ne fournit pas d'alternative au Tribunal à titre d'objectif qu'elle croit être à l'origine de la mesure. En l'absence de preuve de motifs ultérieurs non légitimes, l'intention de l'État ne saurait être aisément contestée. À cet égard, le professeur G. C. Christie écrivait il y a plus de 50 ans (au sujet des pouvoirs de police) que :

[I]f the reasons given are valid and bear some plausible relationship to the action taken, no attempt may be made to search deeper to see whether the state was activated by some illicit motive.<sup>687</sup>

518. Plusieurs tribunaux arbitraux ont appliqué le principe décrit par le professeur Christie. Dans l'affaire *S.D. Myers*, le tribunal indiquait, dans le contexte de l'analyse de la norme minimale de traitement:

That determination must be made in the light of the high measure of deference that international law generally extends to the right of domestic authorities to regulate matters within their own borders.<sup>688</sup>

519. Le tribunal dans l'affaire *Invesmart* reprenait à juste titre ces propos dans le contexte de l'analyse de l'expropriation:

---

<sup>684</sup> **RLA-020**, Andrew Newcombe, *The Boundaries of Regulatory Expropriation in International Law* (2005), 20:1 ICSID Review: Foreign Investment Law Journal, p. 22.

<sup>685</sup> **RLA-005**, Accord modèle du Canada concernant la promotion et la protection des investissements, Annexe B.10; **RLA-009**, *Model Bilateral Investment Treaty of the United States of America* (2012), Annex B (4b); **RLA-013**, *Traité de libre-échange Mexique-Amérique centrale* (2012/2013), Annexe 11.11(3ii) et **RLA-006**, *Alliance du Pacifique* (2012), Annexe 10.12(3b).

<sup>686</sup> Mémoire de la demanderesse aux ¶¶ 259-265.

<sup>687</sup> **RLA-027**, G. C. Christie, *What Constitutes a Taking of Property under International Law*, 38 Brit. Y.B. Int'l L. 307 (1962), p. 338.

<sup>688</sup> **CLA-058**, *S.D. Myers, Inc. v. Government of Canada* (CNUDCI) Partial Award, 13 novembre 2000, ¶ 263.

Numerous tribunals have held that when testing regulatory decisions against international law standards, the regulators' right and duty to regulate must not be subjected to undue second-guessing by international tribunals. Tribunals need not be satisfied that they would have made precisely the same decision as the regulator in order for them to uphold such decisions. The proposition first enunciated in the Myers case (in the context of the fair and equitable treatment standard) that international law extends a "high level of deference to the right of domestic authorities to regulate matters within their own borders" has been adopted in subsequent cases.<sup>689</sup>

520. En l'espèce, il est clair que la *Loi* a été conçue et appliquée avec pour but la protection de l'environnement. De nombreuses études menées sur plusieurs années illustrent la sincérité de la conduite du gouvernement et sa préoccupation en ce qui a trait aux impacts potentiels de l'exploration et de l'exploitation d'hydrocarbures dans le fleuve Saint-Laurent. La ministre Normandeau a explicitement appuyé sa décision de mettre en place la *Loi* sur les conclusions de l'ÉES1<sup>690</sup>. Comme susmentionné, cette étude conclut que le fleuve Saint-Laurent est peu propice aux activités de mise en valeur des hydrocarbures, tant au stade de l'exploration que de l'exploitation<sup>691</sup>. L'ÉES1 a été précédée du rapport d'un comité d'experts sur les impacts des levés sismiques et d'un rapport du BAPE ayant tous deux conclu à l'existence de lacunes scientifiques par rapport à ces activités<sup>692</sup>.

521. Par ailleurs, la *Loi* s'appuie sur le Rapport 273 du BAPE publié en février 2011 qui énumère plusieurs risques et carences informationnelles eu égard aux nouvelles techniques

---

<sup>689</sup> **RLA-061**, *Invesmart, B.V. v. Czech Republic* (CNUDCI) Award, 26 juin 2009, ¶ 501. Le passage cité est supporté par une référence mentionnant les affaires suivantes : **RLA-080**, *Saluka Investments B.V. v. Czech Republic* (CNUDCI) Partial Award, 17 mars 2006, ¶ 284 et **CLA-064**, *Waste Management, Inc. v. United Mexican States* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/00/3) Award, 30 avril 2004, ¶ 94.

<sup>690</sup> **R-029**, Ministre des Ressources naturelles, Communiqué de presse, *Première évaluation environnementale stratégique : secteur de l'estuaire – Le gouvernement du Québec est à l'écoute et interdit les activités d'exploration et d'exploitation dans l'estuaire du Saint-Laurent*, Rivière-du-Loup, 27 septembre 2010.

<sup>691</sup> **R-021**, AECOM TecSult Inc., *Évaluation environnementale stratégique de la mise en valeur des hydrocarbures dans le bassin de l'estuaire maritime et du nord-ouest du golfe du Saint-Laurent*, Rapport préliminaire en appui aux consultations, juillet 2010, pp.13-10 à 13-25 et p. 13-30.

<sup>692</sup> **R-020**, Caron, Charest et al., *Rapport du comité d'experts sur les enjeux environnementaux liés aux levés sismiques dans l'estuaire et le golfe du Saint-Laurent*, mars 2004, 209 p. et **R-019**, BAPE, Rapport 193, *Les enjeux liés aux levés sismiques dans l'estuaire et le golfe du Saint-Laurent*, Rapport d'enquête et d'audience publique, août 2004, 142 p.

employées par l'industrie pour exploiter les hydrocarbures, notamment le forage horizontal et la fracturation hydraulique<sup>693</sup>.

522. De plus, le caractère particulier du fleuve Saint-Laurent, tant d'un point de vue historique, culturel, social, économique qu'environnemental, a été pris en compte. Rappelons que le fleuve a été reconnu comme étant un « patrimoine national à protéger, à développer et à mettre en valeur conformément à ce que recommande notre Politique nationale de l'eau »<sup>694</sup>. Cette Politique datant de 2002 s'appuie sur deux axes majeurs pour la gestion du Saint-Laurent : la reconnaissance d'un statut particulier afin de rendre compte de l'importance de sa valeur intrinsèque pour les Québécois et les Québécoises, et la mise en œuvre de sa gestion intégrée<sup>695</sup>. La Politique met l'accent sur le « statut particulier »<sup>696</sup> du fleuve ainsi que sur l'importance d'appliquer « le principe d'une gouvernance éclairée, prévoyante, concertée et intégrée » à son ensemble<sup>697</sup>.

523. Face à un milieu servant de réservoir d'eau potable à plus de la moitié de la population du Québec, un degré de protection élevé est raisonnable. Ainsi, le contexte du fleuve Saint-Laurent et son importance capitale pour le Québec et le Canada doivent être considérés lors de l'évaluation de la manière dont la *Loi* est conçue et appliquée.

524. Le Canada soumet que le rôle de ce Tribunal ne va pas jusqu'à se substituer au gouvernement et opiner sur l'exactitude du degré de cohérence retenu dans la mise en œuvre de la mesure étatique<sup>698</sup>. Son rôle en matière d'analyse des pouvoirs de police se limite à distinguer

---

<sup>693</sup> **R-024**, BAPE, Rapport 273, *Développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec*, Rapport d'enquête et d'audience publique, février 2011, 336 p.

<sup>694</sup> **R-018**, *Journal des débats de l'Assemblée nationale*, 1<sup>ère</sup> session, 39<sup>e</sup> législature (13 janvier 2009 au 22 février 2011), procès-verbal du mardi 23 mars 2010 – vol. 41 n<sup>o</sup>97, 23 mars 2010; Voir aussi **R-017**, *Loi affirmant le caractère collectif des ressources en eau et visant à renforcer leur protection*, LQ 2009, chapitre 21 (Projet de loi n<sup>o</sup>27, 1<sup>ère</sup> session, 39<sup>ème</sup> législature, sanctionné le 12 juin 2009), article 13.

<sup>695</sup> **R-016**, Gouvernement du Québec, *Politique nationale de l'eau : L'eau. La vie. L'avenir*, Bibliothèque nationale du Québec, 2002, p. 39.

<sup>696</sup> **R-016**, Gouvernement du Québec, *Politique nationale de l'eau : L'eau. La vie. L'avenir*, Bibliothèque nationale du Québec, 2002, p. 39.

<sup>697</sup> **R-016**, Gouvernement du Québec, *Politique nationale de l'eau : L'eau. La vie. L'avenir*, Bibliothèque nationale du Québec, 2002, p. 40.

<sup>698</sup> **RLA-027**, G. C. Christie, *What Constitutes a Taking of Property under International Law*, 38 Brit. Y.B. Int'l L. 307 (1962), p. 332: « [i]f the facts are such that the reasons actually given are plausible, search for the unexpressed 'real' reasons is chimeral. No such search is permitted in municipal law, and the extreme deference paid to the

entre, d'une part, des mesures qui constituent un exercice valide de ces pouvoirs de police et, d'autre part, des mesures manifestement incohérentes ou relevant d'un protectionnisme déguisé. À l'évidence, il ne s'agit en l'espèce d'aucun de ces deux cas.

(c) **La Loi n'est pas un rare cas visant la protection de l'environnement qui n'est pas un exercice valable des pouvoirs de police**

525. Comme susmentionné, un tribunal peut, dans de rares cas, juger qu'une mesure est expropriatrice malgré qu'elle ait été conçue et appliquée dans un but de protection légitime de l'intérêt public et qu'elle soit non discriminatoire; par exemple, lorsqu'on ne pourrait raisonnablement penser au regard de son objet qu'elle a été adoptée ou appliquée de bonne foi. Le fardeau de démontrer que la *Loi* tombe dans un de ces rares cas incombe à la demanderesse<sup>699</sup>. En effet, le droit international ne présume pas la mauvaise foi<sup>700</sup>. Cette dernière doit donc être prouvée par la partie qui l'invoque<sup>701</sup>.

526. La *Loi* a été conçue et appliquée de bonne foi. La mise en œuvre de l'interdiction choisie par le gouvernement du Québec reflète l'importance des risques et des lacunes scientifiques observés par rapport à l'exploration et l'exploitation des ressources en hydrocarbures sous le fleuve Saint-Laurent<sup>702</sup>.

527. Le défendeur a déjà répondu en détail aux arguments avancés par la demanderesse pour prétendre que l'objectif de protection du fleuve Saint-Laurent n'est pas réel<sup>703</sup>. Il importe de mentionner que le droit international des investissements n'a pas pour objet de trouver la balance

---

honour of States by international tribunals excludes the possibility of supposing that the rule is different in international law » (référence omise). Le tribunal arbitral dans l'affaire *S.D. Myers* a tenu les propos suivants dans le cadre de son analyse sous l'article 1105 : « That determination must be made in the light of the high measure of deference that international law generally extends to the right of domestic authorities to regulate matters within their own borders. » (CLA-058, *S.D. Myers, Inc. v. Government of Canada* (CNUDCI) Partial Award, 13 novembre 2000, ¶ 263). Ces propos ont été suivis par le tribunal dans l'affaire **RLA-061**, *Invesmart, B.V. v. Czech Republic* (CNUDCI) Award, 26 juin 2009, ¶ 501.

<sup>699</sup> **RLA-064**, *Les Laboratoires Servier, S.A.A., Biofarma, S.A.S., Arts et Techniques du Progres S.A.S. v. Republic of Poland* (CNUDCI) Final Award, 14 février 2012, ¶¶ 582-584.

<sup>700</sup> **CLA-028**, *Affaire relative à certains intérêts allemands en Haute-Silésie polonaise* (Fond), CPJI, Recueil des arrêts, Série A – No. 7, 25 mai 1926, ¶ 132.

<sup>701</sup> Règles d'arbitrage de la CNUDCI, article 27.

<sup>702</sup> Contre-mémoire; ¶¶ 193-199

<sup>703</sup> Contre-mémoire; ¶¶ 202-217



optimale entre les intérêts collectifs et ceux des investisseurs étrangers. L'objet du droit international encadrant l'expropriation est plutôt d'établir un minimum de protection des investisseurs devant être respecté<sup>704</sup>. De plus, les États doivent bénéficier d'une certaine marge de manœuvre afin de prendre des mesures répondant à leur degré de sensibilité face à des risques avancés par la communauté scientifique. La place des tribunaux n'est pas celle de juge de la légitimité des actions gouvernementales lorsqu'elles visent à leur face même la protection du bien-être public et ne servent pas de moyen de protectionnisme déguisé. En cas de doute sur l'exigence en droit international de compenser, le Tribunal doit laisser à l'État le choix final<sup>705</sup>.

528. En somme, le Québec a pris une décision raisonnable et cohérente face à une industrie naissante et spéculative naviguant dans des pratiques industrielles sujettes à des risques importants.

## F. Conclusion

529. La *Loi* n'ayant pas eu l'effet d'une expropriation, il n'est pas nécessaire de l'évaluer à la lumière des sous-paragraphes (a) à (d) de l'article 1110(1).

530. Le Canada rappelle néanmoins que celle-ci, comme l'ont démontré les précédentes sections de ce contre-mémoire, a été adoptée pour une raison d'intérêt public, sur une base non discriminatoire, et en conformité avec l'application régulière de la loi et l'article 1105(1).

531. En ce qui a trait à la question de l'indemnité, le Canada soumet que, considérant la nature hautement spéculative de toute possibilité de commercialisation ultérieure des ressources recherchées sur le territoire des permis révoqués, ainsi que le caractère beaucoup trop incertain de toute perspective de commercialisation rentable<sup>706</sup>, le gouvernement du Québec ne pouvait raisonnablement mettre de l'avant d'autres types de mesures mitigatives.

532. Le Canada souligne que le gouvernement du Québec s'est affairé à atténuer les impacts potentiels que la *Loi* aurait pu avoir sur les titulaires de permis révoqués. D'une part, le Québec a

---

<sup>704</sup> Voir par exemple **RLA-020**, Andrew Newcombe, *The Boundaries of Regulatory Expropriation in International Law* (2005), 20:1 ICSID Review: Foreign Investment Law Journal, à la p. 5.

<sup>705</sup> **RLA-020**, Andrew Newcombe, *The Boundaries of Regulatory Expropriation in International Law* (2005), 20:1 ICSID Review: Foreign Investment Law Journal, à la p. 41.

<sup>706</sup> RWS-005-Sauvé, ¶ 43.

permis aux titulaires qui auraient effectué des travaux de recherche sur le territoire des permis révoqués d'appliquer, aux fins du calcul des travaux de recherche requis par la *Loi sur les mines*, les dépenses engagées en travaux sur les permis révoqués aux autres permis de recherche dont ils étaient également titulaires. D'autre part, le Québec a procédé à un remboursement des droits annuels pour l'année 2011 déjà payés par les titulaires relativement à la période postérieure à la *Loi*. En l'espèce, dans un cas comme dans l'autre, ces mesures s'adressaient à Junex, en tant que seule titulaire du permis fluvial révoqué.

533. À cet effet, le Canada rappelle que seuls les titulaires de permis auraient pu valablement faire l'objet d'une indemnisation pour la révocation de leurs permis, si telle avait été la décision du Québec. Pour le Canada, il est impensable de considérer que la *Loi* aurait dû prévoir une compensation pour des personnes ne détenant aucun des permis révoqués. Or, tel que démontré ci-avant, LPRC n'a jamais été titulaire du permis fluvial révoqué et n'a jamais détenu de droit d'une quelconque nature sur celui-ci. Dès lors, aucune disposition compensatrice ne pouvait réalistement s'appliquer à LPRC.

## V. DOMMAGES

### A. Sommaire de la position du Canada

534. Tel que démontré, le Canada n'a pas manqué à ses obligations en vertu des articles 1105 et 1110 de l'ALÉNA. Par conséquent, le Tribunal devrait rejeter la réclamation en dommages de la demanderesse. Même si le Tribunal en venait à la conclusion contraire, la demanderesse n'a pas démontré que LPRC a subi des dommages pouvant faire l'objet d'une réclamation étant donné la nature spéculative et l'état peu avancé du projet relatif au permis fluvial. Finalement, même si le Tribunal en venait à la conclusion que LPRC a subi des dommages, les évaluations fournies par la demanderesse sont exagérées et doivent être rejetées.

### B. Étant donné la nature spéculative du projet relatif au permis fluvial, la demanderesse ne peut prétendre que LPRC a subi des dommages

535. Comme le Canada l'a déjà expliqué, plusieurs facteurs rendaient le projet de LPRC d'exploiter du gaz de schiste dans le fleuve Saint-Laurent hautement spéculatif. En effet, l'existence de ressources gazières exploitables sur le territoire du permis fluvial et dans les

basses-terres du Saint-Laurent n'a pas encore été démontrée<sup>707</sup>. Par conséquent, aucune exploitation commerciale n'a lieu dans cette région, et ce, malgré le fait que les permis sur les basses-terres n'aient pas été révoqués et qu'aucun moratoire ne soit en vigueur<sup>708</sup>. De plus, même si la *Loi* n'avait pas été adoptée, il est loin d'être certain que LPRC aurait pu mener son projet à terme, notamment en raison des nombreux permis et autorisations qu'elle aurait dû obtenir et du resserrement du cadre législatif et réglementaire applicable à l'industrie du gaz de schiste ainsi que des incertitudes liées au prix du gaz naturel. Le caractère irréaliste et simpliste du plan de mise en valeur présenté par la demanderesse dans le cadre de son mémoire démontre aussi clairement la nature spéculative du projet.

### 1. L'existence de ressources gazières exploitables dans le bassin de l'Utica n'a pas été démontrée

536. Les travaux d'exploration menés jusqu'à maintenant n'ont pas permis de chiffrer de façon précise le potentiel en gaz de schiste du bassin de l'Utica dans les basses-terres du Saint-Laurent. Les évaluations du potentiel gazier sont sujettes à des incertitudes importantes et il n'y a pas de données officielles sur les réserves ou les ressources en place qui sont techniquement et économiquement récupérables<sup>709</sup>.

537. Tel que souligné dans le Rapport du BAPE 273, « [l]'industrie est au tout début du processus d'évaluation de ce gisement » et « [e]lle doit encore confirmer son potentiel et sa rentabilité économique »<sup>710</sup>. Dans le contexte de cette enquête du BAPE, l'APGQ admettait que « l'industrie de la prospection et de l'exploitation de sources d'hydrocarbures ne fait que débiter au Québec » et que « nous n'en sommes qu'aux premiers stades d'évaluation de la ressource »<sup>711</sup>.

---

<sup>707</sup> RWS-001-Asselin, ¶ 13.

<sup>708</sup> RWS-001-Asselin, ¶¶ 11-14.

<sup>709</sup> **R-025**, Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, *Rapport synthèse : Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste*, janvier 2014, p. 214.

<sup>710</sup> **R-024**, BAPE, Rapport 273, *Développement durable de l'industrie des gaz de schiste*, Rapport d'enquête et d'audience publique, février 2011, p. 37.

<sup>711</sup> **R-093**, Association pétrolière et gazière du Québec, *Données économiques sur les gaz de schiste*, octobre 2010, document présenté dans le cadre du : **R-024**, BAPE, Rapport 273, *Développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec*, Rapport d'enquête et d'audience publique, février 2011, 336 p.

538. Suite à la publication de ce rapport, le président de l'APGQ avait même déclaré que « la valeur commerciale de [la ressource] n'est pas encore prouvée et que seule une vérification élaborée sur le terrain permettra de conclure si oui ou non, le Québec dispose d'une ressource gazière exploitable »<sup>712</sup>. Il laissait aussi entendre que les décisions de développer la ressource n'avaient pas encore été prises<sup>713</sup>. Dans un document qu'elle avait soumis au BAPE en octobre 2010, l'APGQ indiquait d'ailleurs que le seuil de rentabilité des projets menés au Québec était bien plus élevé que ceux des autres gisements en Amérique du Nord, ce que l'Association attribuait au faible niveau d'avancement du gisement et à l'incertitude qui y est associée<sup>714</sup>.

539. La demanderesse faisait des commentaires de même nature dans son prospectus du 25 mai 2011 où elle indiquait ce qui suit : « [w]e have significant undeveloped shale acreage positions in the Utica Shale in Québec [...], which are in the early stages of evaluation [...] »<sup>715</sup>. En effet, la demanderesse ne détenait aucune réserve prouvée ou probable dans le bassin de l'Utica au Québec lors de la révocation du permis fluvial<sup>716</sup>.

540. Vu l'insuffisance de travaux de forage et de tests, la totalité des ressources en place sur le territoire du permis fluvial doit être considérée comme non découverte (*undiscovered*) et prospective<sup>717</sup>. Une possibilité de découverte et une possibilité de mise en valeur sont associées

---

<sup>712</sup> **R-099**, Communication DEMO, *Lucien Bouchard communique les réactions de l'Association sur le rapport du BAPE concernant les gaz de schiste*, Transcription d'une entrevue donnée à l'émission RDI en Direct sur les ondes de RDI Montréal, 14 mars 2011, p. 2. Voir aussi **R-093**, Association pétrolière et gazière du Québec, *Données économiques sur les gaz de schiste*, octobre 2010, p. 6 : « Compte tenu que l'exploration du gisement Utica en est encore aux première (sic) étapes et que sa viabilité n'a pas encore été démontrée, les prévisions quant aux résultats des forages demeurent très subjectifs (sic) » et p. 19 « Le rythme actuel de développement du gisement Utica est encore insuffisant pour bien établir sa viabilité commerciale ».

<sup>713</sup> **R-099**, Communication DEMO, *Lucien Bouchard communique les réactions de l'Association sur le rapport du BAPE concernant les gaz de schiste*, Transcription d'une entrevue donnée à l'émission RDI en Direct sur les ondes de RDI Montréal, 14 mars 2011, p. 8.

<sup>714</sup> **R-093**, Association pétrolière et gazière du Québec, *Données économiques sur les gaz de schiste*, octobre 2010, pp. 8 et 19, document présenté dans le cadre du : **R-024**, BAPE, Rapport 273, *Développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec*, Rapport d'enquête et d'audience publique, février 2011, 336 p.

<sup>715</sup> **CER-002A**, Lone Pine Resources Inc. – Supplemented Prep Prospectus, May 25, 2011, p. 5 (nos soulignés).

<sup>716</sup> RER-001B-Deloitte-Dommages, ¶ 25.

<sup>717</sup> L'expression « ressources non découvertes » (*undiscovered resources*) désigne des quantités de pétrole que l'on estime, à une date donnée, comme étant contenues dans des accumulations qui n'ont pas encore été découvertes. Des accumulations d'hydrocarbures ne sont pas considérées comme étant découvertes jusqu'à ce que des activités d'exploration suffisantes aient été menées afin de réduire l'incertitude liée à la possibilité d'une découverte. L'expression « ressources prospectives » (*prospective resources*) désigne des quantités de pétrole que l'on estime, à

aux ressources prospectives afin de tenir compte du fait que ce ne sont pas tous les projets d'exploration qui mèneront à la découverte de ressources et que même si des ressources sont découvertes, il n'y a pas de garantie qu'elles seront mises en valeur ou qu'elles le seront dans une période donnée<sup>718</sup>. Par conséquent, il est possible que la quantité d'une ressource qui sera effectivement récupérée soit moindre que celle qui avait été estimée et elle peut même être pratiquement nulle<sup>719</sup>. Le calcul de la valeur potentielle de ressources prospectives est sujet à un haut degré d'interprétation et il est même fréquent qu'aucune valeur ne leur soit attribuée<sup>720</sup>.

541. La demanderesse faisait d'ailleurs référence aux possibilités de découverte et de mise en valeur dans son prospectus de mai 2011 :

We sometimes explore in new or emerging plays. These activities are more uncertain than drilling in areas that are developed and have established production. Because emerging plays and new formations have limited or no production history, we are less able to use past drilling results to help predict future results. The lack of historical information may result in our being unable to fully execute our expected drilling programs in these areas, or the return on investment in these areas may turn out to not be as attractive as anticipated. We cannot assure you that our future drilling activities in the Utica Shale in Québec, the Liard Basin in the Northwest Territories, or other emerging plays will be successful or, if successful, will achieve the potential resource levels that we currently anticipate based on the drilling activities that have been completed or will achieve the anticipated economic returns based on our current cost models.<sup>721</sup>

542. Selon une évaluation fondée sur divers paramètres géologiques, Deloitte estime que la possibilité qu'un puits foré dans le bassin de l'Utica mène à la découverte d'hydrocarbures est de 30 %<sup>722</sup>.

543. Quant à la possibilité de mise en valeur de ressources prospectives, elle est sujette aux facteurs de risque suivants : l'aspect économique du projet, la technologie utilisée ou les

---

une date donnée, comme pouvant être récupérées d'accumulations qui n'ont pas encore été découvertes par la mise en œuvre de projets d'aménagement futurs. RER-001A-Deloitte-Ressources, Glossaire, appendice C et ¶ 11.

<sup>718</sup> RER-001A-Deloitte-Ressources, ¶ 16.

<sup>719</sup> RER-001A-Deloitte-Ressources, ¶ 16.

<sup>720</sup> RER-001A-Deloitte-Ressources, ¶ 16.

<sup>721</sup> CER-002A, Lone Pine Resources Inc. – Supplemented Prep Prospectus, May 25, 2011, p. 27.

<sup>722</sup> RER-001A-Deloitte-Ressources, ¶¶ 26-27.

technologies en développement, les approbations réglementaires et environnementales, l'existence de marchés et la disponibilité d'installations de production ainsi que les risques politiques. Certains facteurs de risque additionnels sont spécifiques au fleuve Saint-Laurent, notamment la nécessité de mettre en place des infrastructures qui traverseront le fleuve sur de grandes distances et d'obtenir des droits d'accès divers, des questions d'ordre réglementaire entourant la fracturation hydraulique au Québec ainsi que des circonstances pouvant entraîner des coûts additionnels (par exemple, des considérations liées à la main-d'œuvre ou à la météo)<sup>723</sup>.

544. Plus de travaux de forage et de tests seraient nécessaires pour quantifier le potentiel gazier du schiste de l'Utica au Québec<sup>724</sup>, pour catégoriser ces ressources en tant que ressources découvertes et éventuelles (*contingent*)<sup>725</sup> et pour préparer un plan complet de mise en valeur<sup>726</sup>. Des travaux d'exploration et de mise en valeur additionnels seraient aussi nécessaires pour déterminer si la région est propice à une exploitation de la ressource qui serait commercialement viable et si une production continue peut y avoir lieu<sup>727</sup>.

## 2. Aucune exploitation commerciale du gaz de schiste n'est en cours au Québec

545. Même si l'exploration du potentiel du gaz de schiste au Québec s'est accélérée à compter de 2008, seuls 29 puits ont été forés dans le bassin de l'Utica entre 2007 et 2010 et aucun forage n'a été réalisé dans les basses-terres du Saint-Laurent depuis, et ce, malgré l'absence d'un moratoire<sup>728</sup>. Aucun des travaux d'exploration faits par l'industrie n'a permis de procéder à l'exploitation commerciale de cette ressource<sup>729</sup>. Ceci est également vrai pour le territoire couvert

---

<sup>723</sup> RER-001A-Deloitte-Ressources, ¶ 60.

<sup>724</sup> RER-001B-Deloitte-Dommages, ¶ 42.

<sup>725</sup> L'expression « ressources éventuelles » (*contingent resources*) désigne des quantités de pétrole que l'on estime, à une date donnée, comme pouvant être récupérées d'accumulations connues, au moyen de projets d'aménagement, mais que l'on estime ne pas être économiquement récupérables à l'heure actuelle en raison d'une ou de plusieurs éventualités. Au nombre de ces éventualités figurent des facteurs de nature économique, juridique, environnementale, politique et réglementaire ainsi que l'absence de marché. RER-001A-Deloitte-Ressources, Glossaire, appendice C et ¶ 14.

<sup>726</sup> RER-001A-Deloitte-Ressources, ¶ 61.

<sup>727</sup> RER-001B-Deloitte-Dommages, ¶ 41.

<sup>728</sup> RWS-001-Asselin, ¶¶ 14-15. Voir aussi RER-001A-Deloitte-Ressources, ¶ 24 : « The development of the Utica shale in the Quebec lowlands is currently at a very early stage of exploration. As such there is no established commercial production from wells beside or in the vicinity of the permits in which Lone Pine has interests. »

<sup>729</sup> RWS-001-Asselin, ¶¶ 11-13.

par les quatre permis terrestres de Junex dans le Bloc Champlain/Bécancour sur lequel LPRC a fait certains travaux de nature exploratoire.

546. De même, aucun détenteur de permis de recherche n'a effectué de travaux exploratoires significatifs dans le fleuve Saint-Laurent. Ainsi, aucun forage n'a eu lieu sur le territoire couvert par les permis de recherche qui ont été révoqués en vertu de la *Loi*<sup>730</sup>. En particulier, aucun permis de levé géophysique, de forage ou de complétion n'a été demandé pour le permis fluvial et LPRC n'a encouru aucune dépense sur ce territoire, tel qu'il sera démontré ci-dessous<sup>731</sup>.

**3. Même si la *Loi* n'avait pas été adoptée, il est loin d'être certain que le projet aurait pu être mené à terme**

**(a) L'obtention de plusieurs autres permis et autorisations aurait été nécessaire et le cadre législatif et réglementaire applicable à l'industrie du gaz de schiste continue de faire l'objet d'un resserrement**

547. Tout d'abord, l'intention explicite de LPRC était de forer au-delà des limites du territoire de permis de recherche se trouvant sur les basses-terres du Saint-Laurent et sous le fleuve, ce qui est interdit en vertu de la législation actuelle<sup>732</sup>. Même en l'absence de cette interdiction, le projet de LPRC aurait nécessité l'obtention de plusieurs autres permis et autorisations. En effet, elle aurait dû obtenir des permis de forage et de complétion de puits additionnels à ceux qui avaient déjà été octroyés, ce qui était loin d'être acquis. Ensuite, des permis de levé géophysique auraient pu être requis.

548. De plus, le titulaire du permis fluvial (Junex) aurait dû aviser le ministère des Ressources naturelles de la découverte d'un gisement sur le territoire du permis et transmettre une demande de bail d'exploitation afin que le gaz naturel se trouvant sur le territoire du bail puisse être exploité. Sans bail d'exploitation, Junex ou LPRC n'aurait pu exercer une activité de nature commerciale sur le territoire du permis fluvial. Aucun bail d'exploitation pour le territoire du fleuve Saint-Laurent n'avait été octroyé avant l'adoption de la *Loi*.

---

<sup>730</sup> RWS-001-Asselin, ¶ 11.

<sup>731</sup> Voir aussi « Détail du permis 2009PG490 » : C-038, Letter from QMNR to Junex re: confirming assignment of rights to the Enterprise (27 May 2010), pp. 5-6.

<sup>732</sup> Contre-mémoire, ¶¶ 80-84; RER-002-Gagné, ¶ 124.

549. Depuis juin 2011, les projets de forage et les opérations de fracturation destinés à l'exploration ou l'exploitation des gaz de schiste sont également assujettis à l'obtention préalable d'un certificat d'autorisation du ministère de l'Environnement, ce qui oblige le demandeur d'un tel certificat à informer et à consulter le public ainsi qu'à permettre aux municipalités concernées d'exprimer leur point de vue sur un projet. Ces exigences peuvent poser des difficultés supplémentaires étant donné le déficit d'acceptabilité sociale auquel fait face cette nouvelle filière énergétique au Québec.

550. Tel qu'expliqué dans l'exposé des faits<sup>733</sup>, certains projets d'exploration et d'exploitation (par exemple, la construction de certains gazoducs ou des types de projets donnés se déroulant dans certains cours d'eau) peuvent être assujettis à la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement prévue à la *Loi sur la qualité de l'environnement*. Cette procédure exige la tenue d'une étude évaluant l'ensemble des impacts sur l'environnement d'un projet qui est rendue publique et qui peut faire l'objet de consultations par le BAPE.

551. Au-delà de ces exigences existantes, le cadre législatif et réglementaire applicable à l'industrie du gaz de schiste était appelé à continuer d'évoluer. En effet, dans sa Stratégie énergétique pour la période 2006-2015, le gouvernement du Québec annonçait déjà son intention de moderniser le cadre législatif et réglementaire applicable aux ressources énergétiques<sup>734</sup>.

552. L'encadrement de l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste a évolué au cours des dernières années et a fait l'objet d'un resserrement graduel<sup>735</sup>. Ce resserrement des lois et règlements encadrant l'industrie du gaz de schiste n'est pas contesté par la demanderesse et il ne fait donc pas l'objet de ce différend qui porte uniquement sur les dispositions de la *Loi*.

553. En janvier 2014, le comité de l'ÉES-GS notait que « [l]'évolution récente des techniques d'exploration, de forage et de transport du gaz naturel pointe déjà vers une nécessaire mise à jour presque continue des lois et règlements qui encadrent ce secteur », ajoutant que le Québec devait

---

<sup>733</sup> Contre-mémoire, ¶ 91.

<sup>734</sup> **R-022**, Ministère des Ressources naturelles, *L'énergie pour construire le Québec de demain, Stratégie énergétique du Québec 2006-2015*, pp. 96 et suiv.

<sup>735</sup> RWS-002-Dupont, ¶¶ 108-152.



mettre en place « un cadre législatif et réglementaire moderne et efficace qui tient compte des connaissances et informations les plus à jour »<sup>736</sup>.

554. Le gouvernement du Québec a par ailleurs annoncé son intention de poursuivre cette modernisation par le dépôt d'un projet de loi sur les hydrocarbures au terme de l'ÉES-globale sur les hydrocarbures<sup>737</sup>. Dans ce contexte, il est probable que de nombreuses règles relatives à des éléments pouvant affecter la viabilité de projets d'exploration et d'exploitation (tels les redevances<sup>738</sup>, la fiscalité et la durée de validité de divers permis ou des baux d'exploitation) et les distances de séparation soient modifiées, ce que la demanderesse et LPRC ne pouvaient ignorer.

555. En fait, suite à la publication du Rapport du BAPE 273, le président de l'APGQ soulignait l'importance d'utiliser la période des travaux de l'ÉES-GS pour « mettre au point [...] un cadre réglementaire, environnemental, technique et fiscal de calibre mondial, rigoureux, compétitif et efficace »<sup>739</sup>. D'ailleurs, le prospectus de mai 2011 de la demanderesse mentionnait un risque lié à l'adoption de lois ou règlements concernant les activités de fracturation hydraulique qui pourraient avoir un impact sur les coûts de ces activités. La demanderesse y faisait spécifiquement référence au Rapport du BAPE 273 et à la décision de réaliser l'ÉES-GS<sup>740</sup>.

556. Dans le rapport qu'elle a préparé pour la demanderesse, FTI énumère une série d'annonces du gouvernement du Québec entre septembre 2010 et la présentation du projet de loi 18 en mai 2011. Selon FTI, dans la mesure où ces annonces étaient liées à la révocation du permis fluvial et

---

<sup>736</sup> **R-025**, Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, *Rapport synthèse : Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste*, janvier 2014, pp. 212-213.

<sup>737</sup> RWS-001-Asselin, ¶ 28 ; Tel que mentionné, de telles réformes ont eu lieu dans d'autres provinces canadiennes, aux États-Unis et en France : Contre-mémoire, ¶¶ 162-163 et 168-170.

<sup>738</sup> Par exemple, le ministère des Finances a publié un nouveau régime de redevances prévoyant que le taux applicable sera de 5 % à 35 % en fonction du prix de la ressource et de la productivité des puits : **R-025**, Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, *Rapport synthèse : Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste*, janvier 2014, p. 221.

<sup>739</sup> **R-099**, Communication DEMO, *Lucien Bouchard communique les réactions de l'Association sur le rapport du BAPE concernant les gaz de schiste*, Transcription d'une entrevue donnée à l'émission RDI en Direct sur les ondes de RDI Montréal, 14 mars 2011, p. 2.

<sup>740</sup> **CER-002A**, Lone Pine Resources Inc. – Supplemented Prep Prospectus, May 25, 2011, p. 31 et pp. 127-128.

où elles ont eu un impact négatif sur le calcul de la juste valeur marchande<sup>741</sup> (« JVM ») des ressources se trouvant sur son territoire, leur impact ne doit pas être pris en compte dans le calcul des dommages<sup>742</sup>. Or, ces annonces sont distinctes de la *Loi*, la seule mesure qui est contestée par la demanderesse<sup>743</sup>. D'ailleurs, à aucun moment la demanderesse n'a allégué que les annonces de la ministre Normandeau en septembre et en novembre 2010 ainsi que l'annonce de la réalisation de l'ÉES-GS en mars 2011 avaient empêché LPRC de mener son projet à terme. Par conséquent, ce resserrement du cadre législatif et réglementaire doit être pris en compte de la même façon que tous les autres risques inhérents au projet et il a pour effet de le rendre encore plus improbable.

557. Étant donné l'immaturation du projet de LPRC, il est impossible de conclure que tous les permis et autorisations nécessaires lui auraient été octroyés.

**(b) Le prix du gaz naturel est incertain et sujet à d'importantes fluctuations**

558. Les prix des ressources pétrolières et gazières sont volatils et ils peuvent grandement influencer la viabilité financière d'une entreprise, ce que la demanderesse avait d'ailleurs reconnu dans son prospectus de mai 2011<sup>744</sup>. Le prix du gaz naturel est étroitement lié à de nombreux facteurs économiques, sociaux et environnementaux qui peuvent l'influencer à la hausse ou à la baisse. Toute prévision de l'évolution du prix de cette ressource est donc un exercice hautement spéculatif<sup>745</sup>.

559. Le prix du gaz naturel a chuté de façon importante en 2008-2009 et il est demeuré relativement peu élevé en 2010, ce qui a eu un impact sur la production. Certains experts pensaient que les craintes d'une pénurie feraient augmenter le prix du gaz naturel, mais la hausse

---

<sup>741</sup> La « juste valeur marchande » est définie comme le prix le plus élevé auquel un bien ferait l'objet d'un transfert entre un acheteur hypothétique consentant et informé et un vendeur hypothétique consentant et informé, agissant sans lien de dépendance et dans un libre marché, lorsqu'aucun d'entre eux n'est contraint à acheter ou à vendre et lorsqu'ils ont tous deux une connaissance raisonnable des faits pertinents : RER-001B-Deloitte-Dommages, Glossary of Terms et ¶ 53.

<sup>742</sup> CER-002-FTI, ¶¶ 6.12-6.15.

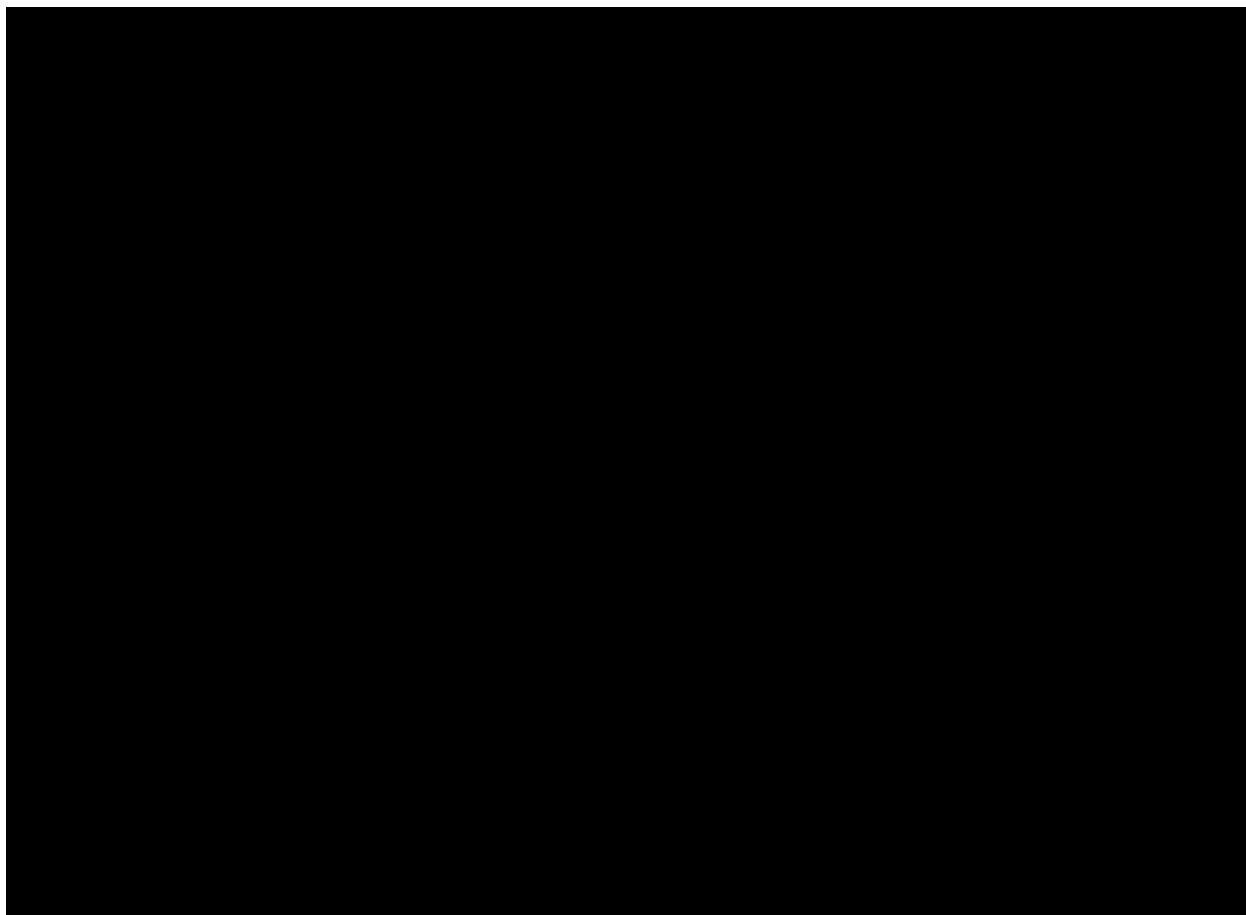
<sup>743</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 7.

<sup>744</sup> CER-002A, Lone Pine Resources Inc. – Supplemented Prep Prospectus, May 25, 2011, pp. 18-19.

<sup>745</sup> R-025, Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, *Rapport synthèse : Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste*, janvier 2014, pp. 212 et 214.

de la production de gaz de schiste aux États-Unis a eu un impact sur ces prédictions. La production américaine devrait continuer à mettre une pression à la baisse sur le prix de cette ressource et à limiter la demande pour le gaz de schiste canadien. Le bas prix du gaz naturel et la hausse des coûts ont d'ailleurs été identifiés comme les principales menaces pour le secteur de la production de gaz naturel<sup>746</sup>.

560. L'impact du prix du gaz naturel sur la décision de mettre une ressource en valeur est d'ailleurs illustré par le graphique suivant qui présente les fluctuations du prix du gaz naturel de janvier 2007 à juin 2011 et les dépenses de Lone Pine sur l'ensemble du territoire québécois pendant la même période, incluant les dépenses encourues sur le territoire des permis de recherche du Bloc Champlain/Bécancour ■



**Figure 10 Fluctuations du prix du gaz naturel par rapport aux dépenses alléguées de Lone Pine au Québec**

---

<sup>746</sup> RER-001B-Deloitte-Dommages, Appendix E, ¶¶ 20 et 22.

561. Dans son rapport sur le gaz de schiste, le BAPE notait l'influence déterminante du prix du gaz naturel sur les retombées économiques de l'exploitation de la ressource<sup>747</sup>. Par ailleurs, le comité de l'ÉES-GS a conclu que les données relatives aux coûts d'exploitation et au prix du gaz prévus pour les prochaines années indiquent que l'exploitation du gaz de schiste ne serait pas rentable du point de vue de l'industrie, notamment à cause de la hausse de la production aux États-Unis<sup>748</sup>. Le comité de l'ÉES-GS était aussi d'avis qu'il est « très peu probable » que les prix augmentent dans les 20 ou 30 prochaines années<sup>749</sup>.

562. Dans le rapport qu'elle a soumis au ministre des Ressources naturelles en février 2014, la Commission sur les enjeux énergétiques du Québec constatait que le maintien du prix du gaz naturel à des niveaux peu élevés pour plusieurs années affecterait la rentabilité des gisements de gaz de schiste au Québec<sup>750</sup>. En novembre 2014, le BAPE constatait à nouveau qu'à la lumière des prix du gaz naturel actuels et projetés, la rentabilité des projets dans le bassin de l'Utica n'est pas assurée<sup>751</sup>. Comme l'expliquent les experts du défendeur (Deloitte), le régime de redevances du Québec qui ne prévoit pas de taux progressif rend l'exploitation du gaz de schiste plus risquée au plan économique :

The lack of a progressive royalty regime in Quebec generally makes the economics of producing in Quebec riskier than those provinces with a progressive regime. While the royalty rates in Quebec are generally lower than British Columbia, Alberta and Saskatchewan during high commodity price environments, the lack of a progressive rate structure increases the downside risk to producers when there is downward pressure on commodity prices<sup>752</sup>.

---

<sup>747</sup> **R-024**, BAPE, Rapport 273, *Développement durable de l'industrie des gaz de schiste*, Rapport d'enquête et d'audience publique, février 2011, p. 199.

<sup>748</sup> **R-025**, Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, *Rapport synthèse : Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste*, janvier 2014, pp. 222 et 224.

<sup>749</sup> **R-025**, Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, *Rapport synthèse : Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste*, janvier 2014, pp. 222 et 224.

<sup>750</sup> **R-009**, Commission sur les enjeux énergétiques au Québec, *Maîtriser notre avenir énergétique: Pour le bénéfice économique, environnemental et social de tous*, 2 février 2014.

<sup>751</sup> **R-027**, BAPE, Rapport 307, *Les enjeux liés à l'exploration et à l'exploitation du gaz de schiste dans le shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent*, Rapport d'enquête et d'audience publique, novembre 2014.

<sup>752</sup> RER-001B-Deloitte-Dommages, ¶ 44.

563. Le PDG de la demanderesse et de LPRC a expliqué que la baisse soutenue du prix du gaz naturel était l'un des facteurs qui avaient mené à l'insolvabilité de LPRI en 2013 et que le prix de référence du gaz naturel sur le NYMEX avait chuté de 29 % dans les six mois suivant l'appel public à l'épargne en juin 2011. En janvier 2012, la demanderesse avait d'ailleurs annoncé qu'elle suspendait la mise en valeur de projets dans le secteur du gaz naturel et qu'elle se concentrerait plutôt sur la mise en valeur du pétrole léger dans le nord de l'Alberta<sup>753</sup>. Il est donc tout à fait possible, voire probable, que LPRC aurait décidé de ne pas aller de l'avant avec son projet, et ce, même si la *Loi* n'avait pas été adoptée.

#### 4. Le plan de mise en valeur de la demanderesse est simpliste et irréaliste

564. La demanderesse prétend que LPRC a voulu mettre en œuvre un plan de mise en valeur quinquennal pour exploiter les ressources prétendument contenues sur le territoire du Bloc Champlain/Bécancour<sup>754</sup>. Ce plan de mise en valeur qui prévoyait le début de l'exploitation en 2013 se résume à un schéma et il est d'autant plus simpliste et irréaliste étant donné l'absence d'exploitation commerciale au Québec, le manque d'information sur les ressources en place et l'état des infrastructures. En ce qui concerne ce dernier élément, l'APGQ soulignait en octobre 2010 que le manque d'infrastructures et de services de proximité augmentait les délais de mise en valeur du gisement Utica et réduisait sa rentabilité économique<sup>755</sup>.

565. Le fait que LPRC n'ait pas foré dans les basses-terres du Saint-Laurent depuis 2008 (les seuls travaux effectués depuis 2009 se limitent à des inspections annuelles ainsi qu'à des activités d'entretien, de surveillance et de remise en état du site<sup>756</sup>) et qu'aucune autre entreprise n'ait fait de tels travaux depuis 2010 confirme que son plan de mise en valeur est irréaliste. Ce constat est aussi appuyé par la décision prise, en octobre 2010, par d'autres entreprises présentes

---

<sup>753</sup> **R-109**, In the matter of the *Companies' Creditors Arrangement Act*, RSC 1985, c. C-36 as amended, In the matter of the *Business Corporations Act*, RSA 2000, c. B-9, as amended and In the matter of the compromise or arrangement of *Lone Pine Resources Canada Ltd., Lone Pine Resources Inc., Lone Pine Resources (Holdings) Inc., Wiser Delaware LLC. and Wiser Oil Delaware, LLC., Affidavit of Tim S. Granger (Form 49)*, Court of Queen's Bench of Alberta (Court File No. 1301-11352), 25 septembre 2013, pp. 18-19.

<sup>754</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 119. Dans son rapport, FTI se limite à utiliser le schéma préparé par la demanderesse : CER-002-FTI, p. 28.

<sup>755</sup> **R-093**, *Bureau d'audiences publiques sur l'environnement – Données économiques sur les gaz de schiste*, document préparé par l'APGQ, octobre 2010, p. 19.

<sup>756</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 120.

au Québec de reporter leurs travaux, car elles considéraient que la rareté de la main-d'œuvre spécialisée et le prix du gaz étaient des obstacles au développement du gaz de schiste dans la province<sup>757</sup>. Selon Deloitte, LPRC n'aurait été en mesure de débiter la phase expérimentale de son projet qu'en 2013 et la mise en valeur se serait poursuivie jusqu'en 2019<sup>758</sup>.

566. Au surplus, le plan de mise en valeur de LPRC ne tient pas compte de l'annonce par le gouvernement du Québec de la tenue de l'ÉES-GS. Suite à cette annonce, les nouveaux forages et les opérations de fracturation hydraulique n'étaient autorisés que pour les fins d'acquisition de connaissances scientifiques dans le cadre de l'ÉES. Le comité responsable de l'ÉES-GS a déposé son rapport de synthèse en janvier 2014. La demanderesse ne peut donc pas raisonnablement prétendre que LPRC aurait été en mesure de commencer la production de gaz de schiste sur le territoire du permis fluvial dès 2013 puisque le type de travaux pouvant être effectué à compter de mars 2011 était limité. La demanderesse ne conteste pas les restrictions imposées suite au lancement de l'ÉES-GS.

567. Selon le schéma illustrant le plan de mise en valeur<sup>759</sup>, LPRC prévoyait forer plusieurs puits sur une portion de la rive sud du Saint-Laurent qui se trouve à l'est du territoire couvert par le permis 2006RS184. Les permis couvrant cette portion de la rive sud sont détenus par Talisman Energy et la demanderesse n'a pas démontré que LPRC avait obtenu l'autorisation nécessaire à ses fins. Or, toute entreprise qui souhaiterait exploiter les ressources se trouvant sur le territoire du permis fluvial à partir de cette portion de la rive sud devrait négocier avec Talisman afin de pouvoir procéder à des opérations de forage et à l'installation de puits<sup>760</sup>.

568. De plus, le plan de mise en valeur de LPRC ne semble pas tenir compte de la présence de la centrale nucléaire de Gentilly sur la rive sud du fleuve Saint-Laurent. Tel qu'expliqué précédemment, cette centrale est située sur un territoire adjacent à celui du permis fluvial et elle était toujours en opération au moment de la révocation. Bien que la zone entourant la centrale ne

---

<sup>757</sup> R-024, BAPE, Rapport 273, *Développement durable de l'industrie des gaz de schiste*, Rapport d'enquête et d'audience publique, février 2011, p. 55.

<sup>758</sup> RER-001A-Deloitte-Ressources, ¶¶ 66 et 71. Voir aussi définition de « *Pilot program (drilling)* » dans le Glossaire de ce rapport.

<sup>759</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 119, figure 9.

<sup>760</sup> RER-001B-Deloitte-Dommages, ¶ 31.

soit pas exclue du territoire du permis fluvial, la mise en valeur du permis aurait pu être soumise à des autorisations et restrictions additionnelles étant donné la présence de la centrale<sup>761</sup>. D'ailleurs, le ministère des Ressources naturelles avait fait savoir à Junex qu'elle devrait s'assurer que les autorisations appropriées soient obtenues avant d'explorer cette zone<sup>762</sup>. La présence de la centrale aurait aussi pu accroître les préoccupations environnementales relatives à la fracturation hydraulique dans la région<sup>763</sup>.

569. Finalement, comme le soulignait la demanderesse dans son prospectus de mai 2011, son modèle d'affaires exige des contributions en capitaux significatives et il est possible qu'elle ne puisse y avoir accès de manière économique<sup>764</sup>. Or, le PDG de la demanderesse et de LPRC a identifié l'accès limité aux liquidités nécessaires pour financer les opérations de la compagnie comme l'un des facteurs qui ont mené à l'insolvabilité de LPRI<sup>765</sup>. Il faisait par ailleurs référence à une réduction du fonds de roulement de LPRC et des prévisions en ce qui concerne les flux de trésorerie<sup>766</sup>. Il appert donc que la demanderesse et LPRC ne disposaient pas des ressources financières qui leur auraient permis de mener le plan de mise en valeur envisagé à terme.

570. Vu les nombreux risques relatifs au projet de LPRC et sa nature hautement spéculative, la demanderesse ne peut prétendre que LPRC a subi des dommages suite à la révocation du permis fluvial. La valeur des permis couvrant le territoire du fleuve Saint-Laurent étant très incertaine, il n'y a aucune preuve que les intérêts de LPRC dans le permis fluvial avaient quelque valeur que

---

<sup>761</sup> Contre-mémoire. ¶ 108-109.

<sup>762</sup> **C-031**, Letter from QMNR to Junex re: approval of exploration permits 2009PG490 to 2009PG492 (26 March 2009), p. 1.

<sup>763</sup> RER-001B-Deloitte-Dommages, ¶ 32.

<sup>764</sup> **CER-002A**, Lone Pine Resources Inc. – Supplemented Prep Prospectus, May 25, 2011, p. 19.

<sup>765</sup> **R-109**, In the matter of the *Companies' Creditors Arrangement Act*, RSC 1985, c. C-36 as amended, In the matter of the *Business Corporations Act*, RSA 2000, c. B-9, as amended and In the matter of the compromise or arrangement of *Lone Pine Resources Canada Ltd., Lone Pine Resources Inc., Lone Pine Resources (Holdings) Inc., Wisser Delaware LLC. and Wisser Oil Delaware, LLC., Affidavit of Tim S. Granger (Form 49)*, Court of Queen's Bench of Alberta (Court File No. 1301-11352), 25 septembre 2013, p. 18.

<sup>766</sup> **R-109**, In the matter of the *Companies' Creditors Arrangement Act*, RSC 1985, c. C-36 as amended, In the matter of the *Business Corporations Act*, RSA 2000, c. B-9, as amended and In the matter of the compromise or arrangement of *Lone Pine Resources Canada Ltd., Lone Pine Resources Inc., Lone Pine Resources (Holdings) Inc., Wisser Delaware LLC. and Wisser Oil Delaware, LLC., Affidavit of Tim S. Granger (Form 49)*, Court of Queen's Bench of Alberta (Court File No. 1301-11352), 25 septembre 2013, p. 19.

ce soit au moment de l'adoption de la *Loi*. Il n'y a donc aucune base sur laquelle le Tribunal puisse s'appuyer pour calculer une compensation.

## **5. Le gouvernement du Québec a pris certaines mesures afin de compenser les titulaires des permis révoqués**

571. Suite à la révocation des permis dans le fleuve Saint-Laurent, le gouvernement du Québec a remboursé aux titulaires des permis concernés une partie des droits annuels payés pour 2011. Ainsi, Junex a obtenu le remboursement des droits payés pour l'année 2011, et ce, au prorata du nombre de jours écoulés jusqu'à l'entrée en vigueur de *Loi*<sup>767</sup>.

572. Par ailleurs, pour réduire l'impact de la révocation sur les titulaires de permis qui auraient fait des travaux de recherche, la *Loi* leur permet d'appliquer, à certaines conditions et aux fins du calcul des travaux de recherche requis par la *Loi sur les mines*, les dépenses engagées sur le territoire des permis révoqués à d'autres permis qu'ils détiennent<sup>768</sup>. Junex n'a cependant pas pu se prévaloir de cette possibilité vu l'absence de travaux sur le territoire du permis fluvial.

573. Aucune autre compensation aux détenteurs des permis révoqués n'était indiquée vu l'étape à laquelle en étaient les travaux de recherche et l'incertitude liée à l'exploration et à l'exploitation de ressources gazières dans le fleuve. Finalement, en ce qui concerne le permis fluvial, même si le gouvernement du Québec avait offert une compensation en raison de sa révocation, celle-ci aurait été versée à Junex et non à LPRC. Cette dernière aurait dû faire valoir ses droits, le cas échéant, auprès de Junex.

### **C. Même si le Tribunal en vient à la conclusion que LPRC a subi des dommages, les évaluations de la demanderesse sont exagérées**

574. La demanderesse réclame un montant de 109 800 000 \$US à titre de dommages compensatoires représentant supposément la JVM des intérêts de LPRC dans le permis fluvial. Cette évaluation est basée sur une analyse de la valeur actualisée des flux de trésorerie (DCF). Cette méthode consiste à calculer la somme des flux de trésorerie qu'un actif peut produire au

---

<sup>767</sup> **R-038**, Lettre du ministère des Ressources naturelles à Junex Inc., Québec, 2 septembre 2011.

<sup>768</sup> **R-001**, *Loi limitant les activités pétrolières et gazières*, LQ 2011, chapitre 13, article 2.



cours de sa durée de vie et à établir la valeur actuelle de ces flux en utilisant un taux d'actualisation (*discount rate*) approprié<sup>769</sup>.

575. Comme le Canada le démontrera, les dommages compensatoires réclamés par la demanderesse sont exagérés, ce qui s'explique par l'utilisation de la méthode DCF, inappropriée en l'espèce, et par l'utilisation de données erronées lors de l'application de cette méthode.

576. En effet, un acheteur hypothétique n'aurait pas consenti à payer une telle somme pour les intérêts de LPRC dans le permis fluvial. À cet égard, des déclarations faites par le président de l'APGQ et le PDG de Junex en mars 2011, soit environ deux mois avant que le projet de loi 18 ne soit déposé, mettent en relief le caractère exagéré des dommages réclamés par la demanderesse. En réponse à un journaliste expliquant qu'un rapport établissait la valeur d'un permis de recherche détenu par la société Molopo au Québec à 575 \$CA/hectare<sup>770</sup>, le président de l'APGQ déclarait qu'il n'y avait pas d'acheteurs pour de tels permis de recherche, le PDG de Junex ajoutant même qu'il serait prêt à vendre à ce prix si un acheteur se montrait intéressé<sup>771</sup>.

577. La demanderesse réclame également des pertes accessoires (*consequential losses*) et des coûts accessoires (*incidental costs*), incluant des dommages découlant d'une prétendue diminution de l'efficacité économique des puits situés dans le Bloc Champlain/Bécancour<sup>772</sup>. Cependant, la demanderesse ne fournit aucune preuve à cet égard. Par conséquent, cette partie de sa réclamation doit être rejetée par le Tribunal.

---

<sup>769</sup> **RLA-038**, Sergey Ripinsky and Kevin Williams, *Damages in International Investment Law* (London: British Institute of International and Comparative Law, 2008), pp. 195-196. Un taux d'actualisation inclut un taux de rendement approprié pour tenir compte de la valeur temporelle de l'argent, le taux prévu de l'inflation et les risques qui sont spécifiquement associés à un bien donné. RER-001B-Deloitte-Dommages, ¶ 119.

<sup>770</sup> Un montant de 575 \$CA/hectare correspondrait à environ 7 700 000 \$CA pour tout le territoire couvert par le permis fluvial.

<sup>771</sup> **R-099**, Communication DEMO, Lucien Bouchard communique les réactions de l'Association sur le rapport du BAPE concernant les gaz de schiste, Transcription d'une entrevue donnée à l'émission RDI en Direct sur les ondes de RDI Montréal, 14 mars 2011, p. 6.

<sup>772</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 343 et ¶¶ 389-392.

## 1. L'application de la méthode DCF à des projets sans historique de profits n'est pas appropriée

578. Plusieurs tribunaux ont refusé d'appliquer la méthode DCF à des projets de nature spéculative ou à des investissements qui n'avaient pas d'historique opérationnel ou de profits suffisamment long<sup>773</sup>. À ce sujet, le tribunal dans l'affaire *Vivendi II* a indiqué ce qui suit:

[...] the net present value provided by a DCF analysis is not always appropriate and becomes less so as the assumptions and projections become increasingly speculative. [...] many international tribunals have stated that an award based on future profits is not appropriate unless the relevant enterprise is profitable and has operated for a sufficient period to establish its performance record. [...] compensation for lost profits is generally awarded only where future profitability can be established [...] with some level of certainty.

In the Tribunal's view, the likelihood of profits must be sufficiently established by Claimants in order to be the basis of compensable damages [...]<sup>774</sup>.

579. Une compensation à titre de profits futurs ne sera accordée que si un « flux de revenu anticipé avait acquis des caractéristiques telles qu'il pouvait être considéré comme constituant un intérêt juridiquement protégé suffisamment sûr pour donner lieu à indemnisation. »<sup>775</sup> Par ailleurs, le dommage ne doit pas être trop incertain pour être évalué<sup>776</sup>. Le projet de LPRC était hautement spéculatif et n'avait aucun historique de profits. La demanderesse n'a d'ailleurs pas démontré que LPRC a subi des dommages avec le niveau de certitude requis.

---

<sup>773</sup> Voir par exemple **CLA-044**, *Metalclad Corporation v. United Mexican States* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/97/1) Award, 30 août 2000, ¶¶ 120-121; **RLA-087**, *Wena Hotels LTD. v. Arab Republic of Egypt* (Affaire CIRDI n° ARB/98/4) Award, 8 décembre 2000, ¶¶ 123-124; **CLA-054**, *PSEG Global, Inc., The North American Coal Corporation, and Konya İngin Elektrik Üretim ve Ticaret Limited Sirketi v. Republic of Turkey* (Affaire CIRDI n° ARB/02/5) Award, 19 janvier 2007, ¶¶ 310-315; **CLA-048**, *Mohammad Ammar Al-Bahloul v. Republic of Tajikistan*, Final Award, 8 juin 2010, SCC Case No. V064/2008, ¶¶ 95-96. Voir aussi **CLA-005**, United Nations, *Draft Articles on Responsibility of States for Internationally Wrongful Acts*, with commentaries (2001), Article 36(27). : « Des tribunaux ont hésité à accorder des indemnités dans le cas de réclamations émaillées d'éléments relevant foncièrement du domaine de la spéculation. Comparés aux actifs corporels, les profits (et les actifs incorporels dont la valeur est fondée sur le revenu) sont assez exposés aux risques commerciaux et politiques, et ils le sont d'autant plus que les projections sont à long terme. »

<sup>774</sup> **CLA-032**, *Compañiá de Aguas del Aconquija S.A. and Vivendi Universal S.A. v. Argentine Republic* (Affaire CIRDI n° ARB/97/3) Award, 20 août 2007, ¶¶ 8.3.3-8.3.4.

<sup>775</sup> **CLA-005**, United Nations, *Draft Articles on Responsibility of States for Internationally Wrongful Acts*, with commentaries (2001), Article 36(27).

<sup>776</sup> **CLA-005**, United Nations, *Draft Articles on Responsibility of States for Internationally Wrongful Acts*, with commentaries (2001), Article 31(10).

580. De plus, certains tribunaux ont rejeté des évaluations établies en vertu de la méthode DCF lorsqu'il y avait un écart très important entre le montant réclamé par le demandeur et les sommes qui avaient été investies<sup>777</sup>, ce qui est le cas en l'espèce.

581. La demanderesse cite la décision rendue dans l'affaire *Occidental* pour justifier l'utilisation de la méthode DCF en l'espèce. Ce faisant, elle se limite à une seule citation du tribunal dans cette affaire pour laisser entendre que cette méthode est la plus appropriée en ce qui concerne l'industrie du pétrole et du gaz. Elle ne tient cependant pas compte du fait que la situation factuelle dans *Occidental* diffère considérablement de celle de LPRC.

582. En effet, en vertu de l'entente qu'elle avait conclue avec le gouvernement de l'Équateur, *Occidental* était autorisée à explorer un territoire et à exploiter les ressources pétrolières s'y trouvant. L'entente concernait l'exploitation de pétrole de manière conventionnelle dans une région où cette pratique était déjà très développée. *Occidental* avait commencé à produire du pétrole quelques années auparavant<sup>778</sup> et elle avait même participé à la construction d'un pipeline supplémentaire parce que les infrastructures existantes ne suffisaient pas à transporter tout le pétrole produit<sup>779</sup>.

583. Le tribunal dans *Occidental* a pu appliquer la méthode DCF puisqu'il existait un historique d'activités et de profits ainsi que des données fiables relativement à la région concernée. Par conséquent, les profits futurs de l'entreprise étaient nettement plus certains et prévisibles qu'en l'espèce. En revanche, le tribunal a tout de même refusé de catégoriser en tant que réserves prouvées des réserves se trouvant dans quatre zones pour lesquelles les autorisations requises n'avaient pas été obtenues en date de l'adoption de la mesure contestée. En effet, le tribunal a décidé ce qui suit :

---

<sup>777</sup> **RLA-087**, *Wena Hotels LTD. v. Arab Republic of Egypt* (Affaire CIRDI n° ARB/98/4) Award, 8 décembre 2000, ¶ 124; **CLA-061**, *Tecnicas Medicambientales Tecmed S.A. v. United Mexican States* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/00/2) Award, 29 mai 2003, ¶ 186.

<sup>778</sup> **CLA-051**, *Occidental Petroleum Corporation v. Republic of Ecuador* (Affaire CIRDI n° ARB/06/11), Award, 5 octobre 2012, ¶ 113 : « After eight years of exploration, OEPC began production from Block 15 in 1993. »; et ¶ 126 : « The Tribunal observes that when the Participation Contract and the Unitized Fields Joint Operating Agreements were signed in 1999, OEPC was producing approximately 28,000 barrels per day from Block 15. ».

<sup>779</sup> **CLA-051**, *Occidental Petroleum Corporation v. Republic of Ecuador* (Affaire CIRDI n° ARB/06/11), Award, 5 octobre 2012, ¶¶ 139-146.

The development of the wells at issue in Ecuador was undisputedly subject to approval by the [National Hydrocarbons Directorate]. The fact is that this plan was not approved by the time the *Caducidad* Decree was issued. Thus, a willing buyer could not have started drilling these wells the day after the *Caducidad* Decree.<sup>780</sup>

In the circumstances, the Claimants' production profile will accordingly be reduced to account for the barrels of the oil reserves in the Edén-Yuturi, Paka Sur, Paka Norte et Limoncocha fields which should have been classified as "probable" rather than "proved".<sup>781</sup>

584. Contrairement à Occidental, LPRC ne détenait que des intérêts dans un permis de recherche, elle n'avait pas trouvé de gisement sur le territoire du permis fluvial (la ressource était non découverte et prospective) et elle n'en était pas au stade de l'exploitation qui, de toute façon, n'aurait pas pu être entamée avant la conclusion d'un bail d'exploitation et l'obtention de permis de forage. De plus, LPRC s'intéressait à une ressource qui n'est exploitable qu'en ayant recours à des techniques d'extraction non conventionnelles, et ce, dans une région où aucune entreprise n'en est arrivée à l'étape de la production commerciale et où le régime législatif et réglementaire ne permettait pas le forage de puits horizontaux entre les territoires de plusieurs permis de recherche.

585. La demanderesse cite également un court extrait de la sentence rendue dans l'affaire *Al-Bahloul* au soutien de sa prétention qu'une perte de profits futurs peut faire l'objet d'une compensation même si un projet n'est pas encore en opération<sup>782</sup>.

586. Dans cette affaire, le gouvernement du Tadjikistan et l'investisseur avaient signé des ententes prévoyant des opérations d'exploration d'hydrocarbures dans des régions où aucun gisement n'avait été découvert. Il n'y avait aucun historique de profits sur la base duquel une analyse DCF pouvait être faite parce qu'aucune licence n'avait été octroyée, aucun travail

---

<sup>780</sup> **CLA-051**, *Occidental Petroleum Corporation v. Republic of Ecuador* (Affaire CIRDI n° ARB/06/11), Award, 5 octobre 2012, ¶ 731.

<sup>781</sup> **CLA-051**, *Occidental Petroleum Corporation v. Republic of Ecuador* (Affaire CIRDI n° ARB/06/11), Award, 5 octobre 2012, ¶ 733.

<sup>782</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 376.

d'exploration n'avait été fait et aucune ressource en hydrocarbure n'avait été découverte ou commercialisée<sup>783</sup>.

587. Dans les paragraphes qui précèdent celui qui est cité par la demanderesse, le tribunal explique qu'en règle générale la méthode DCF ne devrait être appliquée qu'en présence d'un historique de profits et ajoute que ce n'est qu'exceptionnellement qu'elle pourra être utilisée en l'absence d'un tel historique.<sup>784</sup> Le tribunal utilise ensuite les projets d'exploration de réserves d'hydrocarbures à titre d'exemple d'une situation où la méthode DCF pourrait être utilisée en l'absence d'un historique de profits, tout en ajoutant que l'investisseur devrait faire la preuve de plusieurs éléments pour que le tribunal soit en mesure d'appliquer cette méthode<sup>785</sup>.

588. Bien que le tribunal ait *a priori* accepté d'utiliser la méthode DCF, il a conclu qu'elle ne devrait pas être utilisée dans un contexte purement spéculatif comme celui présent en l'espèce<sup>786</sup>. Le tribunal a par ailleurs refusé toute compensation même si une violation avait été démontrée parce qu'il n'était pas prouvé avec certitude que l'investisseur aurait pu financer l'exploration pétrolière, qu'il aurait trouvé du pétrole et qu'il aurait été en mesure de l'exploiter commercialement. En effet, le tribunal a décidé que :

In summary, Claimant asks the Tribunal to accept the assumption that he would have been able to acquire financing for the exploration (but he had no definite offer of financing, just expressions of interest), that upon exploration he would have found hydrocarbons (although the probabilities were low and there is no evidence that any other company seems to have found hydrocarbons so far) and that he would have been able to exploit and sell the oil (although he had no proven experience in this field).

In the Tribunal's view, this entails simply too many unsubstantiated assumptions to justify the application of the DCF-method [...]

---

<sup>783</sup> **CLA-048**, *Mohammad Ammar Al-Bahloul v. Republic of Tajikistan*, Final Award, 8 juin 2010, SCC Case No. V064/2008, ¶ 73.

<sup>784</sup> **CLA-048**, *Mohammad Ammar Al-Bahloul v. Republic of Tajikistan*, Final Award, 8 juin 2010, SCC Case No. V064/2008, ¶¶ 69-74.

<sup>785</sup> **CLA-048**, *Mohammad Ammar Al-Bahloul v. Republic of Tajikistan*, Final Award, 8 juin 2010, SCC Case No. V064/2008, ¶¶ 75 et 77.

<sup>786</sup> **CLA-048**, *Mohammad Ammar Al-Bahloul v. Republic of Tajikistan*, Final Award, 8 juin 2010, SCC Case No. V064/2008, ¶ 96.

The Tribunal thus has to conclude that it has no substantiated basis upon which to make an assessment of damages, despite the Respondent's established liability and on-going breach of the BIT.

Since Claimant has not proved that he has suffered damages on account of Respondent's breach of the BIT, his claims for compensation are necessarily denied.<sup>787</sup>

589. En l'espèce, la demanderesse demande au Tribunal d'accepter les hypothèses suivantes : (1) LPRC aurait découvert des ressources en hydrocarbures sur le territoire du permis fluvial; (2) elle aurait été en mesure de les exploiter de manière rentable; (3) elle aurait pu forer au-delà de la limite des permis situés sur les rives du Saint-Laurent et sous le fleuve; (4) elle aurait obtenu tous les permis et autorisations nécessaires pour ce faire; et (5) elle aurait eu les fonds nécessaires pour mener son projet à terme. Tel que le défendeur l'a démontré, la demanderesse n'a fait la preuve d'aucun de ces éléments et sa réclamation en dommages doit par conséquent être rejetée.

590. La méthode DCF a aussi été rejetée par le tribunal dans l'affaire *Khan Resources*<sup>788</sup>. Dans cette affaire, les demanderesses avaient soumis deux évaluations, dont l'une reposait sur la méthode DCF. Bien que le tribunal ait reconnu que la méthode DCF était souvent considérée comme étant appropriée dans le cas de mines auxquelles sont attribuées des réserves prouvées, il l'a rejetée parce que plusieurs facteurs rendaient son utilisation spéculative. Au nombre de ces facteurs, le tribunal a mentionné qu'il était incertain que le financement nécessaire à l'exploitation de la mine aurait été obtenu<sup>789</sup>. Après avoir noté que ces facteurs faisaient en sorte que le niveau de certitude nécessaire à l'application de la méthode DCF n'avait pas été atteint et qu'il était loin d'être certain que la mine aurait atteint le stade de la production, le tribunal a conclu ce qui suit :

In this context, the Tribunal finds that the DCF method is inappropriate and that any damages calculated through it would be too speculative.<sup>790</sup>

---

<sup>787</sup> **CLA-048**, *Mohammad Ammar Al-Bahloul v. Republic of Tajikistan*, Final Award, 8 juin 2010, SCC Case No. V064/2008, ¶¶ 95-96 et 98-99.

<sup>788</sup> **RLA-063**, *Khan Resources Inc., et al v. Government of Mongolia* (CNUDCI) Award on the Merits, 2 mars 2015.

<sup>789</sup> **RLA-063**, *Khan Resources Inc., et al v. Government of Mongolia* (CNUDCI) Award on the Merits, 2 mars 2015, ¶ 392.

<sup>790</sup> **RLA-063**, *Khan Resources Inc., et al v. Government of Mongolia* (CNUDCI) Award on the Merits, 2 mars 2015, ¶ 393.

591. Pour les raisons expliquées dans la section précédente, le projet de LPRC était hautement spéculatif. LPRC n'a donc pas subi de dommages suite à la révocation du permis fluvial. Même si le Tribunal en venait à la conclusion contraire, les dommages ne pourraient pas être évalués avec le niveau de certitude nécessaire. Par conséquent, il serait inapproprié d'octroyer une compensation en utilisant la méthode DCF ou toute autre méthode.

592. Cependant, si le Tribunal juge que le Canada a manqué à ses obligations en vertu de l'ALÉNA, que LPRC a subi des dommages et que l'application de la méthode DCF est appropriée en l'espèce, les experts du Canada ont préparé une évaluation en vertu de cette méthode, laquelle démontre que l'évaluation de la demanderesse est exagérée.

## 2. L'évaluation des dommages en vertu de la méthode DCF fournie par la demanderesse est exagérée

593. À titre préliminaire, le Canada note que le Tribunal devrait faire preuve de grande prudence en appliquant la méthode DCF afin de ne pas compenser des dommages de nature spéculative<sup>791</sup>. Selon un ancien arbitre du Tribunal des réclamations Iran-États-Unis :

[...] there is a big difference between an investment decision in the market and a judicial decision in a court. Using his knowledge and experience, a businessman can and should accept calculated risks inherent in any decision-making which is based on forecasts of an uncertain future. The judicial organs, however, have a mandate to reduce to the minimum possible the element of uncertainty or risk while deciding on juridical issues [...]<sup>792</sup>.

594. Ainsi, il est reconnu que les hypothèses qui soutiennent une évaluation selon la méthode DCF doivent faire l'objet d'une vérification et qu'il est important d'obtenir des évaluations menées selon d'autres méthodes pour en confirmer les résultats<sup>793</sup>. De plus, des évaluations conservatrices des flux de trésorerie et un taux d'actualisation plus élevé doivent être utilisés afin

---

<sup>791</sup> **RLA-038**, Sergey Ripinsky and Kevin Williams, *Damages in International Investment Law* (London: British Institute of International and Comparative Law, 2008), p. 211.

<sup>792</sup> **RLA-037**, SK Khalilian, *The Place of Discounted Cash Flows in International Commercial Arbitrations: Awards by Iran-United States Claims Tribunal*, (1991) 8 *Journal of International Arbitration* 31, 46-47.

<sup>793</sup> **RLA-038**, Sergey Ripinsky and Kevin Williams, *Damages in International Investment Law* (London: British Institute of International and Comparative Law, 2008), p. 210.

de tenir compte du niveau d'incertitude de cette méthode<sup>794</sup>. Les tribunaux disposent par ailleurs d'une certaine flexibilité dans leur évaluation<sup>795</sup>.

595. En l'espèce, les calculs du Tribunal ne pourraient être basés sur les données fournies par les experts de la demanderesse. Tel que démontré dans les rapports de Deloitte qui ont été déposés par le défendeur, les experts de la demanderesse surestiment les ressources gazières prospectives, exagèrent les perspectives de revenus, sous-estiment les coûts du projet et utilisent un taux d'actualisation qui est inadéquat à la lumière des risques considérables inhérents au projet de LPRC. Toutes ces erreurs résultent en une exagération des dommages. Les experts de la demanderesse semblent aussi accepter, sans la remettre en question, l'hypothèse selon laquelle LPRC aurait été en mesure de commencer la production en 2013, ce qui est tout simplement irréaliste pour les raisons expliquées précédemment. Concrètement, les experts de la demanderesse tiennent pour acquis que les cinq permis du Bloc Champlain/Bécancour auraient été les seuls des 453 permis de recherche en vigueur au Québec<sup>796</sup> au moment de l'adoption de la *Loi* à faire l'objet d'activités d'exploitation.

**(a) La demanderesse surestime les réserves de gaz exploitables**

596. Tel que mentionné précédemment, à défaut de travaux de forage et de tests supplémentaires, toutes les ressources en place sur le territoire du permis fluvial doivent être considérées comme non découvertes et prospectives. Le bassin de l'Utica est divisé en trois corridors et le territoire du permis fluvial se trouve dans le Corridor 1 sur lequel très peu d'information est disponible. Il semble toutefois être celui des trois qui ait le moins de potentiel<sup>797</sup>.

---

<sup>794</sup> **RLA-038**, Sergey Ripinsky and Kevin Williams, *Damages in International Investment Law* (London: British Institute of International and Comparative Law, 2008), p. 211.

<sup>795</sup> **RLA-038**, Sergey Ripinsky and Kevin Williams, *Damages in International Investment Law* (London: British Institute of International and Comparative Law, 2008), p. 212.

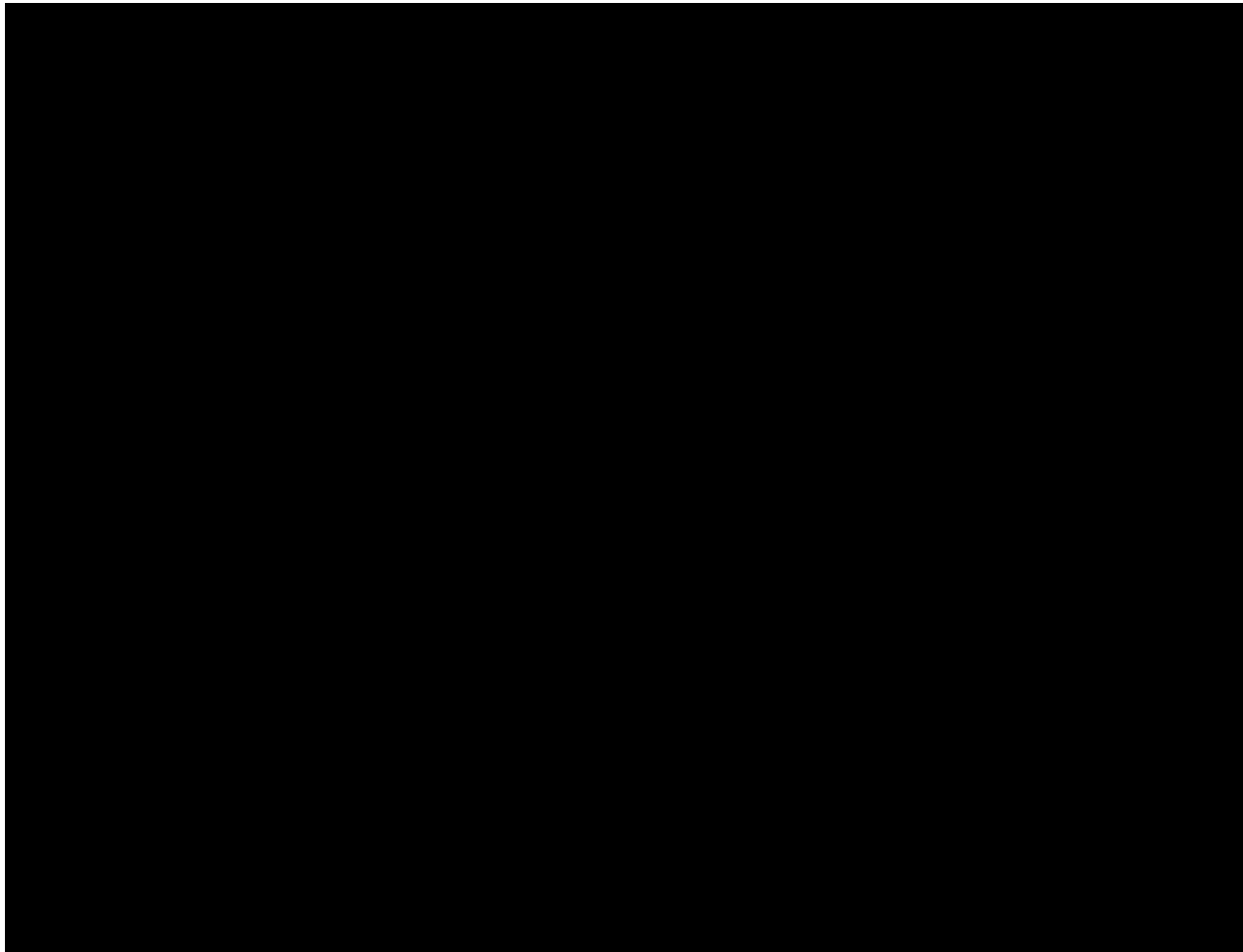
<sup>796</sup> RWS-003-Gosselin, ¶ 63.

<sup>797</sup> RER-001A-Deloitte-Ressources, ¶ 22 et 55.



597. Bien que la demanderesse prétende que l'évaluation des ressources de GLJ soit conservatrice<sup>798</sup>, une évaluation faite par Deloitte à la demande du Canada démontre que les prévisions de GLJ sont beaucoup trop optimistes.

598. L'analyse de GLJ [REDACTED] alors que Deloitte a utilisé des données concernant neuf puits situés dans l'Utica. L'emplacement de ces puits est montré sur la carte suivante [REDACTED]



**Figure 11 Carte des puits utilisés dans les expertises de GLJ et de Deloitte**

599. Les neuf puits ont été retenus par Deloitte entre autres parce qu'ils ont été forés après 2005 et qu'ils visaient spécifiquement à évaluer le potentiel en hydrocarbures du bassin de l'Utica. De plus, des analyses de carottes avaient été menées pour certains d'entre eux et les données

---

<sup>798</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 348 (« [...] to provide a conservative estimate of in-place volumes of hydrocarbons »).

relatives aux caractéristiques de la roche avaient été notées dans une série de diagraphies des puits (*well logs*) récente et détaillée, ce qui facilite l'interprétation des données<sup>799</sup>.

600. Afin d'en arriver à une évaluation des ressources, Deloitte a tenu compte d'un nombre de paramètres pour chacun des puits dont le contenu organique total, la porosité, la saturation en eau, l'épaisseur du schiste, la zone du permis fluvial, le facteur de volume liquide, la pression, la température et le taux de récupération (*recovery factor*)<sup>800</sup>.

601. D'autre part, Deloitte relève divers facteurs qui ont pu amener GLJ à surestimer les ressources en place. [REDACTED]

[REDACTED]

**(b) La demanderesse exagère les perspectives de revenus du projet**

602. Les experts de la demanderesse ont aussi commis plusieurs erreurs qui résultent en une exagération des perspectives de revenus de l'exploration des ressources sur le territoire du permis fluvial.

603. Tout d'abord, le prix du gaz naturel utilisé par FTI est surévalué. Comme l'explique Deloitte dans son rapport, FTI a commis des erreurs en ce qui concerne les unités de certains montants utilisés dans ses calculs (*premium adjustment* et *transportation adjustment*) ainsi que dans l'addition et la conversion de montants<sup>803</sup>. Ces erreurs résultent en une surévaluation (1) du prix du gaz naturel de 0.09 \$/Mcf à chaque année et (2) des pertes économiques de l'ordre de 4.8 millions \$US<sup>804</sup>.

<sup>799</sup> RER-001A-Deloitte-Ressources, ¶ 44.

<sup>800</sup> RER-001A-Deloitte-Ressources, ¶¶ 28-56.

<sup>801</sup> RER-001A-Deloitte-Ressources, ¶ 57, figure 7 et ¶¶ 113-116.

<sup>802</sup> RER-001A-Deloitte-Ressources, ¶ 103.

<sup>803</sup> RER-001B-Deloitte-Dommages, ¶¶ 62-63.

<sup>804</sup> RER-001B-Deloitte-Dommages, ¶¶ 64-65.

604. De plus, les évaluations de GLJ et de FTI ne tiennent pas compte de la redevance dérogatoire brute (*gross overriding royalty* ou GORR) à laquelle Junex aurait eu droit en vertu du Contrat d'affermage de juin 2006 et du Contrat fluvial de décembre 2006<sup>805</sup>. Or, il est essentiel d'inclure cette redevance dans le calcul de la JVM puisque tout acheteur potentiel en tiendrait compte<sup>806</sup>. Selon Deloitte, cette omission a pour effet de surestimer la JVM des intérêts de LPRC dans le permis fluvial d'un montant de [REDACTED] si la redevance est maintenue pendant toute la durée du projet et de [REDACTED] si elle est convertie en une participation de [REDACTED]. Junex choisirait vraisemblablement ce deuxième scénario puisqu'il lui permettrait de maximiser ses revenus<sup>807</sup>.

(c) **La demanderesse sous-estime les coûts de son projet**

605. Selon GLJ, les coûts des immobilisations (*capital costs*) relatifs au forage, à la complétion et au raccordement [REDACTED]

606. Ces évaluations sont en deçà des données analysées par le comité de l'ÉES-GS qui établissaient les coûts unitaires moyens d'investissement pour le forage d'un puits avec fracturation à l'étape de l'exploitation à 5.75 millions<sup>809</sup>. Deloitte est quant à elle d'avis que les coûts seraient initialement de [REDACTED] par puits et qu'à certaines conditions ils pourraient être réduits à [REDACTED] à compter de la quatrième année<sup>810</sup>.

607. La meilleure preuve que les prévisions des coûts relatifs au forage utilisées par GLJ sont sous-estimées se trouve dans les documents soumis par la demanderesse elle-même. À l'appui de sa réclamation, la demanderesse a soumis [REDACTED]

<sup>805</sup> En effet, ces contrats prévoyaient que Junex pouvait réclamer [REDACTED] de redevances dérogatoires brutes qu'elle pouvait convertir en une participation de [REDACTED] après le recouvrement des coûts du projet. Voir pièces **C-017**, Letter Agreement between Forest Oil and Junex, dated 5 June 2006 et **C-022**, The River Permit Agreement.

<sup>806</sup> RER-001A-Deloitte-Ressources, ¶ 96.

<sup>807</sup> RER-001A-Deloitte-Ressources, ¶¶ 87 et 98; RER-001B-Deloitte-Dommages, ¶¶ 87-88.

<sup>808</sup> CER-001-GLJ, p. 20.

<sup>809</sup> **R-025**, Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, *Rapport synthèse : Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste*, janvier 2014, p. 220. Le comité évaluait les coûts unitaires moyens d'investissement pour le forage d'un puits sans facturation à 10 millions et ceux pour le forage d'un puits avec fracturation à 20 millions à l'étape de l'exploration.

<sup>810</sup> RER-001A-Deloitte-Ressources, ¶ 81.

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED] Par ailleurs, dans son prospectus de mai 2011, la demanderesse indiquait ce qui suit : « Our historical costs to drill and complete these horizontal wells in the Utica Shale have ranged from \$5.8 million to \$7.0 million »<sup>812</sup>.

608. De plus, selon le Rapport du BAPE 273, « [à] environ 10 000 000 \$ par puits, ce coût au Québec serait actuellement plus du double de celui observé en Pennsylvanie, en Alberta ou au Texas »<sup>813</sup>. Ces données démontrent que l'évaluation fournie par GLJ sous-estime les coûts réels des immobilisations.

609. En ce qui concerne les coûts d'opération (*operating costs*) fixes, GLJ les évalue à [REDACTED] pour toute la durée du projet alors que Deloitte est d'avis qu'ils totaliseraient initialement [REDACTED] et qu'à certaines conditions, ils pourraient atteindre [REDACTED] à compter de la quatrième année<sup>814</sup>. Les coûts d'opération variables sont évalués à [REDACTED] et à [REDACTED], et ce, pour toute la durée du projet<sup>815</sup>. Ce dernier montant se rapproche de l'évaluation du comité de l'ÉES-GS qui évaluait ces coûts à 1.40 \$/Mcf<sup>816</sup>.

610. Des documents soumis par FTI à l'appui de son rapport démontrent que LPRC a déjà dû faire face à d'importants dépassements de coûts pour les travaux qui ont été effectués sur le territoire des permis terrestres. En effet, [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

---

<sup>811</sup> CER-002-FTI, p.27.

<sup>812</sup> CER-002A, Lone Pine Resources Inc. – Supplemented Prep Prospectus, May 25, 2011, pp. 101-102.

<sup>813</sup> R-024, BAPE, Rapport 273, *Développement durable de l'industrie des gaz de schiste*, Rapport d'enquête et d'audience publique, février 2011, p. 194.

<sup>814</sup> CER-001-GLJ, p. 42; RER-001A-Deloitte-Ressources, ¶ 84.

<sup>815</sup> CER-001-GLJ, p. 42; RER-001A-Deloitte-Ressources, ¶ 84.

<sup>816</sup> R-025, Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, *Rapport synthèse : Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste*, janvier 2014, p. 220.

[REDACTED]

611. À la lumière de l'expérience de LPRC liée aux permis terrestres du Bloc Champlain/Bécancour, il est donc plus que probable que le projet de celle-ci aurait mené à d'importants dépassements de coûts. Les évaluations de GLJ ne trouvent aucun appui dans les faits et semblent plutôt s'inscrire dans une tendance de sous-estimation des coûts ayant marqué les activités de LPRC dans les basses-terres du Saint-Laurent.

612. Par ailleurs, bien que le rapport de GLJ présente des prévisions en ce qui concerne les coûts d'abandon des puits [REDACTED], FTI omet d'en tenir compte dans son analyse<sup>819</sup>. Selon Deloitte, le fait que ces coûts n'aient pas été inclus dans les calculs de FTI engendrerait une surévaluation des pertes économiques de l'ordre de [REDACTED]<sup>820</sup>.

613. Plusieurs prescriptions techniques et administratives s'appliquent à la fermeture d'un puits et l'obtention d'une autorisation du ministre des Ressources naturelles, après consultation avec le ministre de l'Environnement, est nécessaire<sup>821</sup>. De plus, aucune matière résiduelle ne peut être laissée sur place et un plan de réhabilitation doit être présenté au ministre de l'Environnement si des contaminants sont présents<sup>822</sup>.

---

<sup>817</sup> [REDACTED]

<sup>818</sup> [REDACTED]

<sup>819</sup> RER-001B-Deloitte-Dommages, ¶ 66.

<sup>820</sup> RER-001B-Deloitte-Dommages, ¶ 66.

<sup>821</sup> Contre-mémoire, ¶ 79. **R-002**, *Loi sur les mines*, RLRQ, chapitre M-13.1 (version en vigueur le 12 juin 2011), article 164; **R-003**, *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains*, RLRQ, chapitre M-13.1, r. 1 (version en vigueur le 12 juin 2011), articles 58-61.

<sup>822</sup> **R-025**, Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, *Rapport synthèse : Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste*, janvier 2014, p. 69.

614. Tel que mentionné précédemment<sup>823</sup>, la CPTA peut imposer des mesures d'atténuation et de remise en état des lieux lorsqu'elle accorde une autorisation. Pour les autres territoires, le bail d'exploitation peut prévoir la remise en état du site<sup>824</sup>. Toute compagnie gazière responsable tiendrait donc compte des coûts de remise en état afin de déterminer si ses activités dans une région donnée peuvent être rentables.

615. Finalement, FTI omet de considérer l'effet de l'impôt sur le revenu dans son calcul de la JVM des intérêts de LPRC dans le permis fluvial. Or, cet impôt aurait dû être payé par LPRC ou un acheteur potentiel en aurait tenu compte dans le calcul des flux de trésorerie<sup>825</sup>. Il doit donc être reflété dans le calcul de la JVM. Cette seule omission résulte en une surévaluation des pertes économiques de l'ordre de 37.7 millions \$US<sup>826</sup>. Elle fait aussi en sorte que les transactions comparables utilisées par FTI ne le sont pas réellement puisque la valeur des intérêts de LPRC dans le permis fluvial est plus élevée qu'elle ne devrait l'être<sup>827</sup>.

**(d) La demanderesse utilise un taux d'actualisation qui est inadéquat**

616. L'utilisation d'un taux d'actualisation approprié est primordiale lorsqu'il s'agit de calculer la valeur actuelle des flux de trésorerie et la JVM d'un bien ou d'une entreprise<sup>828</sup>. Or, certaines des hypothèses utilisées par FTI dans son calcul du coût moyen pondéré du capital (*weighted average cost of capital* ou WACC)<sup>829</sup> – qu'elle a choisi comme taux d'actualisation – sont erronées, ce qui mène à une importante surévaluation des dommages.

---

<sup>823</sup> Contre-mémoire, ¶ 107.

<sup>824</sup> **R-025**, Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, *Rapport synthèse : Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste*, janvier 2014, p. 69.

<sup>825</sup> RER-001B-Deloitte-Dommages, ¶ 90.

<sup>826</sup> RER-001B-Deloitte-Dommages, ¶ 94.

<sup>827</sup> RER-001B-Deloitte-Dommages, ¶ 93.

<sup>828</sup> RER-001B-Deloitte-Dommages, ¶ 67.

<sup>829</sup> Le coût moyen pondéré du capital peut être défini comme le taux de rendement conforme aux risques liés à un bien ou à une entreprise. Il consiste en une moyenne pondérée du coût des fonds propres (*cost of equity*) et du coût de l'endettement (*cost of debt*). RER-001B-Deloitte-Dommages, ¶ 69.

617. Tout d'abord, pour déterminer le coefficient bêta<sup>830</sup> dans son calcul du coût des fonds propres (*cost of equity*), FTI utilise un groupe d'entreprises publiques de référence (*selected guideline public companies*) qui ne sont pas comparables aux intérêts de LPRC relatifs au permis fluvial. Cette constatation est importante puisque, comme l'explique Deloitte :

The best proxy to estimate the degree of risk of an asset or a company is to analyze other public companies that are invested in and operate in the same market as the asset or company and are, therefore, exposed to similar market risks and other economic factors. In this case one would look to match the market risk and economic factors related specifically to the River Permit Interests.<sup>831</sup>

618. En effet, les entreprises retenues par FTI n'ont pas un profil de risque comparable à celui de ces intérêts, que ce soit quant à leur situation géographique, aux proportions qu'occupent le pétrole et le gaz dans leurs ressources et réserves et à leur stade de développement. Ces facteurs peuvent avoir un impact important sur le coût des fonds propres<sup>832</sup>.

619. Le tableau se trouvant à l'appendice I du rapport de Deloitte montre que FTI a utilisé des entreprises qui ont des réserves prouvées, qui en sont à l'étape de la production et qui ont des activités dans des régions plus développées que le bassin de l'Utica. Certaines de ces entreprises sont aussi actives dans le secteur pétrolier<sup>833</sup>. Par exemple, l'une d'entre elles (Baytex Energy Corporation) est une entreprise cotée en bourse qui a une production importante composée à 80 % de pétrole; elle possède d'importantes réserves prouvées et probables dans l'Ouest canadien. Par conséquent, Baytex a un profil de risque bien différent de celui des intérêts de LPRC dans le permis fluvial et elle est plus susceptible de financer ses activités par des emprunts<sup>834</sup>.

620. Dans son calcul du coefficient bêta, Deloitte a utilisé un groupe de huit entreprises qui se comparent bien plus aisément aux intérêts de LPRC dans le permis fluvial. En effet, ces entreprises possèdent des actifs qui en sont à un stade précoce de mise en valeur, elles ont des

---

<sup>830</sup> Ce coefficient bêta reflète le risque spécifique à une industrie relativement au marché boursier en général. RER-001B-Deloitte-Dommages, ¶¶ 70 et 135.

<sup>831</sup> RER-001B-Deloitte-Dommages, ¶ 69.

<sup>832</sup> RER-001B-Deloitte-Dommages, ¶¶ 72-76.

<sup>833</sup> RER-001B-Deloitte-Dommages, Appendice I.

<sup>834</sup> RER-001B-Deloitte-Dommages, ¶¶ 73-74.

activités au Québec ou dans des régions présentant des caractéristiques similaires et leurs ressources ou réserves sont principalement composées de gaz de schiste<sup>835</sup>.

621. Ensuite, dans son calcul du coût des fonds propres, FTI omet aussi de tenir compte des facteurs de risque suivants qui sont spécifiques aux intérêts de LPRC dans le permis fluvial<sup>836</sup> : le territoire du permis n'est pas développé et la ressource est catégorisée comme non découverte et prospective; le bassin de l'Utica présente des risques significatifs aux plans économique et commercial vu l'absence de production; le gouvernement du Québec avait annoncé que de nouvelles mesures seraient adoptées afin d'améliorer le cadre législatif et réglementaire s'appliquant à l'industrie pétrolière et gazière; le projet de LPRC aurait peut-être été soumis à une étude d'impact environnemental; l'existence de permis détenus par une autre entreprise (Talisman Energy) et la présence d'une centrale nucléaire sur la rive sud du Saint-Laurent auraient pu entraîner des exigences ou des restrictions additionnelles; et il existe un risque de pénurie de travailleurs qualifiés au Québec<sup>837</sup> ainsi qu'un risque de dépassement de coûts<sup>838</sup>.

622. En omettant de considérer ces facteurs, FTI utilise un coût des fonds propres qui traite les intérêts de LPRC dans le permis fluvial comme une réserve prouvée et probable alors qu'il s'agit plutôt d'une ressource prospective, ce qui a pour effet de surévaluer ces intérêts<sup>839</sup>.

623. Finalement, FTI utilise un ratio de la dette par rapport à la structure du capital (*debt-to-capitalization ratio*) de 38.2 %. Selon Deloitte, un ratio de l'ordre de 5 % est plus approprié en ce qui concerne les intérêts de LPRC dans le permis fluvial<sup>840</sup>. L'utilisation par FTI d'un ratio

---

<sup>835</sup> RER-001B-Deloitte-Dommages, ¶¶ 135-136.

<sup>836</sup> RER-001B-Deloitte-Dommages, ¶ 77.

<sup>837</sup> Talisman Energy et Questerre Energy ont décidé de reporter leurs travaux en octobre 2010, entre autres, à cause de la rareté de la main d'œuvre spécialisée au Québec. Voir **R-024**, BAPE, Rapport 273, *Développement durable de l'industrie des gaz de schiste*, Rapport d'enquête et d'audience publique, février 2011, p. 55, 82 et 213. Dans le même rapport (p. 194), le ministère des Ressources naturelles mentionnait qu'il y avait peu de main-d'œuvre et d'entreprises spécialisées au Québec. Le BAPE et le Comité de l'ÉES-GS soulignaient par ailleurs la nécessité de former des travailleurs spécialisés et **R-025**, Comité de l'évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste, *Rapport synthèse : Évaluation environnementale stratégique sur le gaz de schiste*, janvier 2014, p.201.

<sup>838</sup> [REDACTED]

<sup>839</sup> RER-001B-Deloitte-Dommages, ¶ 79.

<sup>840</sup> RER-001B-Deloitte-Dommages, ¶¶ 81-84.



trop élevé a pour effet de surestimer le coût pondéré de l'endettement (*weighted cost of debt*) et de sous-estimer le coût pondéré des fonds propres (*weighted cost of equity*) lors du calcul du taux d'actualisation<sup>841</sup>. En utilisant un ratio de la dette par rapport à la structure du capital de 5 %, le taux d'actualisation calculé par FTI augmente de 11 % à 14 % et la JVM des intérêts de LPRC dans le permis fluvial passe de 109.8 millions \$US à 68 millions \$US<sup>842</sup>.

624. Deloitte en arrive à la conclusion que FTI sous-estime le taux d'actualisation qui devrait être utilisé afin d'établir la JVM et qu'elle surestime par conséquent cette dernière<sup>843</sup>. Selon Deloitte, un taux d'actualisation de 18.3 %-19.9 % est plus approprié aux intérêts de LPRC dans le permis fluvial que le taux de 11 % utilisé par FTI<sup>844</sup>. Deloitte estime que la valeur actuelle des flux de trésorerie se situe entre 0 et 1.4 million \$US<sup>845</sup>. Tel qu'il sera démontré ci-dessous, cette évaluation est confirmée par des données relatives à des sociétés ouvertes comparables et cinq transactions comparables qui ont eu lieu dans le bassin de l'Utica entre avril 2008 et avril 2010. La JVM établie par Deloitte concorde aussi avec la valeur des actifs de la demanderesse au Québec déterminée dans le cadre des procédures entamées en vertu de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies*<sup>846</sup>.

### **3. Les transactions sur lesquelles se fonde la demanderesse pour corroborer la juste valeur marchande établie en utilisant la méthode DCF sont inappropriées**

625. Dans son rapport, FTI utilise certaines transactions afin de corroborer la JVM établie à l'aide de la méthode DCF. Ce faisant, elle utilise sept transactions qui ont eu lieu en 2009-2010 dans la région de Horn River, une zone gazière située dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien qui est fortement développée, qui a un régime réglementaire bien établi et qui en est à

---

<sup>841</sup> RER-001B-Deloitte-Dommages, ¶ 81.

<sup>842</sup> RER-001B-Deloitte-Dommages, ¶¶ 81-84. Par ailleurs, FTI ne tient pas compte des économies d'impôt sur le coût de la dette en calculant le taux d'actualisation, ce qui fait en sorte que le taux d'actualisation est plus élevé qu'il ne devrait l'être. Cette omission a cependant un impact mineur. RER-001B-Deloitte-Dommages, ¶¶ 80 et 109.

<sup>843</sup> RER-001B-Deloitte-Dommages, ¶ 86.

<sup>844</sup> RER-001B-Deloitte-Dommages, ¶ 148.

<sup>845</sup> RER-001B-Deloitte-Dommages, ¶ 149.

<sup>846</sup> La valeur de l'ensemble des intérêts contractuels de la demanderesse au Québec, soit des intérêts dans dix permis de recherche, était alors évaluée entre 0 et 5 millions \$. Voir **R-090**, PricewaterhouseCoopers, Lone Pine Resources Inc. et al., Monitor Sixth Report to Court, 10 décembre 2013, p. 35, en ligne : < [http://www.pwc.com/en\\_CA/CA/car/lpr/assets/lpr-149\\_121113.pdf](http://www.pwc.com/en_CA/CA/car/lpr/assets/lpr-149_121113.pdf) >.

l'étape de l'exploitation<sup>847</sup>. En revanche, le territoire du permis fluvial se trouve dans une région non développée où l'industrie pétrolière et gazière est soumise au régime minier et où aucune production commerciale n'a lieu<sup>848</sup>. Par ailleurs, FTI considère même des transactions qui ont eu lieu après la révocation du permis et qui ont donc pu être influencées par des événements subséquents à celle-ci<sup>849</sup>.

626. Les transactions antérieures à la révocation du permis fluvial qui sont utilisées par FTI ne sont d'aucune utilité, car elles ont eu lieu dans un environnement géologique et réglementaire très différent de celui du permis fluvial. Un nombre de puits beaucoup plus important a été creusé en Alberta, en Saskatchewan et en Colombie-Britannique (la province où se trouve Horn River) qu'au Québec<sup>850</sup> et l'industrie du gaz de schiste y est à l'étape de l'exploitation alors qu'aucune activité de production d'hydrocarbures n'a lieu au Québec. Par ailleurs, les puits forés au Québec ont un rendement moins élevé que ceux forés en Colombie-Britannique et en Alberta<sup>851</sup>.

627. Le président de l'APGQ a reconnu qu'on ne peut absolument pas comparer les transactions qui ont eu lieu dans l'ouest du pays et au Québec, ajoutant que d'autres provinces canadiennes (Nouveau-Brunswick, Terre-Neuve et Nouvelle-Écosse) étaient dans des situations plus comparables à celle du Québec<sup>852</sup>. La production de gaz naturel au Québec a d'ailleurs toujours été éclipsée par celle des provinces de l'Ouest canadien qui détiennent également la majorité des réserves de gaz naturel commercialisables au pays<sup>853</sup>.

628. Or, lorsque la méthode des transactions antérieures est utilisée, il est impératif que ces transactions soient véritablement comparables au bien ou à l'entreprise qui fait l'objet de

---

<sup>847</sup> RER-001B-Deloitte-Dommages, ¶ 100.

<sup>848</sup> RER-001B-Deloitte-Dommages, ¶ 100.

<sup>849</sup> RER-001B-Deloitte-Dommages, ¶ 98.

<sup>850</sup> RER-001B-Deloitte-Dommages, ¶ 37.

<sup>851</sup> RER-001B-Deloitte-Dommages, ¶ 42.

<sup>852</sup> **R-099**, Communication DEMO, *Lucien Bouchard communique les réactions de l'Association sur le rapport du BAPE concernant les gaz de schiste*, Transcription d'une entrevue donnée à l'émission RDI en Direct sur les ondes de RDI Montréal, 14 mars 2011, pp. 5-6.

<sup>853</sup> RER-001B-Deloitte-Dommages, ¶¶ 35-36.

l'évaluation<sup>854</sup>. Cette méthode avait aussi été proposée par les demandereses dans l'affaire *Khan Resources* et elle a été rejetée par le tribunal en ces termes :

[...] the Tribunal agrees with the Respondents' damages experts' criticisms of Mr. Carter's selection and considers that the companies and transactions chosen are not sufficiently comparable to allow the Tribunal to make a true determination of Khan's fair market value. Reasons for this conclusion include the following:

[...]

(iii) The comparable transactions chosen suffer from similar issues, as the projects concerned were in different locations with different conditions and stages of development, all of which are factors that have a significant effect on value. The Tribunal is not convinced that sufficient adjustments were made – or could be made – to account for these differences.<sup>855</sup>

629. Le tribunal dans l'affaire *Occidental* a également souligné que « each oil and gas property presents a unique set of value parameters » avant de rejeter des transactions que le défendeur avait présentées comme des transactions comparables<sup>856</sup>.

630. Étrangement, FTI ignore les cinq transactions qui ont eu lieu dans le bassin de l'Utica au Québec et en Ontario entre avril 2008 et avril 2010. Vu leur situation géographique et le moment où elles ont eu lieu, ces transactions sont pourtant beaucoup plus pertinentes et elles démontrent que l'évaluation de la demanderesse est exagérée<sup>857</sup>. FTI n'explique pas clairement les raisons qui l'ont menée à ignorer ces transactions. Elle ne peut cependant pas se fonder sur les annonces faites par le gouvernement du Québec entre septembre 2010 et mai 2011 ou sur le resserrement graduel du cadre législatif et réglementaire applicable à l'industrie du gaz de schiste pour les écarter, car ces annonces et mesures sont distinctes de la *Loi* et elles ne sont pas contestées par la demanderesse.

---

<sup>854</sup> RER-001B-Deloitte-Dommages, ¶ 96.

<sup>855</sup> **RLA-063**, *Khan Resources Inc., et al v. Government of Mongolia* (CNUDCI) Award on the Merits, 2 mars 2015, ¶ 398.

<sup>856</sup> **CLA-051**, *Occidental Petroleum Corporation v. Republic of Ecuador* (Affaire CIRDI n° ARB/06/11), Award, 5 octobre 2012, ¶ 787.

<sup>857</sup> RER-001B-Deloitte-Dommages, ¶ 99.

631. Les cinq transactions antérieures utilisées par Deloitte sous-entendent une valeur de 1.65 \$US/acre à 5.38 \$US/acre<sup>858</sup>. La JVM des intérêts de LPRC dans le permis fluvial établie par Deloitte (0-1.4 million \$US) représente quant à elle une valeur de 0 à 43.12 \$US/acre<sup>859</sup>. Cette comparaison démontre que l'évaluation en vertu de la méthode DCF de Deloitte est bien fondée et que la limite inférieure est plus représentative de la JVM des intérêts de LPRC dans le permis fluvial<sup>860</sup>.

632. Contrairement à FTI, Deloitte a aussi mené une analyse des sociétés ouvertes comparables (*guideline public company analysis*) pour valider les résultats de son évaluation. Cette méthode consiste à choisir une liste de sociétés qui ont des actifs présentant des caractéristiques semblables à celles de l'actif faisant l'objet de l'évaluation et à calculer des multiples pertinents pour ces sociétés<sup>861</sup>. Il s'agit d'une approche fondée sur le marché qui donne un aperçu de l'opinion qu'a ce dernier d'un actif ou d'une entreprise à la date d'évaluation<sup>862</sup>.

633. Pour ce faire, Deloitte a utilisé un groupe de sociétés ouvertes dont les activités sont concentrées dans le bassin de l'Utica ou dans des zones gazières qui en sont à un stade similaire de mise en valeur<sup>863</sup>. La valeur moyenne de ces sociétés est de 83.93 \$US/acre alors que leur valeur médiane est de 43.29 \$US/acre<sup>864</sup>. Ces valeurs sont plus élevées que celle qui a été établie pour les intérêts de LPRC dans le permis fluvial, ce qui s'explique par le fait que certaines d'entre elles en sont au stade de la production ou ont des actifs dans des régions autres que le bassin de l'Utica<sup>865</sup>. Les données calculées pour les sociétés ouvertes comparables confirment donc les résultats de l'analyse DCF menée par Deloitte<sup>866</sup>.

---

<sup>858</sup> RER-001B-Deloitte-Dommages, ¶ 153.

<sup>859</sup> Le permis fluvial couvre un territoire d'environ 33 460 acres. RER-001B-Deloitte-Dommages, ¶¶ 154-155.

<sup>860</sup> RER-001B-Deloitte-Dommages, ¶ 154.

<sup>861</sup> RER-001B-Deloitte-Dommages, ¶ 102.

<sup>862</sup> RER-001B-Deloitte-Dommages, ¶ 103.

<sup>863</sup> RER-001B-Deloitte-Dommages, ¶ 155.

<sup>864</sup> RER-001B-Deloitte-Dommages, ¶ 158.

<sup>865</sup> RER-001B-Deloitte-Dommages, ¶ 158.

<sup>866</sup> RER-001B-Deloitte-Dommages, ¶¶ 159-160.

#### 4. L'évaluation des coûts irrécupérables de la demanderesse est aussi exagérée

634. À titre subsidiaire aux dommages calculés en vertu de la méthode DCF, la demanderesse réclame des dommages pour les sommes effectivement investies pour développer le territoire couvert par le permis fluvial et elle soutient que ces sommes totalisent 11 607 000 \$US<sup>867</sup>. Or, les sommes dépensées ne sont pas une bonne mesure des dommages allégués par la demanderesse puisqu'il est possible qu'elles n'aient aucune commune mesure avec la valeur du permis fluvial ou des ressources se trouvant sur son territoire. Ainsi, des travaux de recherche additionnels auraient pu mener à la dévaluation du permis ou des ressources.

635. Afin d'être éligibles, les dépenses de la demanderesse doivent remplir certaines conditions, c'est-à-dire qu'elles doivent être liées à l'investissement et à l'investisseur, elles ne doivent pas être manifestement déraisonnables et elles doivent être établies par une preuve suffisante<sup>868</sup>. Les dépenses alléguées par la demanderesse ne remplissent pas ces conditions.

636. Tout d'abord, les sommes que LPRC aurait prétendument dépensées ne sont pas liées à l'investissement. En effet, les dommages réclamés par la demanderesse<sup>869</sup> représentent des dépenses effectuées exclusivement sur le territoire de trois des quatre permis terrestres :

- (iii) le puits Bécancour 8 qui aurait fait l'objet de travaux de complétion, d'analyse et d'arpentage est situé sur le territoire du permis 2006RS184 (rive sud du Saint-Laurent);
- (iv) le puits Champlain 1H qui aurait fait l'objet de travaux de forage et de complétion est situé sur le territoire du permis 2010RS285 (rive nord du Saint-Laurent);
- (v) les levés sismiques ont été effectués sur le territoire des permis 2006RS184 et 2009RS184 (rive sud du Saint-Laurent)<sup>870</sup>.

---

<sup>867</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 400.

<sup>868</sup> **CLA-018**, Sergey Ripinsky and Kevin Williams, *Chapter 5: Cross-cutting Issues, Damages in International Investment Law* (London: British Institute of International and Comparative Law, 2008), p. 266.

<sup>869</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 397; CER-002-FIT, figure 6, ¶ 5.21.

<sup>870</sup> Voir Contre-mémoire, figure 8, *Carte des travaux et levés sismiques effectués sur les permis du Bloc Champlain/Bécancour*.

637. Tous ces travaux s'étant déroulés sur le territoire de certains des permis terrestres, la demanderesse ne peut raisonnablement prétendre qu'ils sont entièrement attribuables à l'exploration du territoire du permis fluvial.

638. Ces travaux ont été accomplis en vertu du Contrat d'affermage de juin 2006 qui ne concernait que les permis terrestres qui sont toujours en vigueur. Tout d'abord, Forest Oil a pu lever l'option relative à l'acquisition d'une participation de 100 % dans un horizon géologique précis situé sur ces permis après avoir complété certains travaux de forage et d'analyse. Ensuite, elle a pu obtenir cette participation de 100 % après avoir effectué des travaux totalisant [REDACTED]. Le Contrat fluvial de décembre 2006 ne prévoyait quant à lui aucune obligation de faire des travaux<sup>871</sup>. Vu ce qui précède, la demanderesse ne peut invoquer la révocation du permis fluvial pour réclamer le paiement de sommes investies sur le territoire de certains des permis terrestres.

639. Cependant, si le Tribunal en venait à la conclusion que des dommages doivent être octroyés pour les sommes investies par LPRC, il faudrait à tout le moins calculer ces dommages au prorata du territoire couvert par chacun des permis. Suivant cette approche, Deloitte estime qu'une somme de 2.256 millions \$US (ou 19.4 % du total) peut être attribuée au permis fluvial<sup>872</sup>.

640. De plus, le montant réclamé doit aussi être réduit pour tenir compte du fait que la très grande majorité des travaux a été effectuée avant que le permis fluvial ne soit octroyé à Junex le 17 mars 2009. En effet, près de [REDACTED] du montant réclamé a été dépensé entre 2007 et la fin du mois de février 2009<sup>873</sup>. Puisque la plupart des travaux ont été faits avant même que Junex n'obtienne le permis fluvial et que LPRC ne pouvait être certaine que le ministère des

---

<sup>871</sup> **C-022**, The River Permit Agreement. Voir le courriel à la page 8 où Forest Oil écrit ce qui suit : « By its contribution of Permit #2006PG906 containing 11,570 hectares to the enlargement of License 2006RS184 Forest would be deemed to have earned all rights in, and to the Utica Shale and Lorraine Section. » Dans une lettre du 14 décembre 2006, Junex reconnaît que « By its contribution of Permit #2006PG906 containing 11,570 hectares to the enlargement of Junex Permit #2006RS184 Forest would be deemed to have earned all rights in, and to the Utica Shale and Lorraine Sections in this 11,570 hectares extension of Permit #2006PG906 (the "Extension"). The terms and conditions of the Letter Agreement dated June 5, 2006 would apply to the Extension except that Forest would be deemed to have earned such rights within the Extension. »

<sup>872</sup> RER-001B-Deloitte-Dommages, ¶ 106.

<sup>873</sup> **CER-0020**, Summary of Bécancour and Champlain Project Costs by Month. Le défendeur utilise la fin du mois de février 2009 comme référence puisque les pièces déposées par la demanderesse ne permettent pas de déterminer si les sommes dépensées en mars 2009 l'ont été avant ou après l'octroi du permis fluvial.

Ressources naturelles octroierait ce permis, il semble clair qu'ils étaient d'abord et avant tout destinés à évaluer le potentiel des ressources se trouvant sur le territoire des permis terrestres. Ces permis étant toujours en vigueur, les travaux effectués ont toujours leur utilité.

641. En allouant les dépenses encourues après l'obtention du permis fluvial (environ [REDACTED]) au prorata du territoire couvert par chacun des permis, il appert que la demanderesse ne peut réclamer plus d'environ [REDACTED] en lien avec le permis fluvial<sup>874</sup>.

642. Par ailleurs, la demanderesse n'a pas démontré que les dépenses alléguées sont liées à LPRC. En effet, Forest Oil était le co-contractant de Junex en ce qui concerne le Contrat fluvial jusqu'au contrat de cession du 28 janvier 2010. Ce n'est qu'à cette date que Junex a cédé à Canadian Forest Oil Ltd. sa participation dans le permis<sup>875</sup>. Par conséquent, il est probable que ce soit Forest Oil<sup>876</sup> (plutôt que LPRI ou LPRC) qui ait déboursé les sommes dépensées avant le 28 janvier 2010, lesquelles représentent [REDACTED] (ou plus de [REDACTED] du montant réclamé par la demanderesse)<sup>877</sup>. Cette interprétation correspond d'ailleurs au résumé des faits inclus dans le mémoire de la demanderesse<sup>878</sup>. Même en acceptant la fiction juridique créée par ce contrat de cession à l'effet qu'il était rétroactif à la date d'obtention du permis, le défendeur a démontré que la très grande majorité des sommes réclamées à titre de dommages a été dépensée avant le 17 mars 2009.

643. Finalement, l'information fournie par la demanderesse au soutien des dépenses alléguées se limite à quelques documents intitulés « Authorization for Expenditure » et à un tableau présentant les dépenses sur une base mensuelle<sup>879</sup>. La demanderesse n'a pas déposé de facture, de preuve de paiement ou d'états financiers à l'appui des sommes qu'elle réclame. Elle n'a donc pas démontré que les dépenses alléguées existent et que LPRC a encouru des dommages à cet égard. Le Tribunal devrait par conséquent rejeter la réclamation de la demanderesse.

---

<sup>874</sup> RER-001B-Deloitte-Dommages, ¶ 108.

<sup>875</sup> **C-034**, Assignment Agreement between the Entreprise and Junex re: assignment of working interest in the River Permit, dated 28 January 2010.

<sup>876</sup> CWS-001-Axani, ¶ 52 : « From 2006 to the corporate spin-off of Lone Pine from Forest Oil in 2011, the budget for Canadian operations in Quebec came out of Forest Oil's "New Ventures" department. »

<sup>877</sup> **CER-0020**, Summary of Bécancour and Champlain Project Costs by Month.

<sup>878</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 105.

<sup>879</sup> **CER002J** à **CER-002O**.

## VI. INTÉRÊTS

### A. La partie demanderesse n'a pas droit à des intérêts

644. La demanderesse allègue qu'en plus des dommages, elle devrait avoir droit à des intérêts<sup>880</sup>. La demanderesse ne s'étant pas déchargée de son fardeau de prouver l'existence de dommages découlant d'une violation du Chapitre 11 de l'ALÉNA, la question des intérêts est sans objet.

645. Toutefois, si le Tribunal devait ordonner de tels dommages, le Canada soumet que la position de la demanderesse quant aux intérêts est erronée et disproportionnée<sup>881</sup>.

646. Sous l'ALÉNA, en plus de pouvoir accorder des dommages pécuniaires, un tribunal arbitral a la discrétion d'accorder « tout intérêt applicable »<sup>882</sup>. L'article 1110(4) précise qu'une indemnité en lien avec une violation de l'article 1110 « comprendra les intérêts, calculés selon un taux commercial raisonnable »<sup>883</sup>. Ceci dit, ni l'ALÉNA ni les Règles d'arbitrage de la CNUDCI n'élaborent davantage à ce sujet.

647. Selon le droit international, les intérêts ne sont nécessaires que dans le but d'assurer une réparation pleine et entière. Leur octroi n'est pas automatique<sup>884</sup> et dépend des faits de chaque affaire<sup>885</sup>.

648. La demanderesse a le fardeau de prouver que les faits de l'affaire justifient l'octroi d'intérêts, et ce, en sus des dommages accordés. Le cas échéant, elle doit également démontrer

---

<sup>880</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶¶ 358, 408b.

<sup>881</sup> CER-002-FIT, ¶ 6.68. Elle demande des intérêts composés avant sentence calculés à partir du 12 juin 2011 jusqu'à la date de la sentence finale. Les taux d'intérêts choisis par FIT sont le « *US 6-month Treasury Bill* » ou le « *London Interbank Offered Rate* » auxquels FIT a ajouté une prime de 2%. Le tout équivaut à plus de 9 millions \$ en intérêts avant sentence.

<sup>882</sup> ALÉNA, article 1135 qui énonce qu'« un tribunal pourra accorder uniquement, séparément ou en combinaison [...] des dommages pécuniaires, et tout intérêt applicable ».

<sup>883</sup> ALÉNA, article 1110(4).

<sup>884</sup> **CLA-005**, United Nations, *Draft Articles on Responsibility of States for Internationally Wrongful Acts*, with commentaries (2001), Article 38(1). En effet, le commentaire de l'article 38 du *Projet d'articles sur la responsabilité de l'État pour fait internationalement illicite* mentionne clairement que les intérêts « ne sont pas une forme autonome de réparation; et ne sont pas non plus nécessairement présents dans le contexte de l'indemnisation ».

<sup>885</sup> **CLA-005**, United Nations, *Draft Articles on Responsibility of States for Internationally Wrongful Acts*, with commentaries (2001), Article 38.



(i) la date à laquelle les intérêts commencent à courir, (ii) le taux d'intérêt applicable, et (iii) la nécessité d'obtenir des intérêts composés.

649. En l'espèce, la demanderesse ne s'est pas déchargée de son fardeau de preuve.

650. Si le Tribunal estime nécessaire l'octroi d'intérêts en l'espèce, le Canada considère que seul un taux commercial raisonnable, tel le taux applicable aux bons du Trésor canadien, saurait être appliqué.

651. De plus, le cas échéant, des intérêts simples permettraient de compenser la perte de la demanderesse<sup>886</sup>. En imposant des intérêts composés, le Tribunal risquerait d'octroyer une compensation disproportionnée (« *out of proportion to the possible loss that was incurred* »<sup>887</sup>). En l'espèce, la demanderesse n'a pas démontré qu'elle a emprunté des sommes ou encouru des coûts découlant de la conduite du Canada<sup>888</sup>. Le rapport de FTI ne mentionne aucun élément factuel et ne fournit aucune explication appuyant les allégations de la demanderesse selon lesquelles elle aurait abandonné certaines opportunités d'investissement. Ainsi, la demanderesse n'a pas fait la preuve que des intérêts simples ne pourraient pas compenser sa perte<sup>889</sup>.

652. Finalement, selon le Canada, aucun intérêt ne devrait courir avant la date de la sentence finale que rendra le Tribunal. Dans un cas comme celui-ci où des profits futurs sont réclamés par la demanderesse, il serait inapproprié d'accorder des intérêts avant sentence : « a capital sum cannot be earning interest and notionally employed in earning profits at one and the same time »<sup>890</sup>. Autrement dit, des intérêts avant sentence ne devraient pas être octroyés puisque du capital ne peut à la fois générer des intérêts et des profits. De plus, ni la demanderesse<sup>891</sup> ni ses

---

<sup>886</sup> **CLA-029**, *Affaire relative à l'usine de Chorzów (Demande en indemnité) (fond)*, CPJI, Recueil des arrêts, Série A – No. 17, 13 septembre 1928, ¶ 47.

<sup>887</sup> **RLA-048**, *CME Czech Republic B.V. v. Czech Republic* (CNUDCI) Final Award, 13 mars 2003, ¶ 644 qui s'inspire de plusieurs causes du Tribunal des réclamations Iran-États-Unis dont notamment *Anaconda – Iran Inc. v. Iran* (1986) 13 Iran-US CTR 199 et *Sylvania Technical Systems v. Iran* (1984) 5 Iran-US CTR 141.

<sup>888</sup> **RLA-048**, *CME Czech Republic B.V. v. Czech Republic* (CNUDCI) Final Award, 13 mars 2003, ¶ 647.

<sup>889</sup> **RLA-032**, John Y. Gotanda, *Awarding Interest in International Arbitration* (1990), 90 Am J Int'l 40, 59, p. 61 « ([i]f the claimant could have received compound interest [...] by placing its money in a readily available and commonly used investment vehicle ».

<sup>890</sup> **CLA-005**, United Nations, *Draft Articles on Responsibility of States for Internationally Wrongful Acts*, with commentaries (2001), Article 38(1).

<sup>891</sup> Mémoire de la demanderesse, ¶ 358. La demanderesse ne fait référence qu'au rapport de FTI.

experts<sup>892</sup> n'expliquent pourquoi, considérant les faits de l'affaire, une réparation pleine et entière – si tant est qu'elle a droit à cette réparation pleine et entière – ne peut être effectuée qu'en superposant des intérêts avant sentence aux dommages.

653. Dès lors, le Canada soumet que si des intérêts devaient être octroyés en l'espèce, ceux-ci devraient être simples, à un taux commercial raisonnable et commencer à courir à la date de la sentence du Tribunal.

## **B. Conclusion**

654. La demanderesse n'a pas fait la preuve de l'existence de dommages découlant d'une violation du Chapitre 11 de l'ALÉNA ni de la nécessité d'octroyer des intérêts<sup>893</sup>.

---

<sup>892</sup> Le rapport de FTI mentionne simplement que puisque les dommages sont calculés à partir du 12 juin 2011, il faut commencer à calculer des intérêts avant sentence dès cette date.

<sup>893</sup> Par souci de complétude, le Canada a demandé à Deloitte d'évaluer le montant des intérêts avant sentence en utilisant les deux méthodologies : (i) intérêts simples et (ii) intérêts composés. Les intérêts ont été calculés sur une base annuelle, en utilisant le taux applicable aux bons du Trésor canadien.

## VII. CONCLUSION

655. Pour ces motifs, le Canada demande respectueusement au Tribunal de rejeter la totalité de la réclamation de LPRI.

656. Le Canada se réserve à une date ultérieure le droit de faire des représentations quant aux dépens.

Vendredi, le 24 juillet 2015

*Le tout respectueusement soumis par le  
Gouvernement du Canada,*

---

Sylvie Tabet  
Jean-Francois Hébert  
Reuben East  
Jasmine Wahhab  
Maxime Dea  
Louis-Philippe Coulombe  
Julien Sylvestre-Fleury  
Annie Ouellet

Ministère de la Justice et  
Affaires étrangères, Commerce et  
Développement Canada  
Direction générale du droit  
commercial international (JLT)  
Édifice Lester B. Pearson  
125 Promenade Sussex  
Ottawa, Ontario  
K1A 0G2  
CANADA