

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

DUPLIQUE

4 août 2017

Direction générale du droit
commercial international (JLT)
Édifice Lester B. Pearson
125 Promenade Sussex
Ottawa, Ontario
K1A 0G2
CANADA

TABLE DES MATIÈRES

ÉNONCÉ PRÉLIMINAIRE	1
I. EXPOSÉ DES FAITS	15
A. L'industrie pétrolière et gazière au Québec demeure à l'état embryonnaire	15
1. Aucun puits n'a été foré depuis 2010 dans le shale d'Utica en dépit de l'absence d'interdiction de travaux d'exploration ou d'exploitation en milieu terrestre.....	16
B. Depuis 2015, le gouvernement du Québec a poursuivi ses démarches pour étudier et documenter les impacts du développement d'une nouvelle filière énergétique fondée sur l'exploitation d'hydrocarbures : le plan d'action gouvernemental sur les hydrocarbures	18
1. L'ÉES sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures et l'ÉES Anticosti : constats et recommandations.....	18
2. La protection de l'eau et l'acceptabilité sociale sont au cœur des préoccupations	20
3. Ces démarches ne visent pas à injecter de l'incertitude dans le marché mais plutôt à faire en sorte que la mise en valeur d'une nouvelle ressource se fasse dans les meilleures conditions possibles.....	22
C. L'élaboration d'un nouveau régime législatif et réglementaire applicable à la mise en valeur des ressources en hydrocarbures	23
1. La Politique énergétique 2030.....	24
2. <i>La Loi concernant la mise en œuvre de la Politique énergétique 2030 et la Loi sur les hydrocarbures</i>	25
(a) Implication accrue des communautés locales	25
(b) Importance accordée à la protection de l'environnement et au développement durable	25
(c) Les autorisations nécessaires pour les travaux de fracturation hydraulique.....	26
(d) Les futures dispositions relatives au régime de redevances.....	27
3. Le Plan d'action de la Politique énergétique	27
4. Les Orientations du ministère des Ressources naturelles en matière d'acceptabilité sociale	27
(a) Transparence accrue des mécanismes de planification de l'usage du territoire public et augmentation de la participation citoyenne	28
(b) Mesures favorisant les bénéficiaires et les retombées pour les communautés.....	28

D.	L'exploitation du gaz de schiste suscite des préoccupations dans d'autres juridictions. Certaines ont soit interdit leur exploitation ou en réglementent l'exploitation sévèrement	29
	(a) New York, Vermont et Maryland	29
	(b) France.....	30
	(c) Allemagne	31
	(d) Bulgarie	31
	(e) Cantabrie (Espagne).....	32
	(f) Oklahoma	32
E.	Les nouveaux éléments de preuve sur lesquels s'appuie la demanderesse confirment que l'adoption de la <i>Loi</i> a pour objectif la protection du fleuve Saint-Laurent	33
	1. L'élaboration d'un projet de loi au Québec	34
	2. Le mémoire au Conseil des ministres [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED]	37
	3. Les ébauches du mémoire au Conseil des ministres [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED]	38
F.	La description de la demanderesse du plan de développement de LPRC concernant le permis fluvial est irréaliste.....	40
	1. La demanderesse savait que LPRC n'aurait pas pu forer horizontalement sur le territoire du permis fluvial à partir de puits situés sur les permis terrestres.....	41
	2. La demanderesse avait pleinement connaissance du stade embryonnaire de l'industrie pétrolière et gazière au Québec et elle était consciente de la possibilité que des changements importants soient apportés au cadre législatif et réglementaire applicable	43
	3. La demanderesse savait que son projet aurait requis de nombreuses autorisations gouvernementales et faisait face à d'importants défis d'acceptabilité sociale	45
	4. La présence de la centrale nucléaire aurait été un obstacle supplémentaire au plan de développement de LPRC	46
	5. LPRC avait décidé de suspendre ses travaux d'exploration avant l'adoption de la <i>Loi</i>	46
G.	Le permis fluvial n'était pas au cœur du plan de développement du Bloc Champlain/Bécancour et la demanderesse n'a pas établi que les travaux effectués sur les permis terrestres visaient le développement du permis fluvial.....	47
	1. Le permis fluvial n'était pas au cœur du projet de LPRC.....	47

2.	La caractérisation du permis fluvial comme étant le « <i>sweet spot</i> » n'est pas appuyée par les faits.....	49
3.	La demanderesse n'a pas établi que les travaux effectués sur les permis terrestres n'auraient pas été réalisés en l'absence du permis fluvial	50
II.	LES DEMANDES D'INFÉRENCES DÉFAVORABLES DE LA DEMANDERESSE DOIVENT ÊTRE REJETÉES	52
A.	Les documents non-divulgués en tout ou en partie par le Canada	53
B.	Il n'est pas approprié de tirer des inférences défavorables en l'espèce	55
1.	Il n'est pas nécessaire de tirer des inférences défavorables pour statuer sur les motifs d'adoption de la <i>Loi</i>	56
2.	Le refus du Canada de divulguer certains documents est basé sur des motifs sérieux	57
C.	Les demandes d'inférences défavorables faites par la demanderesse sont non-fondées.	58
1.	Les inférences défavorables demandées par la demanderesse ne sont pas suffisamment précises	58
2.	Aucune preuve <i>prima facie</i> au soutien des inférences demandées n'a été faite par la demanderesse	59
3.	La preuve au dossier contredit les demandes d'inférences défavorables recherchées par la demanderesse	60
4.	Il n'y a pas de lien logique entre la nature probable de l'information non divulguée et les inférences demandées	62
III.	LE TRIBUNAL N'A PAS JURIDICTION POUR STATUER SUR LE DIFFEREND	63
A.	Les allégations de la demanderesse ne portent pas sur le traitement d'un investissement au sens du chapitre 11 de l'ALÉNA.....	64
1.	Les droits découlant du Contrat fluvial et du Contrat de cession visant le permis fluvial ne constituent pas un investissement sous l'article 1139(g) de l'ALÉNA	64
(a)	Le Contrat fluvial et le Contrat de cession n'ont pas eu pour effet de transférer de droits réels sur le permis fluvial à LPRC	65
(b)	La preuve de LPRC quant à l'intention alléguée des parties de transférer des droits réels n'est pas persuasive.....	67
(c)	Les contrats entre LPRC et Junex n'ont jamais été inscrits au registre approprié pour le transfert de droits réels	70
2.	Les droits découlant du Contrat fluvial ne constituent pas un investissement sous l'article 1139(h) de l'ALÉNA.....	71
(a)	La demanderesse n'a pas engagé de capitaux pour obtenir les droits découlant du Contrat fluvial	72

(b)	LPRC n'avait aucune obligation d'engager des capitaux pour maintenir ses droits découlant du Contrat fluvial.....	74
B.	La <i>Loi</i> ne « concerne » pas LPRC ou son investissement.....	74
1.	Pour que la <i>Loi</i> concerne LPRC ou son investissement, il doit y avoir une « connexion légale substantielle » entre celle-ci et ces derniers.....	75
2.	Il n'existe pas de « connexion légale substantielle » entre la <i>Loi</i> et LPRC ou son investissement.....	76
(a)	La <i>Loi</i> ne vise pas directement LPRC ou son investissement et tout effet de la <i>Loi</i> sur LPRC est indirect.....	76
(b)	LPRC fait partie d'une classe indéterminée et indéterminable d'investisseurs	77
(c)	La situation de la demanderesse n'est pas analogue à celle des investisseurs dans les affaires <i>Bilcon</i> , <i>Cargill</i> et <i>Apotex</i>	79
IV.	L'ADOPTION DE LA <i>LOI</i> NE CONTREVIENT PAS À LA NORME MINIMALE DE TRAITEMENT GARANTIE PAR L'ARTICLE 1105 DE L'ALÉNA.....	80
A.	La demanderesse exagère l'étendue de la protection garantie par l'article 1105 de l'ALÉNA.....	81
1.	La norme de traitement prévue à l'article 1105 de l'ALÉNA correspond à la norme minimale de traitement des ressortissants étrangers en droit international coutumier et la demanderesse n'a pas établi son contenu	81
2.	La norme minimale de traitement ne permet pas au Tribunal de remettre en question les choix de politique publique d'un État	83
3.	La norme minimale de traitement garantie par l'article 1105 de l'ALÉNA ne confère pas à l'investisseur le droit de voir ses attentes, qu'il qualifie de légitimes, réalisées	85
B.	La <i>Loi</i> , tant quant à sa substance qu'à la manière de son adoption, est conforme aux limites à l'action des États qu'impose la norme minimale de traitement des ressortissants étrangers en droit international coutumier	85
1.	L'objectif de protéger l'environnement du fleuve Saint-Laurent est clair et légitime et les moyens d'y parvenir n'ont rien d'arbitraire, d'injuste ou de capricieux.....	86
(a)	L'objectif de protection environnementale est clair	86
(b)	L'objectif de protection environnementale est légitime et les moyens d'y parvenir n'ont rien d'arbitraire, d'injuste ou de capricieux	89
(c)	La décision de la ministre Normandeau de proposer l'adoption de la <i>Loi</i> était conforme aux avis reçus de ses fonctionnaires	93
(d)	Conclusion.....	98

V.	LA DEMANDERESSE N’A PAS FAIT LA PREUVE D’UNE VIOLATION DE L’ARTICLE 1110 DE L’ALÉNA	99
A.	Les intérêts de LPRC en vertu du Contrat fluvial ne sont pas susceptibles d’être expropriés	100
1.	Un intérêt qui constitue un investissement sous l’article 1139 n’est pas automatiquement susceptible d’être exproprié	101
(a)	C’est la notion même d’expropriation qui limite les intérêts pouvant être le sujet d’une allégation d’expropriation	101
(b)	Seuls les droits acquis sont susceptibles d’être expropriés	101
(c)	Les affaires citées par l’investisseur ne sont pas contradictoires avec la position du Canada.....	103
2.	Les intérêts issus du Contrat fluvial ne sont pas susceptibles d’être expropriés	104
B.	La Loi n’a pas exproprié l’investissement allégué par la demanderesse	105
1.	Il ne s’agit pas en l’espèce d’un cas d’expropriation directe	106
2.	La nécessité de démontrer une privation substantielle s’applique également dans les cas allégués d’expropriation directe	108
3.	La demanderesse n’a pas été privée substantiellement de son investissement.....	108
(a)	L’investissement de la demanderesse doit être défini comme étant les cinq permis de recherche du Bloc Champlain/Bécancour	109
(i)	Les sentences arbitrales ayant abordé la question de la définition de l’investissement.....	109
(ii)	Les faits en l’espèce démontrent que la demanderesse limite artificiellement son investissement afin de remplir le critère de privation substantielle	111
(b)	La demanderesse n’a pas été privée substantiellement de l’usage ou du bénéfice des droits qu’elle prétend détenir dans les cinq permis de recherche du Bloc Champlain/Bécancour	113
C.	La Loi constitue un exercice valide des pouvoirs de police de l’État.....	115
1.	L’application de la doctrine des pouvoirs de police nécessite le respect de notions fondamentales, lesquelles sont occultées par la demanderesse	115
(a)	Les tribunaux internationaux doivent faire preuve de déférence à l’égard des mesures mises de l’avant par les États afin de légiférer pour le bien-être public	115
(b)	Le fardeau de prouver que l’État n’a pas agi de bonne foi dans un but de protection légitime de l’environnement revient à la demanderesse et il s’agit d’un fardeau élevé.....	117

(c)	La théorie des pouvoirs de police ne prévoit pas qu'une preuve scientifique est nécessaire lorsque l'État veut légiférer pour le bien-être public.....	119
(d)	En droit de l'investissement, l'exercice valide des pouvoirs de police n'est pas assujéti à une obligation pour l'État d'avoir recours à une méthode alternative moins préjudiciable pour l'investisseur (« <i>least trade restrictive approach</i> »).....	123
2.	L'adoption et l'application de la <i>Loi</i> respectent les critères déterminant la validité des pouvoirs de police.....	124
(a)	La <i>Loi</i> n'est pas discriminatoire	125
(b)	La <i>Loi</i> a été conçue et appliquée dans un but de protection légitime du bien-être public.....	125
VI.	DOMMAGES	127
A.	Sommaire de la position du Canada.....	127
B.	Les parties s'entendent sur une compensation représentant la JVM des intérêts de LPRC dans le permis fluvial à la date immédiatement avant l'adoption de la <i>Loi</i> , mais pas sur la méthode pour évaluer la JVM.....	129
C.	L'évaluation présentée par la demanderesse ne mesure pas la JVM en l'absence de la révocation du permis fluvial puisqu'elle exclut aussi l'effet d'autres mesures	130
D.	La demanderesse n'a toujours pas démontré qu'elle a droit à une compensation pour la révocation du permis fluvial.....	134
1.	Contrairement à ce qu'elle prétend, il faut que la demanderesse établisse, avec une certitude raisonnable, à la fois l'existence d'un dommage en raison de la révocation du permis fluvial et le quantum des dommages.....	134
2.	La demanderesse n'a toujours pas établi que ses intérêts dans le permis fluvial avaient une valeur marchande au moment de la révocation.....	136
(a)	L'existence de ressources gazières exploitables sur le territoire du permis fluvial n'avait pas été établie au moment de la révocation et il n'y avait aucune certitude quant au développement du projet	136
(i)	La ressource sur le territoire du permis fluvial était classifiée comme « non découverte »	137
(ii)	Même si la ressource avait été découverte, il n'y avait aucune certitude quant au développement du projet	141
(b)	Les documents internes de l'entreprise et le rapport du contrôleur PWC n'attribuent aucune valeur au permis fluvial	146
(c)	Le fait que Canadian Forest Oil n'ait pas divulgué la révocation du permis fluvial immédiatement contredit la valeur du permis fluvial mise de l'avant par la demanderesse.....	147

(d)	Il n’y a eu que peu ou pas de transactions portant sur des droits similaires au cours de la période pertinente	148
E.	La méthode DCF ne peut être appliquée en l’espèce et l’évaluation des dommages par les experts de la demanderesse est exagérée	149
1.	L’application de la méthode DCF au projet de LPRC n’est pas appropriée	149
2.	L’évaluation des dommages en vertu de la méthode DCF préparée par les experts de la demanderesse est exagérée	160
(a)	Deloitte a modifié son évaluation du potentiel gazier pour tenir compte de la nouvelle information produite par la demanderesse	160
(b)	La demanderesse sous-estime les risques liés au projet de LPRC	161
(c)	165
F.	Une évaluation des dommages fondée sur le marché confirme les résultats de l’évaluation en vertu de la méthode DCF menée par les experts du Canada	168
G.	LPRC n’a encouru aucun coût propre au permis fluvial et l’évaluation des coûts irrécupérables (« <i>sunk costs</i> ») de la demanderesse est exagérée	171
H.	Les évènements postérieurs à la révocation appuient la conclusion que la demanderesse n’a pas droit à une compensation	173
VII.	INTÉRÊTS	175
A.	La partie demanderesse n’a pas droit à des intérêts	175
VIII.	CONCLUSION	178

TABLE DES FIGURES

Figure 1 Chronologie des travaux effectués sur le Bloc Champlain/Bécancour	52
Figure 2 Diagramme de classification des réserves/ressources en hydrocarbures	138
Figure 3 Internal documents analysis of risks « risks/upside analysis – excel sheet 2010 »	145
Figure 4 Carte du Bloc Champlain/Bécancour et emplacement des travaux de recherche	i
Figure 5 Territoire couvert par les ÉES en milieu marin et la <i>Loi</i>	ii
Figure 6 Puits utilisés dans l'anayse des dommages de GLJ et de Deloitte	iii

LISTE D'ABRÉVIATIONS

Abréviation	Définition
« 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
« CCSN »	Commission canadienne de sûreté nucléaire
« CFOL »	Canadian Forest Oil Ltd.
« 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
« DCF »	Valeur actualisée des flux de trésorerie (« <i>discounted cash flows</i> »)

Abréviation	Définition
« 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
« GATT »	Accord général sur les tarifs douaniers et le commerce
« GES »	Gaz à effet de serre
« Junex »	Junex Inc.
« JVM »	Juste valeur marchande
« Loi »	<i>Loi limitant les activités pétrolières et gazières</i>

Abréviation	Définition
« Loi de la Politique énergétique 2030 »	<i>Loi concernant la mise en œuvre de la Politique énergétique 2030 et modifiant diverses dispositions législatives</i>
« LPRC »	Lone Pine Resources Canada Ltd.
« LPRI » « demanderesse »	Lone Pine Resources Inc.
« LQE »	<i>Loi sur la qualité de l'environnement</i>
« 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)
« Politique énergétique»	Politique énergétique 2030 dévoilée par le gouvernement du Québec le 7 avril 2016
« projet de loi 18 »	Projet de loi n°18, <i>Loi limitant les activités pétrolières et gazières</i> , 2 ^{ème} session, 39 ^{ème} législature, Québec, 2011 (présenté le 12 mai 2011)
« 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

Abréviation	Définition
« 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 des ressources »	Registre des droits réels d'exploitation de ressources de l'État
« Registre minier »	Registre public des droits miniers, réels et immobiliers
« RPPGRS »	<i>Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains</i>
« Stratégie énergétique »	<i>Stratégie énergétique du Québec 2006-2015 : L'énergie pour construire le Québec de demain</i>
« SCGNC »	Société canadienne de gaz non conventionnels
« TCF »	Billions de pieds cubes (« <i>trillion cubic feet</i> »)

ÉNONCÉ PRÉLIMINAIRE

1. La thèse que la demanderesse met de l'avant dans cet arbitrage est que la *Loi limitant les activités pétrolières et gazières* (la « *Loi* »), qui a révoqué les droits miniers dans le fleuve Saint-Laurent, a été adoptée pour des motifs politiques et non pas pour protéger l'environnement du fleuve Saint-Laurent. Sur cette base, et malgré le fait qu'elle n'avait fait aucuns travaux sur le territoire du permis fluvial, qu'elle n'avait engagé aucun capital pour l'obtention de ses intérêts dans le permis fluvial, et qu'elle n'avait aucun projet de développement digne de ce nom, la demanderesse réclame plus de 100 millions de dollars.

2. Loin d'appuyer la thèse de la demanderesse, la divulgation exceptionnelle de documents qui vont au cœur du processus d'adoption la *Loi* démontre de manière incontestable qu'elle a effectivement été adoptée pour protéger le fleuve Saint-Laurent. Le mémoire au Conseil des ministres, qui a servi de fondement à la décision du pouvoir exécutif de présenter le *Projet de loi limitant les activités pétrolières et gazières* (le « projet de loi 18 ») à l'Assemblée nationale, confirme les témoignages précis et concordants des témoins du Canada voulant que la protection du fleuve Saint-Laurent était le seul objectif visé par le gouvernement du Québec lorsqu'il a déposé ce projet de loi à l'Assemblée nationale et proposé de révoquer les droits miniers dans le fleuve Saint-Laurent.

3. Pour pallier l'absence de preuve appuyant ses prétentions, LPRI demande au Tribunal de tirer des inférences négatives du refus du Canada de communiquer, en totalité ou en partie, un nombre restreint de documents. Cette demande doit être rejetée, car il n'existe pas l'ombre d'un commencement de preuve, et encore moins une preuve *prima facie*, que les documents non-divulgués ou divulgués en partie sont susceptibles de soutenir les inférences demandées. Par ailleurs, les inférences demandées ne sont pas cohérentes avec la preuve documentaire et testimoniale au dossier.

4. La demanderesse prétend que la *Loi* est une mesure arbitraire, injuste et inéquitable qui contrevient à la norme minimale de traitement que l'article 1105 de l'ALÉNA garantit aux investissements des investisseurs étrangers. Dans ses plaidoiries, la demanderesse s'attarde aux décisions prises par la ministre Normandeau durant le processus d'adoption de la *Loi*. Or, la seule mesure contestée en l'espèce n'est pas une décision ministérielle mais bien une loi, soit une

mesure législative de l'Assemblée nationale du Québec. Les décisions et les recommandations de la ministre Normandeau ne sont que l'une des étapes ayant mené à l'adoption de la *Loi* : les fonctionnaires du ministère des Ressources naturelles ont d'abord analysé diverses options de mise en œuvre de l'interdiction visant les activités pétrolières et gazières dans le fleuve Saint-Laurent; la ministre Normandeau a décidé de présenter deux options de mise en œuvre à ses collègues du Conseil des ministres [REDACTED]

[REDACTED] le projet de loi a ensuite fait l'objet d'une étude et de consultations publiques en commission parlementaire auxquelles ont participé un représentant de Junex, la détentrice du permis fluvial, ainsi que des représentants de l'Association pétrolière et gazière du Québec (« APGQ »), dont est membre la demanderesse; le projet de loi 18 a finalement fait l'objet d'un vote et a été adopté à l'unanimité des voix à l'Assemblée nationale. Pour les fins de l'analyse de la compatibilité de la *Loi* avec la norme minimale de traitement que garantit l'article 1105 de l'ALÉNA, le Tribunal doit analyser la mesure contestée dans son ensemble et non concentrer son analyse sur seulement l'une des nombreuses étapes qui ont mené à l'adoption de la *Loi*. À tout événement, que les étapes ayant mené à l'adoption de la *Loi* soient considérées dans leur ensemble ou individuellement, la mesure contestée respecte la norme minimale de traitement prévue à l'article 1105 de l'ALÉNA.

5. En effet, la décision d'interdire les activités pétrolières et gazières et de révoquer les permis de recherche dans le fleuve Saint-Laurent ne résulte pas d'une décision irréfléchie et intempestive, mais bien d'un long processus décisionnel qui s'est échelonné sur une période de plus de six mois au cours de laquelle de nombreuses options de mise en œuvre ont été envisagées. Les fonctionnaires du ministère des Ressources naturelles [REDACTED]

[REDACTED] Entre les mois de novembre 2010 et mai 2011, le nombre d'options envisagées a évolué au fur et à mesure des réflexions des fonctionnaires [REDACTED]

6. La demanderesse est manifestement déçue que le Conseil des ministres n'ait pas choisi de retenir la seconde option proposée par la ministre Normandeau, mais elle ne peut nier que les options ont été considérées par les autorités et que leurs avantages et inconvénients respectifs ont été soigneusement soupesés.

7. Essentiellement, le principal grief de la demanderesse sous l'article 1105 de l'ALÉNA peut se résumer à ce que le Conseil des ministres ait choisi de retenir la première option proposée par la ministre Normandeau sans avoir au préalable commandé une étude scientifique pour évaluer spécifiquement les effets des activités de forage horizontal et de fracturation hydraulique dans la partie fluviale du Saint-Laurent. Elle prétend que le fait de ne pas avoir procédé à une telle étude scientifique avant de légiférer signifie que la *Loi* est une mesure arbitraire, injuste et inéquitable. Cet argument est erroné pour trois motifs.

8. Premièrement, cet argument présume que la norme minimale de traitement des étrangers protégée par le droit international coutumier et garantie par l'article 1105 de l'ALÉNA impose aux États l'obligation de mener des études scientifiques avant de légiférer. Or, ce n'est pas le cas. Tout ce qu'exige la norme minimale de traitement c'est que les États s'abstiennent d'adopter ou de maintenir des mesures qui soient choquantes et en-deçà de normes internationalement reconnues telles que des mesures qui équivalent à un déni de justice flagrant, ou des mesures manifestement arbitraires ou discriminatoires.

9. Deuxièmement, l'argument de la demanderesse ignore que le gouvernement du Québec a bel et bien réalisé des études scientifiques pour éclairer la réflexion de ses autorités. Même s'il est vrai que ces études ne portaient pas précisément sur les activités de forage horizontal et de fracturation hydraulique dans la partie fluviale du Saint-Laurent, il est impossible de prétendre que ces études sont sans aucune pertinence pour répondre à la question de savoir si l'exploitation du gaz de schiste qui pourrait se trouver sous le lit du fleuve Saint-Laurent devrait être autorisée. Le Rapport 273 du BAPE, en particulier, soulève des préoccupations en ce qui a trait à la contamination des ressources hydriques par les activités de fracturation hydraulique, ce qui est évidemment d'autant plus pertinent pour le fleuve Saint-Laurent. D'ailleurs, depuis l'adoption de

la *Loi*, de nombreuses autres études réalisées au Québec et ailleurs n'ont pas réussi à dissiper ces doutes. C'est en partie pourquoi d'autres juridictions réglementent encore plus sévèrement que le Québec l'exploitation du gaz de schiste et certaines interdisent l'activité tout simplement sur l'ensemble de leur territoire.

10. Troisièmement, il est légitime que des considérations autres que purement scientifiques aient pu influencer l'adoption de la *Loi*. En l'espèce, tant les fonctionnaires du ministère des Ressources naturelles que la ministre Normandeau étaient très sensibles au manque d'acceptabilité sociale des projets de mise en valeur du gaz de schiste au Québec. Cette absence d'acceptabilité sociale s'est manifestée de façon très claire notamment lors des assemblées publiques organisées par l'APGQ en septembre 2010 ainsi que lors des consultations publiques menées par le BAPE à l'automne 2010 dans les basses-terres du Saint-Laurent. Lors de ces assemblées, les communautés locales ont exprimé une opposition farouche au développement d'une nouvelle filière énergétique dans une région du Québec à vocation principalement agricole.

11. Par ailleurs, le fait que les permis de recherche situés dans le fleuve Saint-Laurent aient été délivrés peu de temps auparavant moyennant le paiement de rentes annuelles modiques et que les titulaires n'aient effectué aucuns travaux de recherche sur le territoire des permis révoqués est un autre facteur qui a été considéré dans le cadre de l'adoption de la *Loi* et la révocation des permis de recherche.

12. À la lumière de ces facteurs qui sous-tendent l'adoption de la *Loi*, il est impossible de prétendre qu'il s'agit d'une mesure arbitraire, et encore moins d'une décision manifestement arbitraire. Il est également impossible de prétendre qu'il s'agit d'une mesure injuste ou inéquitable.

13. De surcroît, la demanderesse prétend que la *Loi* a exproprié un investissement qu'elle possédait ou contrôlait contrairement à l'article 1110 de l'ALÉNA. Cette plainte est également non fondée pour plusieurs motifs.

14. En effet, l'intérêt de la demanderesse sur le permis fluvial ne constitue pas un investissement susceptible d'être exproprié, car il ne confère pas un droit acquis à l'exploitation des ressources gazières qui pourraient s'y trouver. L'expert en droit minier du Canada, M^c Gagné,

qui possède plus de 35 ans d'expérience dans le domaine du droit minier au Québec, qualifie cet intérêt économique dans l'exploitation éventuelle des substances minérales dans un horizon géologique précis du territoire couvert par le permis fluvial. Cet intérêt économique futur est conditionnel, éventuel et incertain, car il dépend de la découverte de ressources gazières économiquement exploitables et de l'octroi de plusieurs autres permis et autorisations du gouvernement du Québec. Un tel intérêt ne constitue pas un investissement susceptible d'être exproprié.

15. De plus, même si le Tribunal en venait à la conclusion que l'intérêt de la demanderesse dans le permis fluvial est susceptible d'être exproprié, la *Loi* n'a pas privé substantiellement la demanderesse de son investissement car l'impact de la *Loi* doit s'apprécier sur l'ensemble des intérêts de la demanderesse dans le Bloc Champlain/Bécancour et non uniquement sur les intérêts dans le permis fluvial. Dans son mémoire en réplique, la demanderesse change radicalement de discours et veut faire oublier au Tribunal que son projet de développement à l'époque des faits visait non pas le permis fluvial isolément, mais bien la mise en valeur de l'ensemble des ressources qui pourraient se trouver sur le territoire des cinq permis de recherche qui constituent le Bloc Champlain/Bécancour. Pour s'en convaincre, il suffit de remarquer qu'alors que dans son premier mémoire la demanderesse réfère 37 fois au Bloc Champlain/Bécancour, cette expression a curieusement presque complètement disparu de son vocabulaire lors de la rédaction du mémoire en réplique pour être remplacée par des références au permis fluvial.

16. La demanderesse veut maintenant convaincre le Tribunal que ses intérêts dans le permis fluvial constituent des intérêts distincts et indépendants de ses intérêts dans les quatre permis terrestres du Bloc Champlain/Bécancour. Ce nouvel argument de la partie adverse est cousu de fil blanc. En effet, cet argument est d'abord et avant tout contraire aux déclarations de ses propres témoins. La déclaration de monsieur Axani du 10 avril 2015 est sans équivoque : LPRC avait l'intention de mettre en valeur non pas le permis fluvial de manière indépendante, mais bien l'ensemble du Bloc Champlain/Bécancour¹.

¹ CWS-001-Witness Statement of Douglas W. Axani, para. 26-27 et 40-48.

17. L'argument de la demanderesse est aussi contraire à ses propres arguments juridictionnels. Notamment, la demanderesse se fonde sur l'existence de travaux de recherche sur le territoire des permis terrestres pour prétendre que ses intérêts dans le permis fluvial découlent de l'engagement de capitaux au sens de la définition du terme « investissement » à l'article 1139(h) de l'ALÉNA. La demanderesse ne peut plaider une chose et son contraire. Elle ne peut plaider, pour les fins d'établir la juridiction du Tribunal, que les travaux de recherche effectués sur le territoire des permis terrestres ont en réalité été effectués pour acquérir des intérêts sur l'ensemble du Bloc Champlain/Bécancour, incluant le permis fluvial², et du même souffle plaider que ses intérêts sur le permis fluvial forment un investissement distinct et indépendant des permis terrestres aux fins de l'application de l'article 1110 de l'ALÉNA.

18. Lorsque les intérêts de la demanderesse dans le Bloc Champlain/Bécancour sont considérés dans leur ensemble, il est impossible de prétendre que la *Loi* a eu pour effet de substantiellement priver la demanderesse de ses intérêts, car elle n'a révoqué que l'un des cinq permis du Bloc Champlain/Bécancour.

19. Même si le Tribunal en venait à la conclusion que la *Loi* a eu pour effet de substantiellement priver la demanderesse de ses intérêts, elle constitue néanmoins un exercice valide du pouvoir de police du Québec de sorte que cette mesure ne contrevient pas à l'article 1110 de l'ALÉNA. En effet, la preuve au dossier démontre que la *Loi* est une mesure non-discriminatoire qui a été adoptée dans un but de protection légitime du bien-être public, à savoir protéger le fleuve Saint-Laurent des activités pétrolières et gazières.

20. Indépendamment du bien-fondé des motifs de réclamation fondés sur les articles 1105 et 1110 de l'ALÉNA, la plainte de la demanderesse doit être rejetée, car ses intérêts contractuels découlant du Contrat d'affermage et du Contrat fluvial ne satisfont pas à la définition d'investissement contenue à l'article 1139 de l'ALÉNA et ne sont donc pas protégés par le traité.

21. Tel que l'explique M^e Gagné, et contrairement à ce que prétend la demanderesse, la titulaire du permis fluvial, l'entreprise canadienne Junex, n'a pas démembré son droit de propriété dans le permis fluvial en faveur de CFOL. Cette dernière ne peut prétendre détenir un

² Mémoire de la demanderesse, para. 210.

droit réel dans le permis fluvial, mais bien uniquement un droit personnel qui porte sur un intérêt économique futur dans l'exploration et l'exploitation éventuelle des substances minérales dans un horizon géologique précis du territoire couvert par le permis fluvial. Les droits de la demanderesse découlant du Contrat fluvial ne constituent donc pas un investissement au sens de l'article 1139(g) de l'ALÉNA.

22. De tels droits ne constituent pas non plus un investissement au sens de l'article 1139(h) de l'ALÉNA, car ils ne découlent pas de l'engagement de capitaux ou d'autres ressources. La demanderesse prétend que les travaux de recherche effectués sur le territoire des permis terrestres ont été effectués en vue de mettre en valeur les ressources qui pourraient se trouver sur le territoire du permis fluvial et que ces capitaux ont été engagés pour obtenir des intérêts dans le permis fluvial³. Cette prétention est invraisemblable. Elle ne reflète pas le libellé du Contrat fluvial qui n'oblige pas CFOL à effectuer des travaux de recherche. Qui plus est, cette prétention n'est pas conforme à la chronologie de la réalisation des travaux de recherche sur le territoire des permis terrestres. En effet, ces travaux ont été réalisés bien avant la délivrance du permis fluvial. Enfin, le paiement des rentes annuelles du permis fluvial ne peut servir de fondement à l'existence d'un investissement au sens de l'article 1139(h), car ces rentes ont été acquittées par Junex, la seule titulaire du permis fluvial.

23. La plainte de LPRI doit aussi être rejetée, car la *Loi* ne concerne pas LPRC ou son investissement au sens de l'article 1101 de l'ALÉNA. Il n'existe pas de connexion légale substantielle entre la *Loi* et LPRC. Contrairement à ce que prétend la demanderesse, la *Loi* ne vise pas directement LPRC et tout effet de la *Loi* sur LPRC est indirect, car les droits personnels que détient LPRC vis-à-vis de Junex en vertu du Contrat fluvial n'ont pas été révoqués par la *Loi*. Contrairement aux neuf détenteurs des droits miniers qui ont été révoqués ou dont la superficie a été réduite avec l'entrée en vigueur de la *Loi*, leurs co-contractants forment une classe indéterminée et indéterminable d'investisseurs. La demanderesse reconnaît que des fournisseurs de services et d'équipement servant à mettre en valeur les ressources en hydrocarbures forment une classe indéterminée d'investisseurs⁴. Elle se distingue toutefois de ces fournisseurs de services en soulignant que de telles entreprises ne possèdent pas de droit de propriété dans les

³ Mémoire en réplique, para. 276-277.

⁴ Mémoire en réplique, para. 238.

permis de recherche. Or, contrairement à ce que prétend la demanderesse, elle ne possède pas elle non plus de droit de propriété dans le permis fluvial et se trouve exactement dans la même situation que les fournisseurs qu'elle décrit, car comme eux, elle ne détient qu'un droit personnel qui ne peut être exercé que vis-à-vis de Junex.

24. Au cas où le Tribunal conclurait que l'adoption de la *Loi* contrevient aux obligations du Canada et engage sa responsabilité internationale, il devrait refuser d'accorder l'indemnité réclamée par la demanderesse puisqu'elle n'a toujours pas établi que l'intérêt de LPRC dans le permis fluvial avait une valeur au moment de l'entrée en vigueur de la *Loi*.

25. Il ne fait aucun doute, à la lecture de ses plaidoiries, que la demanderesse caressait de grands rêves pour le Bloc Champlain/Bécancour. Toutefois, dans le contexte d'un mécanisme de règlement des différends comme le chapitre 11 de l'ALÉNA, la demanderesse ne peut prendre ses rêves pour la réalité et demander au Tribunal de calculer l'indemnité qui lui est supposément due en fonction de profits hypothétiques et spéculatifs. Or, comme elle l'avait fait dans son mémoire, la demanderesse évalue ses dommages dans son mémoire en réplique en se fondant sur une analyse de la valeur actualisée des flux de trésorerie. Ce faisant, elle demande au Tribunal de tenir pour acquis qu'elle aurait été la seule entreprise au Québec à pouvoir exploiter des ressources en hydrocarbures de façon commerciale, car aucune autre entreprise, même à ce jour, n'a encore atteint cette étape de développement. Cette méthode d'évaluation est clairement inappropriée dans les cas, comme celui-ci, où un investisseur ne peut faire la preuve d'un historique de profits parce que son projet est resté sur la planche à dessin et n'a jamais été mis à exécution.

26. Dans le cas en l'espèce, il n'y avait même pas à l'époque de plan de développement et celui que propose maintenant la demanderesse pour les fins de ce litige est irréaliste et spéculatif.

27. En réponse à une demande de production visant à obtenir les plans de développement élaborés pour mettre en valeur les ressources sur le territoire du Bloc Champlain/Bécancour, le seul document que la demanderesse a produit qui peut s'apparenter à un projet de développement est une présentation de ses intérêts dans les basses-terres du Saint-Laurent. La demanderesse a produit une version de cette présentation datée du mois de décembre 2010 à l'appui de son

mémoire en réplique⁵. Or, ce document ne contient qu'une description rudimentaire du projet de la demanderesse et il appert maintenant que le seul plan de développement concret pour le développement des ressources gazières sur le territoire du permis fluvial a été préparé par GLJ pour les fins de cet arbitrage.

28. Le projet de développement de la demanderesse est également irréaliste, car il ne tient pas compte des nombreuses contraintes auxquelles elle aurait fait face. Au premier chef de ces contraintes figure le fait que le droit minier québécois ne permet pas le forage de puits entre le territoire de permis de recherche contigus, et ce, même si ces permis sont détenus par le même titulaire. Tel que l'explique M^e Gagné, le droit minier québécois limite le forage de puits tant en superficie qu'en profondeur au périmètre du permis de recherche. Cette opinion est corroborée par M^e Danie Daigle, qui travaillait à l'époque des faits à la Direction des affaires juridiques du ministère des Ressources naturelles.

29. Enfin, le projet de développement est exceptionnellement spéculatif en raison de plusieurs facteurs. D'abord, les travaux de recherche relativement modestes menés sur le territoire du Bloc Champlain/Bécancour font en sorte que la ressource est toujours considérée comme non découverte et prospective et que la quantité de gaz que pourrait receler le territoire du permis fluvial est assujettie à un risque géologique important. Ensuite, le prix du gaz est incertain et sujet à d'importantes fluctuations ce qui a un impact direct sur la rentabilité des projets. Le manque de disponibilité d'une main d'œuvre qualifiée dans le secteur des hydrocarbures au Québec aurait également eu un impact important sur la rentabilité du projet de la demanderesse. De plus, de nombreux autres permis et autorisations auraient été requis de la part du gouvernement du Québec avant que la demanderesse ait pu exploiter le gaz qui pourrait se trouver sur le territoire du permis fluvial. Notamment, la demanderesse aurait dû obtenir un certificat d'autorisation de la part du ministère de l'Environnement, ce qui l'aurait obligée à informer et à consulter le public ainsi qu'à permettre aux municipalités concernées d'exprimer leur point de vue sur un tel projet. Outre les permis et autorisations du gouvernement, la demanderesse aurait également dû négocier avec les titulaires des permis de recherche contigus à la partie sud-est du permis fluvial avant de pouvoir forer des puits à partir du territoire de leurs

⁵ C-153, Forest Oil, December 2010 "In the Zone" Presentation.

permis de recherche. En fait, le projet de la demanderesse est tellement spéculatif que même la titulaire du permis fluvial, Junex, est apparemment incapable de prédire si elle aurait choisi de convertir sa redevance dérogatoire brute en participation tel que le permettent le Contrat d'affermage et le Contrat fluvial.

30. Plutôt que d'expliquer dans son mémoire en réplique en quoi ces facteurs d'incertitude ne sont pas susceptibles d'affecter la réalisation de son projet, la demanderesse prend un raccourci en tentant de renverser le fardeau de la preuve. Elle plaide qu'il n'y a aucune raison de croire que ces facteurs auraient eu un impact sur son plan de développement et met le Canada au défi de prouver le contraire. Or, le fardeau de démontrer que le projet de la demanderesse n'est pas spéculatif lui incombe et elle ne peut se contenter de mettre de l'avant un projet de développement sans convaincre le Tribunal qu'il est bien fondé. À tout événement, la demanderesse fait erreur, car il existe effectivement des raisons de croire que de nombreux obstacles se seraient dressés devant elle lesquels auraient pu remettre en cause la réalisation de son projet.

31. Par exemple, la demanderesse prétend naïvement qu'il n'y a aucune raison de croire que la présence de la centrale nucléaire de Gentilly, située sur la rive sud du fleuve Saint-Laurent, sur un territoire directement adjacent au permis fluvial, aurait empêché la demanderesse d'exploiter les ressources gazières qui pourraient se trouver sur le territoire du permis fluvial en forant des puits horizontaux et en ayant recours à des activités de fracturation hydraulique. Or, le ministère des Ressources naturelles a avisé Junex lors de la délivrance du permis fluvial qu'elle devrait vérifier si des autorisations étaient nécessaires pour mener des travaux sur le territoire de la centrale nucléaire. D'après monsieur Gosselin, qui occupait alors le poste de sous-ministre associé à l'énergie au ministère des Ressources naturelles, il est clair que la demanderesse n'aurait pu obtenir un permis de forage à moins de pouvoir démontrer que le forage n'aurait pas porté atteinte à la sécurité de la centrale nucléaire. Le témoignage de monsieur Frappier, le directeur général de la Direction de la réglementation des centrales nucléaires à la Commission canadienne de sûreté nucléaire (« CCSN »), est au même effet.

32. Même si le Tribunal en venait à la conclusion qu'il est approprié en l'espèce de calculer les dommages encourus par la demanderesse sur la base de la valeur actualisée des flux de trésorerie,

le calcul proposé par les experts de la demanderesse comporte d'importantes lacunes. Notamment, ils sous-estiment considérablement le taux d'actualisation qui doit être utilisé pour tenir compte des nombreuses incertitudes entourant le projet de développement de la demanderesse. Plutôt que de tenir compte du risque réglementaire associé au développement d'un régime législatif et réglementaire propre à la mise en valeur des hydrocarbures, les experts de la demanderesse ont tout simplement ignoré ce risque au motif que les diverses mesures adoptées depuis 2010 sont une partie intégrante de la mesure contestée dans cet arbitrage. Parmi ces mesures que les experts de la demanderesse ignorent l'on retrouve la décision du gouvernement du Québec d'accepter la recommandation du Rapport 273 du BAPE et de mettre sur pied l'ÉES-GS au mois de mars 2011. Pourtant, il est clair depuis le début du différend que la seule mesure contestée dans cet arbitrage est l'adoption de la *Loi*. Nulle part dans ses plaidoiries la demanderesse n'allègue que la décision du gouvernement du Québec de mettre sur pied l'ÉES-GS contrevient aux obligations du Canada en vertu de l'ALÉNA ou qu'elle fasse partie intégrante de la mesure contestée. Dans ces circonstances, il est tout à fait inapproprié d'ignorer l'incertitude considérable engendrée par l'élaboration d'un nouveau cadre législatif et réglementaire propre aux ressources en hydrocarbures.

33. Pour corroborer le montant réclamé en se fondant sur une analyse de la valeur actualisée des flux de trésorerie, la demanderesse identifie des transactions qui visent des intérêts qu'elle qualifie de comparables à ceux de LPRC dans le permis fluvial. Cette approche mérite une extrême prudence car les gisements de gaz de schiste sont comme des flocons de neige : aucun n'est pareil⁶. Ayant conclu qu'il n'existe pas de transactions véritablement comparables au Québec, la demanderesse compare ces intérêts à des transactions qui visent des gisements de gaz de schiste situés dans des régions et provinces canadiennes qui possèdent une industrie pétrolière et gazière, de même qu'un cadre législatif et réglementaire, extrêmement développés. L'absence de comparaison possible entre la valeur des permis de recherche en Alberta et en Colombie-Britannique avec la valeur des permis de recherche au Québec a été admise par le président de l'APGQ et le président de Junex en mars 2011, soit quelques mois à peine avant l'adoption de la *Loi*.

⁶ R-293, A Strategic Communications Plan for Shale Gas Producers in Canada, p. 9.

34. Subsidiairement, la demanderesse maintient dans son mémoire en réplique sa demande au Tribunal de lui octroyer des dommages équivalents aux coûts encourus pour effectuer des travaux de recherche sur le Bloc Champlain/Bécancour. La demanderesse plaide que cette demande est justifiée, car elle prétend que ces coûts ont tous été encourus pour explorer le territoire du permis fluvial. Tel que l'explique Deloitte, l'expert du Canada, il n'y a aucune preuve que les travaux de recherche sur le territoire des permis terrestres visaient le territoire du permis fluvial ou qu'ils n'auraient pas été encourus en l'absence du permis fluvial. De plus, la grande majorité des travaux de recherche ont été réalisés avant la date de délivrance du permis fluvial alors que le ministère des Ressources naturelles avait suspendu indéfiniment le traitement de la demande de Junex. Tout au plus, la demanderesse peut prétendre à une proportion des coûts encourus après la délivrance du permis fluvial en fonction de la superficie des permis de recherche constituant le Bloc Champlain/Bécancour.

35. Finalement, une mise en garde s'impose à la lecture du mémoire en réplique de la demanderesse. En effet, à plusieurs occasions la demanderesse propose une interprétation erronée de la preuve documentaire qui est susceptible d'induire le Tribunal en erreur. Ainsi, la demanderesse affirme que l'ébauche du mémoire au Conseil des ministres du 29 avril 2011 contient un énoncé à l'effet qu'il est possible de forer des puits de manière sécuritaire sous le lit du fleuve Saint-Laurent⁷. Elle affirme aussi que cet énoncé aurait été inclus dans les ébauches du mémoire au Conseil des ministres concernant le projet de loi 18 jusqu'au 4 mai 2011⁸. Cette affirmation est répétée à nouveau aux paragraphes 542 à 544 du mémoire en réplique. La demanderesse s'en sert même pour remettre en question la prétention du Canada voulant que le Rapport 273 du BAPE a informé la réflexion des fonctionnaires du ministère des Ressources naturelles⁹. Or, une révision des ébauches du mémoire au Conseil des ministres permet de constater que ces affirmations répétées sont inexactes. [REDACTED]

[REDACTED] ¹⁰.

⁷ Mémoire en réplique, para. 86.

⁸ Mémoire en réplique, para. 499.

⁹ Mémoire en réplique, para. 85.

¹⁰ **C-122**, Mémoire au conseil des ministres - De: Madame Nathalie Normandeau, Ministre des Ressources naturelles et de la Faune - Objet: Projet de loi qui interdit les activités d'exploration et d'exploitation pétrolière et gazière dans le fleuve, l'estuaire et la partie nord-ouest du - golfe du Saint-Laurent (3 February 2011)

36. Ailleurs dans son mémoire en réplique, la demanderesse prétend que la ministre Normandeau aurait ignoré la position de ses propres fonctionnaires selon laquelle toute mesure affectant des permis de recherche dans le fleuve Saint-Laurent ne devrait être que temporaire en attendant l'élaboration d'un nouveau cadre législatif et réglementaire¹¹. Or, il semble que cette prétention résulte d'une lecture erronée de certains documents qui réfèrent, non pas à l'interdiction des activités pétrolières et gazières dans la partie fluviale du Saint-Laurent, [REDACTED]

37. Compte tenu de ces inexactitudes, et plusieurs autres qui ne peuvent pas toutes être énumérées dans ce sommaire, le Canada invite le Tribunal à la plus grande prudence lorsqu'elle consultera le mémoire en réplique de la demanderesse.

Documents soumis :

- Déclaration supplémentaire de madame Luce Asselin : madame Asselin met à jour la description de l'industrie pétrolière et gazière au Québec contenue dans sa première déclaration produite au soutien du contre-mémoire du Canada. Elle rend également compte des efforts d'encadrement et de réglementation de l'industrie des hydrocarbures qui ont eu cours depuis le 16 juillet 2015, soit notamment l'aboutissement des démarches qui étaient en cours à cette époque.
- Déclaration supplémentaire de monsieur Mario Gosselin : monsieur Gosselin décrit les circonstances entourant l'adoption de la *Loi* et notamment les facteurs qui ont motivé la révocation des permis de recherche situés dans le fleuve Saint-Laurent. Il explique aussi les circonstances entourant la rédaction des ébauches du mémoire au Conseil des ministres qui concerne le projet de loi 18. Monsieur Gosselin témoigne également quant à la possibilité de forer des puits et de recourir à des activités de fracturation hydraulique à proximité de la centrale

¹¹ Mémoire en réplique, para. 392 et 393.

¹² **C-144**, Programme d'évaluation environnementale stratégique – Rapport préliminaire de l'EESI (Bassin de l'estuaire maritime et du nord-ouest du golfe du Saint-Laurent) (2011); **C-115**, État de situation (20101109-40) - Proposition de deux scénarios visant à interdire de façon permanente toutes activités d'exploration et d'exploitation pétrolière et gazière dans l'estuaire du Saint-Laurent (11 November 2010).

nucléaire de Gentilly située sur un territoire directement adjacent à celui du permis fluvial. Enfin, monsieur Gosselin traite de la possibilité de forer des puits entre deux permis contigus.

- Déclaration supplémentaire de monsieur Robert Sauvé : monsieur Sauvé décrit les circonstances entourant l'élaboration du projet de loi 18 et aborde à nouveau la réunion du 12 janvier 2011 entre le ministère des Ressources naturelles et les représentants de Junex et Forest Oil. Il confirme que les fonctionnaires n'ont pris aucun engagement par rapport à la possibilité de forer des puits horizontaux sous le lit du fleuve Saint-Laurent à partir de la rive.
- Déclaration de monsieur Marc-Antoine Adam : monsieur Adam occupe le poste de secrétaire général associé chargé du Secrétariat du Conseil exécutif depuis le 13 juillet 2015. Il témoigne à propos du mandat et de la structure du ministère du Conseil exécutif ainsi que du processus menant à une décision du Conseil des ministres relativement à un projet de loi, incluant quant à la sensibilité institutionnelle et politique du processus tel qu'il avait cours au moment de l'adoption de la *Loi* en 2011.
- Déclaration de M^e Danie Daigle : M^e Daigle était avocate à la Direction des affaires juridiques du ministère des Ressources naturelles du 28 mai 2001 au 6 janvier 2014. Elle avait notamment la responsabilité de conseiller les fonctionnaires du ministère des Ressources naturelles sur des questions portant sur le droit minier et le droit de l'énergie. Elle témoigne quant à la légalité en droit minier québécois du forage entre deux permis contigus.
- Déclaration de monsieur Gerry Frappier : monsieur Frappier occupe les fonctions de directeur général de la Direction de la réglementation des centrales nucléaires à la Commission canadienne de sûreté nucléaire depuis 2016. Il témoigne quant à la possibilité de forer des puits et de recourir à des activités de fracturation hydraulique à proximité de la centrale nucléaire de Gentilly.
- Rapport d'expert supplémentaire de M^e Gagné (Fasken Martineau Dumoulin LLP) : M^e Gagné répond au rapport du professeur Tremblay produit à l'appui du mémoire en réplique de la demanderesse. Il aborde à nouveau la nature des droits conférés à CFOL en vertu des ententes intervenues entre Forest Oil, CFOL et Junex relativement au permis fluvial. Il explique aussi les obligations qui incombent au titulaire d'un permis de recherche aux fins de l'obtention d'un bail

d'exploitation et de la réalisation d'activités d'exploitation. Il donne son avis quant à la possibilité, en droit québécois, de forer des puits entre deux permis contigus. Enfin, il traite à nouveau des attentes qu'auraient pu avoir des entreprises pétrolières et gazières désirant réaliser des projets d'exploration similaires à celui de CFOL dans le contexte précédant l'adoption de la *Loi* compte tenu de l'évolution du cadre législatif et réglementaire applicable depuis son premier rapport.

- Rapports d'experts supplémentaires de messieurs Cary Mamer, Robin Bertram et Larry Boyd (Deloitte LLP) : Les rapports de messieurs Bertram et Boyd et de monsieur Mamer répondent respectivement aux rapports supplémentaires de GLJ et de FTI produits à l'appui du mémoire en réplique de LPRI. Ils contiennent une évaluation révisée des ressources gazières prospectives sur le territoire du permis fluvial ainsi qu'une évaluation révisée des dommages prétendument subis par la demanderesse et LPRC en raison de l'adoption de la *Loi*.

I. EXPOSÉ DES FAITS

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

38. À l'heure actuelle, il n'existe toujours aucune exploitation commerciale d'hydrocarbures au Québec et l'industrie pétrolière et gazière y demeure tout aussi embryonnaire qu'elle ne l'était au moment du dépôt du contre-mémoire du Canada en juillet 2015¹³. En ce qui concerne plus particulièrement les basses-terres du Saint-Laurent, où est situé le Bloc Champlain/Bécancour, l'existence de ressources en hydrocarbures économiquement exploitables n'a toujours pas été démontrée. Notamment, aucun détenteur de permis de recherche dans les basses-terres du Saint-Laurent n'a encore transmis d'avis de découverte d'un gisement de pétrole ou de gaz naturel au ministre des Ressources naturelles¹⁴. Or, la transmission d'un tel avis est obligatoire dès qu'un titulaire de permis de recherche fait la découverte d'un gisement de pétrole ou de gaz naturel¹⁵. À plus forte raison, aucun bail d'exploitation n'y a encore été délivré¹⁶.

¹³ RWS-001A-Asselin, para. 3; **R-240**, Gouvernement du Québec, Évaluation environnementale stratégique sur les hydrocarbures, « Synthèse des connaissances et plan d'acquisition de connaissances additionnelles », 2015, p. 4.

¹⁴ RWS-01A-Asselin, para. 5.

¹⁵ **R-002**, *Loi sur les mines*, RLRQ, chapitre M-13.1 (version en vigueur le 12 juin 2011), article 176; RER-004-Gagné, para. 103 et 104.

¹⁶ RWS-0001A-Asselin, para. 5.

1. Aucun puits n'a été foré depuis 2010 dans le shale d'Utica en dépit de l'absence d'interdiction de travaux d'exploration ou d'exploitation en milieu terrestre

39. La *Loi limitant les activités pétrolières et gazières* n'interdit les activités pétrolières et gazières que dans le fleuve Saint-Laurent en amont de l'île d'Anticosti et sur les îles qui s'y trouvent. Les activités pétrolières et gazières en milieu terrestre n'ont jamais été interdites au Québec, même s'il est vrai que pendant la durée de l'ÉES-GS, soit une période de près de trois ans entre le 8 mars 2011 et le 15 janvier 2014, les nouveaux forages n'auraient été autorisés que pour les besoins de développement de connaissances scientifiques de l'évaluation environnementale stratégique¹⁷.

40. Un projet de loi déposé à l'Assemblée nationale le 15 mai 2013 intitulé *Loi interdisant certaines activités destinées à rechercher ou à exploiter du gaz naturel dans le schiste*¹⁸ proposait d'interdire temporairement les forages et les opérations de fracturation hydraulique destinés à explorer ou exploiter le gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent, et ce, jusqu'à la date d'entrée en vigueur d'une loi établissant de nouvelles règles applicables à la recherche et à l'exploitation des hydrocarbures ou, au plus tard, cinq ans après la date d'entrée en vigueur de cette loi. Ce projet de loi n'a cependant jamais été adopté.

41. En dépit de l'absence de toute interdiction, temporaire ou permanente, visant les activités pétrolières ou gazières, aucune demande de forage ou de levé géophysique dans le shale d'Utica, même pour les fins de développement des connaissances scientifiques, n'a été soumise au ministère des Ressources naturelles¹⁹ depuis 2010²⁰.

42. À l'échelle du Québec, seuls trois petits projets, soit les projets Haldimand, Galt et Bourque sont en cours actuellement. Ils sont situés en Gaspésie, à plusieurs centaines de kilomètres des basses-terres du Saint-Laurent et concernent des ressources hydrocarbures dans

¹⁷ **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.

¹⁸ **R-039**, Projet de loi n° 37, *Loi interdisant certaines activités destinées à rechercher ou à exploiter du gaz naturel dans le schiste*, 1ère session, 40ème législature, Québec, 2013 (présenté le 15 mai 2013).

¹⁹ La dénomination du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles a évolué au fil des années. Tout au long de ce mémoire en duplique, ce ministère sera désigné « ministère des Ressources naturelles », quelle qu'ait été sa dénomination de l'époque.

²⁰ RWS-001A-Asselin, para. 2.

des réservoirs conventionnels. Ces projets sont encore au stade exploratoire et aucun n'a encore mené à une production commerciale d'hydrocarbures²¹.

43. Ce manque d'empressement de l'industrie à développer les ressources en hydrocarbures qui pourraient se trouver dans le shale d'Utica est attribuable à une série de facteurs qui n'ont rien à voir avec la mesure contestée dans cet arbitrage. Notamment, la volatilité des prix du gaz naturel, le faible niveau d'acceptabilité sociale de l'industrie des hydrocarbures, l'élaboration d'un cadre législatif et réglementaire propre à la mise en valeur des ressources en hydrocarbures et, surtout, l'adoption prochaine d'un cadre fiscal et d'un régime de redevances associés à la mise en valeur du pétrole et du gaz naturel au Québec sont autant de facteurs qui ont refroidi les ardeurs de l'industrie à poursuivre des travaux de recherche au Québec²².

44. Les déclarations des témoins de la demanderesse semblent confirmer ces raisons expliquant la stagnation des travaux d'exploration au Québec. La déclaration de monsieur Axani du 19 mai 2017 explique que « [o]ur business judgment after Bill 18 was not to invest additional capital to complete the last exploration work and begin production until there was clear government support and an updated set of oil and gas regulations comparable with other top tier jurisdictions in North America. »²³ La déclaration de monsieur Lavoie, le président directeur général de Junex, est au même effet. Celui-ci attribue l'absence de travaux d'exploration à la difficulté d'obtenir des permis du ministère des Ressources naturelles, l'incertitude quant à la réglementation future et, de manière plus générale, à ce qu'il perçoit comme étant un manque d'engagement du gouvernement du Québec par rapport au développement des ressources hydrocarbures²⁴.

²¹ RWS-001A-Asselin, para. 4.

²² RWS-001A-Asselin, para. 6; RWS-001-Asselin, para. 15-19.

²³ CWS-006-Reply Witness Statement of Doug Axani, para. 73.

²⁴ CWS-009-Reply Witness Statement of Jean-Yves Lavoie, para. 44.

B. Depuis 2015, le gouvernement du Québec a poursuivi ses démarches pour étudier et documenter les impacts du développement d'une nouvelle filière énergétique fondée sur l'exploitation d'hydrocarbures : le plan d'action gouvernemental sur les hydrocarbures

45. Le contre-mémoire du Canada décrit les efforts déployés par le gouvernement du Québec depuis 2004 pour étudier et documenter les impacts du développement d'une nouvelle filière énergétique au Québec fondée sur la mise en valeur des ressources en hydrocarbures. Ces efforts se sont poursuivis depuis la rédaction du contre-mémoire et ont culminé récemment avec l'adoption, le 10 décembre 2016, de la *Loi concernant la mise en œuvre de la Politique énergétique 2030 et modifiant diverses dispositions législatives* (la « Loi de la Politique énergétique 2030 »). Cette loi édicte la *Loi sur les hydrocarbures* qui entrera en vigueur à une date ultérieure et qui prévoit un cadre législatif propre aux activités de mise en valeur des ressources en hydrocarbures.

46. Ces développements, bien qu'ils soient postérieurs à la mesure contestée dans cet arbitrage, permettent néanmoins de situer la mesure contestée dans son contexte, à savoir, celui d'un gouvernement qui procède avec précaution pour documenter et analyser les enjeux liés au développement d'une nouvelle filière énergétique avant de jeter les bases d'un nouveau cadre législatif et réglementaire.

1. L'ÉES sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures et l'ÉES Anticosti : constats et recommandations

47. Dans le cadre du Plan d'action sur les hydrocarbures lancé en mai 2014, le gouvernement a réalisé une Évaluation environnementale stratégique (« ÉES ») sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures (« l'ÉES globale ») et une ÉES propre à l'île d'Anticosti.

48. La responsabilité de ces deux ÉES a été confiée au ministère des Ressources naturelles ainsi qu'au ministère de l'Environnement²⁵. Les travaux de ces deux ÉES ont été chapeautés par

²⁵ 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 mémoire en duplique, « ministère de l'Environnement », quelle qu'ait été sa dénomination à l'époque des faits évoqués.

un comité directeur composé de représentants gouvernementaux et d'experts indépendants issus des milieux universitaires²⁶.

49. L'ÉES globale s'intéresse à tous les aspects de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures en milieu terrestre et marin pour l'ensemble du Québec tandis que l'ÉES propre à l'île d'Anticosti était nécessaire pour (1) caractériser un territoire et une communauté peu documentés, et visés par une éventuelle implantation de l'industrie des hydrocarbures, (2) documenter les impacts sociaux et environnementaux potentiels sur l'île afin d'assurer la protection de la communauté qui y vit et des milieux naturels qui s'y trouvent, ceux-ci étant fragilisés par le caractère insulaire et isolé du territoire, (3) acquérir plus de connaissances sur le potentiel des ressources commercialement exploitables et (4) documenter l'ensemble des facteurs à considérer en vue d'éclairer la décision gouvernementale sur la suite à donner au projet de développement des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti.

50. Les deux ÉES sont rendues publiques au mois de mai 2016 et, bien qu'elles ne portent pas sur le même territoire, elles comportent néanmoins un bon nombre de recommandations communes portant sur la gouvernance des projets, l'acceptabilité sociale, l'eau, tout ce qui entoure la fracturation hydraulique et les émissions de gaz à effet de serre (« GES »). Les deux rapports se terminent par un constat selon lequel il y a encore de nouvelles connaissances à acquérir²⁷. Les principaux constats et recommandations de l'ÉES globale se lisent comme suit :

L'exploration et l'exploitation des hydrocarbures soulèvent de nombreuses préoccupations et comportent plusieurs défis en matière de développement durable pour l'ensemble des parties prenantes (entreprises, gouvernements, communautés locales, société civile, etc.), notamment en raison du caractère non renouvelable de ces ressources et des émissions de GES qui leur sont associés.

Aucun projet d'hydrocarbures sur le territoire du Québec n'est assez avancé actuellement pour qu'on puisse envisager une exploitation commerciale d'envergure à courte échéance. Une fois que la présence des ressources sera confirmée et son étendue mesurée, des études de faisabilité et des études économiques permettront

²⁶ RWS-001-Asselin, para. 23; **R-200**, Gouvernement du Québec, Évaluation environnementale stratégique, « Rapport sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures », mai 2016, pp. I-1; **R-201**, Gouvernement du Québec, Évaluation environnementale stratégique sur les hydrocarbures, « Rapport propre à l'île d'Anticosti », mai 2016, pp. I-2.

²⁷ **R-200**, Gouvernement du Québec, Évaluation environnementale stratégique, « Rapport sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures », mai 2016, pp. 148-152; **R-201**, Gouvernement du Québec, Évaluation environnementale stratégique sur les hydrocarbures, « Rapport propre à l'île d'Anticosti », mai 2016, pp. 84-87.

d'établir quelles sont celles qui sont commercialement exploitables (les réserves), en tenant compte des conditions économiques, techniques et réglementaires qui prévaudront alors. Parmi les principaux facteurs déterminants de telles études figurent notamment les perspectives concernant le prix des ressources, les coûts de production et le coût des infrastructures requises²⁸.

2. La protection de l'eau et l'acceptabilité sociale sont au cœur des préoccupations

51. Considérant la grande importance de l'eau dans les activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures, particulièrement en matière de fracturation hydraulique, l'eau fait l'objet de deux recommandations dans ces rapports. Une préoccupation importante concerne la diminution potentielle de la quantité d'eau de surface en raison des besoins anticipés pour la fracturation hydraulique. Une autre préoccupation concerne la migration et la contamination des eaux découlant de la fracturation hydraulique, lesquelles peuvent être causées par des facteurs variés tels une défaillance de l'équipement, des réservoirs ou des puits, les conditions climatiques ou le vandalisme. Quant à cette dernière préoccupation, ces rapports recommandent : de caractériser l'état initial des nappes phréatiques; de déterminer le risque de migration des fluides vers les aquifères par des fissures naturelles ou induites; d'utiliser une membrane imperméable sur le site pour réduire l'impact des fuites et la contamination des sols; de stocker les eaux usées dans des réservoirs fermés et de les manipuler avec précaution, en particulier lorsqu'elles sont transportées, en s'assurant de ne pas contaminer le milieu naturel par ruissellement ou par infiltration; d'installer des bermes en bordure des sites de forage pour diminuer les impacts des fuites et la contamination des sols; d'implanter une usine de traitement des eaux centralisée avec rejet en mer (phase exploitation); d'élaborer un plan de gestion des matières résiduelles et d'instaurer un suivi de la qualité des eaux souterraines, conformément à la réglementation applicable²⁹.

52. L'acceptabilité sociale des projets de mise en valeur des hydrocarbures fait également l'objet de recommandations particulières dans ces rapports. Les cinq constats de l'ÉES-globale

²⁸ **R-200**, Gouvernement du Québec, Évaluation environnementale stratégique, « Rapport sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures », mai 2016, p. V.

²⁹ **R-200**, Gouvernement du Québec, Évaluation environnementale stratégique, « Rapport sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures », mai 2016, pp. 150-151; **R-201**, Gouvernement du Québec, Évaluation environnementale stratégique sur les hydrocarbures, « Rapport propre à l'île d'Anticosti », mai 2016, p. 86.

sur l'acceptabilité sociale illustrent encore la nature du débat actuel autour des projets d'hydrocarbures :

- l'apparence de manque d'ouverture et de transparence, de même que le fait de ne pas tenir compte des dynamiques territoriales particulières et des disparités dans l'information scientifique véhiculée expliquent en partie l'absence d'acceptabilité sociale de la filière;
- la polémique à l'égard de l'industrie des hydrocarbures qui invite à un modèle de développement renouvelé;
- les préoccupations quant aux impacts sociaux et environnementaux et aux choix énergétiques, notamment ceux relatifs aux hydrocarbures;
- les questionnements sur le mode de gestion de l'industrie et sur le mode la (sic) gouvernance du territoire;
- la sensibilité de la population québécoise en ce qui concerne les enjeux environnementaux et ses doutes quant aux coûts et aux bénéfices économiques anticipés³⁰.

53. Pour faire face à ces défis, l'ÉES globale suggère de développer un nouveau modèle de gouvernance des projets de mise en valeur des hydrocarbures axé sur la concertation régionale et sur la recherche d'un meilleur équilibre dans le partage des responsabilités. Ce nouveau modèle devrait être développé avec les différents acteurs de la société civile et devrait favoriser une plus grande participation des collectivités locales³¹. L'ÉES globale recommande aussi au gouvernement du Québec de mettre en place des mécanismes pour favoriser l'acceptabilité sociale des projets d'hydrocarbures en permettant, entre autres, une plus grande participation des collectivités locales dans la planification territoriale, en appuyant le développement de l'expertise locale, en élaborant des outils pour accompagner les promoteurs, les instances locales et régionales ainsi que les communautés autochtones dans la négociation d'ententes permettant le partage des retombées et des bénéfices des projets de mise en valeur des hydrocarbures³².

³⁰ **R-200**, Gouvernement du Québec, Évaluation environnementale stratégique, « Rapport sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures », mai 2016, p. 20.

³¹ **R-200**, Gouvernement du Québec, Évaluation environnementale stratégique, « Rapport sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures », mai 2016, p. 28.

³² **R-200**, Gouvernement du Québec, Évaluation environnementale stratégique, « Rapport sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures », mai 2016, p. 32.

3. Ces démarches ne visent pas à injecter de l'incertitude dans le marché mais plutôt à faire en sorte que la mise en valeur d'une nouvelle ressource se fasse dans les meilleures conditions possibles

54. Contrairement à ce que prétend la demanderesse, ces nombreuses démarches du gouvernement du Québec ne visent pas à « injecter de l'incertitude dans le marché »³³. Elles visent plutôt à clarifier les nombreux enjeux que suscite le développement potentiel d'une nouvelle filière énergétique fondée sur la mise en valeur d'énergies fossiles dans une juridiction où l'énergie primaire produite est entièrement renouvelable³⁴. Tel que l'explique madame Asselin, la sous-ministre associée à l'énergie au ministère des Ressources naturelles, en effectuant ce travail de recherche et d'analyse, le gouvernement du Québec « procède de façon méthodique et prudente et s'assure d'asseoir la législation à venir sur de solides bases scientifiques. »³⁵ Ainsi, loin de constituer une source d'incertitude, ces démarches ont pour objectif de remédier à l'incertitude causée par l'application d'un régime législatif et réglementaire mal adapté aux réalités des activités de mise en valeur des ressources pétrolières et gazières.

55. La demanderesse et Junex, par l'entremise de l'APGQ, se sont d'ailleurs toujours montrées favorables aux démarches d'acquisition de connaissances du gouvernement du Québec dont elles ont reconnu le bien-fondé. Sur ce point, le discours prononcé par le président de l'APGQ à la suite de l'annonce du gouvernement du Québec, le 8 mars 2011, de donner suite à la principale recommandation du Rapport 273 du BAPE et de réaliser une ÉES sur la mise en valeur du gaz de schiste est particulièrement éloquent :

J'annonce que l'Association pétrolière et gazière du Québec accueille favorablement, dans leur ensemble, le rapport du BAPE et la réponse gouvernementale qui a suivi. Les recommandations de la commission procèdent d'une large consultation et d'un effort authentique d'analyse objective. Elles tracent le chemin d'une démarche de réflexion et de prudence, propre à rassurer la collectivité québécoise sur la possibilité voire l'opportunité d'un développement responsable de ses ressources gazières. Le gouvernement donne du temps à la tenue d'une étude rigoureuse et d'un débat éclairé

³³ Mémoire en réplique, para. 626 et 669 : « [...] the reasons that companies began to hold off on continuing to invest capital in Quebec in 2010/2011 have far more to do with the uncertainty that the Quebec government was injecting in the market [...] » et « [...] Quebec, through its actions and prolonged inactions, has injected uncertainty into the market [...] ».

³⁴ RWS-001-Asselin, para. 10.

³⁵ RWS-001-Asselin, para. 28.

sur les décisions collectives à prendre. Les membres de l'Association tiennent à faire savoir qu'ils y participeront activement et avec l'ouverture d'esprit que requiert un sujet de cette importance et de cette complexité. Avec l'ensemble des québécoises et des québécois, ils considèrent en effet que le développement de la ressource gazière ne se réalisera qu'à la condition de passer le test de l'intérêt public.

[...]

On pourra toujours – c'est notamment le cas de l'Association – prendre des distances par rapport à certains constats et recommandations du BAPE et de la réponse gouvernementale, mais il faut convenir que ces derniers proposent une attitude de sagesse qui place dorénavant ce débat sur la bonne voie. Le rapport crée un espace de discussion et d'analyse objectives qui nous fait sortir de la dynamique manichéenne où s'affrontent les bons et les méchants. En présence d'une ressource qui est un bien en soi, il s'agit maintenant pour la société québécoise de faire une lecture commune des réalités scientifiques, environnementales et socio-économiques à partir desquelles doivent se prendre des décisions avisées de développement³⁶.

56. L'APGQ et la demanderesse ont activement participé aux différents travaux d'acquisition de connaissances du gouvernement du Québec. Elles ont présenté des mémoires aux comités du BAPE mis sur pied pour étudier le développement durable de l'industrie du gaz de schiste au Québec et les enjeux liés à l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste dans le shale d'Utica des basses-terres du Saint-Laurent³⁷. Elles ont aussi participé aux travaux de l'ÉES-GS de même que de l'ÉES globale³⁸. La demanderesse est donc mal placée pour maintenant alléguer que la démarche d'acquisition de connaissances du gouvernement du Québec est une source d'incertitude ou qu'elle lui porte préjudice.

C. L'élaboration d'un nouveau régime législatif et réglementaire applicable à la mise en valeur des ressources en hydrocarbures

57. Les informations recueillies depuis 2004 ont préparé le terrain pour l'élaboration d'une nouvelle politique énergétique ainsi que l'adoption d'une nouvelle loi spécifique encadrant les activités d'exploration et d'exploitation qui sont propres à la mise en valeur d'hydrocarbures.

³⁶ **R-241**, Association pétrolière et gazière du Québec, Communiqué de presse, « Lucien Bouchard, président de l'APGQ, commente le rapport du BAPE sur les gaz de schiste », 14 mars 2011.

³⁷ **R-242**, Association pétrolière et gazière du Québec, Présentation sur l'état de la situation des activités et les perspectives, octobre 2010, 24 p., produit dans le cadre de : **R-024**, BAPE, Rapport 273, Rapport d'enquête et d'audience publique, *Développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec*, février 2011

³⁸ **R-243**, Association pétrolière et gazière du Québec, Mémoire de l'Association pétrolière et Gazière du Québec, novembre 2015, 12 p., produit dans le cadre de : **R-200**, Gouvernement du Québec, Évaluation environnementale stratégique, « Rapport sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures », mai 2016.

1. La Politique énergétique 2030

58. Le 7 avril 2016, le gouvernement du Québec dévoile la *Politique énergétique 2030. L'énergie des Québécois : Source de croissance* (« Politique énergétique ») au terme d'une vaste consultation.

59. Cette politique présente les grandes orientations du gouvernement qui guideront la transition énergétique du Québec au cours des 15 prochaines années, soit (1) assurer une gouvernance intégrée de la transition énergétique, (2) favoriser la transition vers une économie à faible empreinte carbone, (3) proposer une offre énergétique renouvelée et diversifiée aux consommateurs et (4) définir une nouvelle approche en matière d'énergies fossiles³⁹.

60. En ce qui concerne plus particulièrement l'exploitation des hydrocarbures, la Politique énergétique indique que « le gouvernement en est à l'heure des choix »⁴⁰ et que, s'il s'engage dans le développement de cette filière, il devra procéder étape par étape, en toute transparence⁴¹.

61. À cet égard, plusieurs enjeux seront à considérer, tels (1) le transport sécuritaire des hydrocarbures, (2) l'exploitation responsable des hydrocarbures au Québec; (3) l'acceptabilité sociale au sein des communautés d'accueil et (4) l'application des normes techniques et environnementales les plus strictes⁴².

62. La nouvelle Politique énergétique annonce l'adoption d'un projet de loi assurant sa mise en œuvre, notamment en ce qui concerne la modernisation de la gouvernance de l'efficacité énergétique, de l'innovation et de la mise en valeur des ressources énergétiques du Québec⁴³.

³⁹ **R-199/C-156**, Gouvernement du Québec, La Politique énergétique 2030. L'énergie des Québécois : Source de croissance, 2016, p. 14.

⁴⁰ **R-199/C-156**, Gouvernement du Québec, La Politique énergétique 2030. L'énergie des Québécois : Source de croissance, 2016, p. 60.

⁴¹ **R-199/C-156**, Gouvernement du Québec, La Politique énergétique 2030. L'énergie des Québécois : Source de croissance, 2016, p. 57.

⁴² **R-199/C-156**, Gouvernement du Québec, La Politique énergétique 2030. L'énergie des Québécois : Source de croissance, 2016, p. 57.

⁴³ **R-199/C-156**, Gouvernement du Québec, La Politique énergétique 2030. L'énergie des Québécois : Source de croissance, 2016, p. 64.

2. **La Loi concernant la mise en œuvre de la Politique énergétique 2030 et la Loi sur les hydrocarbures**

63. La *Loi concernant la mise en œuvre de la Politique énergétique 2030 et modifiant diverses dispositions législatives*⁴⁴, sanctionnée le 10 décembre 2016, édicte la *Loi sur les hydrocarbures* qui entrera en vigueur lorsque ses règlements d'application seront adoptés. Elle donne suite à l'engagement pris par le gouvernement du Québec dans la nouvelle Politique énergétique de « présenter un cadre légal régissant l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures en sol québécois [...] s'inspi[rant] des recommandations du rapport final des ÉES sur les hydrocarbures et tradui[sant] sous forme légale l'ensemble des préoccupations des citoyens et des communautés du Québec à l'égard de ces activités. »⁴⁵

(a) **Implication accrue des communautés locales**

64. La *Loi sur les hydrocarbures* accorde une plus grande importance aux consultations avec les communautés locales. Le titulaire d'une licence d'exploration est tenu de constituer un comité de suivi pour favoriser l'implication de la communauté locale sur l'ensemble du projet d'exploration⁴⁶. Les modalités relatives à ce comité, dont celles concernant les renseignements que doit fournir le titulaire au comité, le nombre minimal de rencontres que le comité doit tenir chaque année ainsi que la production d'un rapport annuel par ce comité seront fixées par règlement⁴⁷.

(b) **Importance accordée à la protection de l'environnement et au développement durable**

65. La nouvelle loi met l'accent sur la protection de l'environnement et le développement durable. Par exemple, une licence de production ou de stockage ne peut être obtenue qu'avec

⁴⁴ **R-194/CER-003ae**, Projet de loi n° 106, *Loi concernant la mise en œuvre de la Politique énergétique 2030 et modifiant diverses dispositions législatives*, 1^{ère} session, 41^{ème} législature, Québec, 2016 (sanctionné le 10 décembre 2016)

⁴⁵ **R-199/C-156**, Gouvernement du Québec, *La Politique énergétique 2030. L'énergie des Québécois : Source de croissance*, 2016, p. 60.

⁴⁶ *Loi sur les hydrocarbures*, art. 28, édictée par **R-194/CER-003ae**, Projet de loi n° 106, *Loi concernant la mise en œuvre de la Politique énergétique 2030 et modifiant diverses dispositions législatives*, 1^{ère} session, 41^{ème} législature, Québec, 2016 (sanctionné le 10 décembre 2016), art. 23.

⁴⁷ *Loi sur les hydrocarbures*, art. 28, édictée par **R-194/CER-003ae**, Projet de loi n° 106, *Loi concernant la mise en œuvre de la Politique énergétique 2030 et modifiant diverses dispositions législatives*, 1^{ère} session, 41^{ème} législature, Québec, 2016 (sanctionné le 10 décembre 2016), art. 23.

l'approbation de la Régie de l'énergie dont le mandat a été élargi à cet effet⁴⁸. Un territoire incompatible avec l'exploration, la production et le stockage d'hydrocarbures peut y être soustrait⁴⁹. Les titulaires de licences d'exploration, de production et de stockage qui demandent une autorisation de forage doivent fournir un plan de fermeture définitive de puits ou de réservoir et de restauration de site ainsi qu'une garantie dont le montant correspond aux coûts anticipés pour la réalisation des travaux prévus⁵⁰. Aussi, le titulaire d'une licence d'exploration, de production ou de stockage ou d'une autorisation de construction ou d'utilisation d'un pipeline est tenu de réparer le préjudice causé par le fait ou à l'occasion de ses activités, et ce, sans égard à la faute. Il ne peut invoquer non plus la force majeure⁵¹.

(c) Les autorisations nécessaires pour les travaux de fracturation hydraulique

66. La nouvelle *Loi sur les hydrocarbures* rend obligatoire l'obtention d'une autorisation de fracturation pour effectuer des travaux de fracturation⁵². Les conditions d'exercice de cette autorisation seront déterminées par règlement du gouvernement⁵³.

67. Cette nouvelle loi reconnaît explicitement l'incompatibilité entre l'environnement constitué par le fleuve Saint-Laurent et l'exploitation des hydrocarbures car elle prévoit qu'aucune licence d'exploration, d'exploitation ou de stockage ne peut être attribuée dans la partie du fleuve Saint-Laurent située en amont de l'île d'Anticosti et sur les îles se trouvant dans

⁴⁸ *Loi sur les hydrocarbures*, art. 41, édictée par **R-194/CER-003ae**, Projet de loi n° 106, *Loi concernant la mise en œuvre de la Politique énergétique 2030 et modifiant diverses dispositions législatives*, 1^{ère} session, 41^{ème} législature, Québec, 2016 (sanctionné le 10 décembre 2016), art. 23.

⁴⁹ *Loi sur les hydrocarbures*, art. 141, édictée par **R-194/CER-003ae**, Projet de loi n° 106, *Loi concernant la mise en œuvre de la Politique énergétique 2030 et modifiant diverses dispositions législatives*, 1^{ère} session, 41^{ème} législature, Québec, 2016 (sanctionné le 10 décembre 2016), art. 23.

⁵⁰ *Loi sur les hydrocarbures*, art. 101 et 103, édictée par **R-194/CER-003ae**, Projet de loi n° 106, *Loi concernant la mise en œuvre de la Politique énergétique 2030 et modifiant diverses dispositions législatives*, 1^{ère} session, 41^{ème} législature, Québec, 2016 (sanctionné le 10 décembre 2016), art. 23.

⁵¹ *Loi sur les hydrocarbures*, art. 128, édictée par **R-194/CER-003ae**, Projet de loi n° 106, *Loi concernant la mise en œuvre de la Politique énergétique 2030 et modifiant diverses dispositions législatives*, 1^{ère} session, 41^{ème} législature, Québec, 2016 (sanctionné le 10 décembre 2016), art. 23.

⁵² *Loi sur les hydrocarbures*, art. 87, édictée par **R-194/CER-003ae**, Projet de loi n° 106, *Loi concernant la mise en œuvre de la Politique énergétique 2030 et modifiant diverses dispositions législatives*, 1^{ère} session, 41^{ème} législature, Québec, 2016 (sanctionné le 10 décembre 2016), art. 23.

⁵³ *Loi sur les hydrocarbures*, art. 88, édictée par **R-194/CER-003ae**, Projet de loi n° 106, *Loi concernant la mise en œuvre de la Politique énergétique 2030 et modifiant diverses dispositions législatives*, 1^{ère} session, 41^{ème} législature, Québec, 2016 (sanctionné le 10 décembre 2016), art. 23.

cette partie du fleuve, et ce, au même titre que l'interdiction de l'activité pétrolière et gazière prévue à l'article 1 de la *Loi*⁵⁴.

(d) Les futures dispositions relatives au régime de redevances

68. La *Loi sur les hydrocarbures* ne prévoit pas un régime de redevances exigibles des détenteurs de licences. Ce régime sera élaboré par règlement ultérieurement⁵⁵.

3. Le Plan d'action de la Politique énergétique 2030

69. Le Plan d'action 2017-2020 découlant de la Politique énergétique 2030 a été dévoilé le 26 juin 2017. Ce plan comporte 42 mesures qui seront mises en œuvre d'ici à 2020 afin de concrétiser les quatre orientations présentées dans la Politique énergétique 2030. En ce qui concerne les hydrocarbures, le Plan d'action 2017-2020 prévoit que l'édiction du cadre réglementaire applicable aux activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures, la publication des orientations gouvernementales sur l'aménagement du territoire concernant la mise en valeur des hydrocarbures et la désignation des zones incompatibles avec la mise en valeur des hydrocarbures auront lieu à l'automne 2017. La date de diffusion du plan d'amélioration de la sécurité du transport des hydrocarbures sur le territoire québécois, quant à elle, est attendue au printemps 2018.⁵⁶

4. Les Orientations du ministère des Ressources naturelles en matière d'acceptabilité sociale

70. L'utilisation sans cesse grandissante du territoire québécois pour de nouvelles activités de mise en valeur des ressources naturelles occasionne des défis de conciliation des usages du territoire. L'acceptabilité sociale s'impose graduellement comme un élément incontournable de tout projet de mise en valeur des ressources énergétiques ou minérales au Québec. Ces défis de conciliation du territoire et d'acceptabilité sociale ressortent notamment clairement des

⁵⁴ *Loi sur les hydrocarbures*, art. 14, édictée par **R-194/CER-003ae**, Projet de loi n° 106, *Loi concernant la mise en œuvre de la Politique énergétique 2030 et modifiant diverses dispositions législatives*, 1^{ère} session, 41^{ème} législature, Québec, 2016 (sanctionné le 10 décembre 2016), art. 23.

⁵⁵ *Loi sur les hydrocarbures*, art. 59, édictée par **R-194/CER-003ae**, Projet de loi n° 106, *Loi concernant la mise en œuvre de la Politique énergétique 2030 et modifiant diverses dispositions législatives*, 1^{ère} session, 41^{ème} législature, Québec, 2016 (sanctionné le 10 décembre 2016), art. 23.

⁵⁶ **R-206**, Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles, *Plan d'action de la Politique énergétique 2030*, p. 3.

nombreux rapports de recherche réalisés par le gouvernement du Québec au cours des dernières années pour documenter les enjeux liés au développement des ressources hydrocarbures.

71. Pour répondre à ces défis, le gouvernement du Québec entreprend à partir de 2014 un vaste chantier de réflexion sur l'acceptabilité sociale pour les projets de mise en valeur des ressources énergétiques et minérales au Québec. Ce chantier, qui inclut des consultations auxquelles a participé l'APGQ, mène au dévoilement, le 24 janvier 2017, d'une série d'orientations du ministère des Ressources naturelles en matière d'acceptabilité sociale de même que des actions que le ministère entend mettre de l'avant pour concrétiser ces engagements.

(a) Transparence accrue des mécanismes de planification de l'usage du territoire public et augmentation de la participation citoyenne

72. Les orientations sont au nombre de cinq et incluent l'objectif d'« assurer la mise en place de processus prévisibles de participation publique à toutes les étapes d'un projet »⁵⁷. Pour y parvenir, le ministère des Ressources naturelles entend notamment favoriser la mise en place et le fonctionnement de comités de suivi, dès le début de l'élaboration de projets et jusqu'à la post-fermeture des sites, ainsi que la mise en place de processus de consultations publiques par le promoteur.

(b) Mesures favorisant les bénéfices et les retombées pour les communautés

73. Un autre objectif est celui de « favoriser un partage des bénéfices des projets de développement énergétique et minier avec les communautés locales. » Pour concrétiser cette orientation, le ministère des Ressources naturelles s'engage notamment à proposer des mécanismes de partage des bénéfices et des retombées pour les communautés d'accueil⁵⁸.

⁵⁷ **R-204**, Gouvernement du Québec, *Orientations du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles en matière d'acceptabilité sociale*, Québec, 24 janvier 2017, p. 6.

⁵⁸ **R-204**, Gouvernement du Québec, *Orientations du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles en matière d'acceptabilité sociale*, Québec, 24 janvier 2017, p. 8.

D. L'exploitation du gaz de schiste suscite des préoccupations dans d'autres juridictions. Certaines ont soit interdit leur exploitation ou en réglementent l'exploitation sévèrement

74. À l'instar du Québec, plusieurs juridictions ont choisi de modifier leur cadre réglementaire afin de mieux encadrer les activités d'exploration et d'exploitation de gaz de schiste. Certains États ont choisi d'interdire complètement la fracturation hydraulique en raison des préoccupations liées à de telles activités dites non conventionnelles. Les préoccupations répertoriées par les autres juridictions pour interdire la fracturation hydraulique incluent notamment la contamination des eaux souterraines et des sources d'eau potable, ainsi que les effets sur l'environnement. D'autres juridictions ont choisi de resserrer les règles entourant l'exploration et l'exploitation de gaz de schiste, notamment en raison de problèmes qui sont apparus en lien avec ces activités.

(a) New York, Vermont et Maryland

75. Plusieurs États américains ont choisi dans les dernières années d'interdire complètement la fracturation hydraulique sur leur territoire.

76. Le premier État américain à avoir légiféré en ce sens est l'État du Vermont. En effet, en mai 2012, une loi a été adoptée par le Vermont afin d'interdire complètement la fracturation hydraulique⁵⁹. Cette loi prévoyait, aux articles 5 à 7, qu'un rapport devait être préparé par l'agence des Ressources naturelles du Vermont afin de répondre aux questions ayant trait à la meilleure façon d'encadrer la fracturation hydraulique et les préoccupations environnementales liées à cette nouvelle technologie. Dans un rapport daté de février 2015, l'agence a recommandé de continuer d'interdire la fracturation hydraulique en raison de l'impossibilité d'atténuer les préoccupations liées à cette activité, particulièrement pour les eaux souterraines :

At the present time the Agency of Natural Resources –Department of Environmental Conservation does not have sufficient evidence that hydraulic fracturing for oil and gas can be conducted without risk of contamination to the groundwater of Vermont. In fact, the evidence suggests that the practice of hydraulic fracturing has significant potential to cause both groundwater contamination and degradation of air quality, if any of the risks are improperly managed or controlled. Therefore, it is our

⁵⁹ **R-244**, *An act relating to hydraulic fracturing wells for natural gas and oil production*, Bill, H. 464, Vermont, mai 2012.

recommendation that the prohibition on hydraulic fracturing for oil and natural gas recovery be continued⁶⁰.

77. Concernant l'État de New York, et tel que mentionné dans le contre-mémoire du Canada, celui-ci a entrepris de vastes études scientifiques ainsi que de nombreuses consultations publiques relativement à la fracturation hydraulique sur son territoire. À l'été 2015, après plus de sept ans de travaux portant sur la fracturation hydraulique, le ministère de l'Environnement de l'État de New York a confirmé l'interdiction complète de la fracturation hydraulique à haut volume sur son territoire, et ce, notamment en raison des préoccupations pour l'environnement et la santé humaine liées à ce type d'activités⁶¹.

78. Enfin, l'État du Maryland a suspendu la délivrance de permis de forages en 2011 afin de réaliser une étude portant notamment sur les impacts environnementaux de la fracturation hydraulique. Cette suspension est en vigueur jusqu'au 1^{er} octobre 2017. En mars 2017, le Maryland a adopté une loi interdisant de façon permanente la fracturation hydraulique à partir du 1^{er} octobre 2017⁶².

(b) France

79. Par la promulgation d'une loi le 13 juillet 2011, la France a choisi d'interdire la fracturation hydraulique sur son territoire en raison d'une importante mobilisation citoyenne et des préoccupations associées à l'environnement et à la santé humaine⁶³. Depuis 2011, le gouvernement français maintient son opposition à la fracturation hydraulique en refusant toutes demandes de permis de recherche.

⁶⁰ **R-245**, Agency of Natural Resources of Vermont, *A Report on the Regulation and Safety of Hydraulic Fracturing for Oil or Natural Gas Recovery*, 12 février 2015, p. 90.

⁶¹ **R-152**, New York State Department of Environmental Conservation, Findings Statement, *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, 29 juin 2015.

⁶² **R-246**, *An act concerning Oil and Natural Gas – Hydraulic Fracturing – Prohibition*, Bill, H. 1325, Maryland, 4 avril 2017.

⁶³ **R-247**, France, J.O., *LOI n° 2011-835 du 13 juillet 2011 visant à interdire l'exploration et l'exploitation des mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux par fracturation hydraulique et à abroger les permis exclusifs de recherches comportant des projets ayant recours à cette technique* (1), p. 2.

80. Par ailleurs, une proposition de projet de loi a été déposée et adoptée par l'Assemblée nationale en janvier 2017⁶⁴ laquelle vise à interdire complètement l'exploitation non conventionnelle de gaz de schiste. Cette proposition de loi, qui s'inscrit dans une tentative de modernisation du *Code minier français*, réitère une fois de plus la volonté de la France d'interdire les activités non conventionnelles d'exploitation de gaz de schiste, peu importe la technique d'extraction employée.

(c) Allemagne

81. À l'été 2016, après plusieurs années de débat, le Parlement allemand a adopté une loi interdisant la fracturation hydraulique non conventionnelle sur son territoire. Cette loi est entrée en vigueur le 11 février 2017⁶⁵. Cette loi prévoit que l'interdiction sera réévaluée en 2021 à la lumière des nouvelles technologies et des progrès scientifiques réalisés sur cette question⁶⁶.

82. Entre temps, les provinces allemandes peuvent permettre la fracturation hydraulique seulement à titre expérimental sur leur territoire⁶⁷, et ce, afin d'évaluer l'impact environnemental de ces activités. Un groupe d'experts a été mis en place en 2016 pour assurer le suivi scientifique de ces projets de recherche expérimentaux⁶⁸. Les citoyens auront également accès aux résultats des recherches scientifiques et pourront émettre leur opinion sur le sujet⁶⁹.

(d) Bulgarie

83. Au mois de janvier 2012, le Parlement bulgare a voté une interdiction complète de l'exploration et de l'exploitation de gaz de schiste ainsi que de l'utilisation de la méthode de

⁶⁴ Cette proposition de loi n'est pas en vigueur. Elle doit être inscrite pour examen au Sénat avant d'être adoptée. Voir **R-248**, France, J.O., Assemblée nationale, *Proposition de loi portant adoption du code minier au droit de l'environnement*, Séance du 25 janvier 2017.

⁶⁵ **R-249**, *Act to Amend Water and Environmental Law Provisions to Prohibit and Minimize the Risks of Fracking Technology*, 4 août 2016, BUNDESGESETZBLATT [BGBl.] [FEDERAL LAW GAZETTE] I at 1975, BGBl website. [Traduction]

⁶⁶ **R-249**, *Act to Amend Water and Environmental Law Provisions to Prohibit and Minimize the Risks of Fracking Technology*, art. 1, no. 2, § 13a, para. 1, no. 1.

⁶⁷ Maximum de quatre expériences : **R-249**, *Act to Amend Water and Environmental Law Provisions to Prohibit and Minimize the Risks of Fracking Technology*, art. 1, no. 2, § 13a, para. 7.

⁶⁸ **R-249**, *Act to Amend Water and Environmental Law Provisions to Prohibit and Minimize the Risks of Fracking Technology*, art. 1, no. 2, § 13a, para. 6.

⁶⁹ **R-249**, *Act to Amend Water and Environmental Law Provisions to Prohibit and Minimize the Risks of Fracking Technology*, art. 1, no. 2, § 13a, para. 6.

fracturation hydraulique ou toutes autres technologies similaires. Cette interdiction s'étend à l'ensemble du territoire bulgare ainsi qu'à ses eaux adjacentes dans la mer Noire⁷⁰.

(e) Cantabrie (Espagne)

84. Le 15 avril 2013, la communauté autonome de Cantabrie, en Espagne, adoptait une loi interdisant, sur l'entièreté de son territoire, l'utilisation de la fracturation hydraulique.

85. Le premier alinéa du préambule de cette loi expose notamment ce qui suit :

La technique d'extraction de gaz au moyen de la fracturation hydraulique soulève actuellement des questions tant du point de vue de la santé que de la protection de l'environnement, principalement parce que l'injection de produits toxiques et de polluants nécessaires à son utilisation peut entraîner la contamination des aquifères souterrains.⁷¹

(f) Oklahoma

86. L'État de l'Oklahoma a traditionnellement toujours été un producteur de pétrole et de gaz. Grâce au développement de nouvelles technologies permettant la fracturation hydraulique, l'exploitation de gaz de schiste s'est grandement développée en 2009. Sans interdire la fracturation hydraulique, l'État a choisi d'encadrer plus strictement les activités non conventionnelles d'exploitation du gaz de schiste.

87. En effet, depuis 2009, l'Oklahoma est aux prises avec des secousses sismiques, dont presque 900 ont été enregistrées en 2015 et dépassent une magnitude de 3.0 sur l'échelle de Richter⁷². Devant le constat qu'il y a un lien entre l'augmentation des secousses sismiques et les activités liées à l'exploitation non conventionnelle de gaz de schiste⁷³, des mesures ont été prises afin de resserrer la réglementation en vigueur. Ce sont plus particulièrement les puits très profonds recueillant les eaux de fracturation qui sont à l'origine des secousses selon les données

⁷⁰ Voir: **R-250**, National Assembly of the Republic of Bulgaria, « Parliament imposes ban on shale gas exploration and extraction through “hydraulic fraction” method », 18 janvier 2012.

⁷¹ **R-295**, *Loi 1/2013 du 15 avril régissant l'interdiction d'utiliser la fracturation hydraulique à titre de technique de recherche et d'extraction de gaz non conventionnel sur le territoire de la Communauté autonome de Cantabrie* [traduction]

⁷² **R-251**, Adam Williams, « Oklahoma Fracking Faces Potential Backlash After Record Quake », Bloomberg, 6 septembre 2016.

⁷³ **R-252**, Oklahoma Corporation Commission, Communiqué de presse, « New Year, New Plays, New Plans », 20 décembre 2016.

scientifiques recueillies. Afin de régler la situation et d'assurer la sécurité des habitants de l'Oklahoma, la *Oklahoma Corporation Commission* a notamment fermé des puits ciblés comme problématiques⁷⁴ en plus de limiter le volume d'eau que peuvent recueillir les puits⁷⁵.

E. Les nouveaux éléments de preuve sur lesquels s'appuie la demanderesse confirment que l'adoption de la *Loi limitant les activités pétrolières et gazières* a pour objectif la protection du fleuve Saint-Laurent

88. La demanderesse invoque, au soutien de son mémoire en réplique, le mémoire au Conseil des ministres par lequel la ministre des Ressources naturelles, madame Normandeau, a saisi le Conseil des ministres de sa proposition de recourir à une loi spécifique pour soustraire le fleuve Saint-Laurent à toute activité pétrolière ou gazière⁷⁶. Elle invoque également un certain nombre d'ébauches⁷⁷ de ce document ainsi que des notes d'information⁷⁸ qui ont été rédigées par des

⁷⁴ **R-253**, Oklahoma Corporation Commission, Nouvelles, « Advisory-Pawnee », 3 novembre 2016.

⁷⁵ **R-254**, Oklahoma Corporation Commission, Rapport, « Looking Ahead : New Earthquake Directive Takes Aim at Future Disposal Rates », 24 février 2017.

⁷⁶ **C-137**, Mémoire Au Conseil Des Ministres Gouvernement Du Québec De: Madame Nathalie Normandeau, Ministre des Ressources naturelles et de la Faune/Monsieur Serge Simard, Ministre délégué aux Ressources naturelles et la Faune - Objet: Projet de loi limitant les activités pétrolières et gazières (6 May 2011).

⁷⁷ **C-122**, Mémoire au conseil des ministres - De: Madame Nathalie Normandeau, Ministre des Ressources naturelles et de la Faune - Objet: Projet de loi qui interdit les activités d'exploration et d'exploitation pétrolière et gazière dans le fleuve, l'estuaire et la partie nord-ouest du - golfe du Saint-Laurent (3 February 2011); **C-127**, Mémoire au Conseil des Ministres De: Madame Nathalie Normandeau, Ministre des Ressources naturelles et de la Faune - Objet: Projet de loi limitant les activités pétrolières et gazières et modifiant la Loi sur les mines (29 April 2011); **C-128**, Mémoire au Conseil des Ministres De: Madame Nathalie Normandeau, Ministre des Ressources naturelles et de la Faune - Objet: Projet de loi limitant les activités pétrolières et gazières et modifiant la Loi sur les mines (29 April 2011); **C-131**, Mémoire au Conseil des Ministres Gouvernement du Québec - De: Madame Nathalie Normandeau, Ministre des Ressources naturelles et de la Faune - Objet: Projet de loi limitant les activités pétrolières et gazières et modifiant la Loi sur les mines (4 May 2011); **C-132**, Mémoire au Conseil des Ministres De: Madame Nathalie Normandeau, Ministre des Ressources naturelles et de la Faune - "Projet de loi limitant les activités pétrolières et gazières et modifiant la Loi sur les mines" (4 May 2011); **C-134**, Mémoire au Conseil des Ministres Gouvernement du Québec - De: Madame Nathalie Normandeau, Ministre des Ressources naturelles et de la Faune//Monsieur Serge Simard, Ministre délégué aux Ressources naturelles et à la Faune - Objet: Projet de loi limitant les activités pétrolières et gazières et modifiant la Loi sur les mines (5 May 2011); **C-137**, Mémoire Au Conseil Des Ministres Gouvernement Du Québec De: Madame Nathalie Normandeau, Ministre des Ressources naturelles et de la Faune/Monsieur Serge Simard, Ministre délégué aux Ressources naturelles et la Faune - Objet: Projet de loi limitant les activités pétrolières et gazières (6 May 2011); **C-160**, Mémoire au Conseil des Ministres Gouvernement du Québec - De: Madame Nathalie Normandeau, Ministre des Ressources naturelles et de la Faune - Objet: Projet de loi limitant les activités pétrolières et gazières et modifiant la Loi sur les mines (3 May 2011).

⁷⁸ **C-115**, État de situation (20101109-40) - Proposition de deux scénarios visant à interdire de façon permanente toutes activités d'exploration et d'exploitation pétrolière et gazière dans l'estuaire du Saint-Laurent (11 November 2010); **C-116**, Secteur de l'énergie, Direction générale des hydrocarbures et des biocarburants – Activité d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures dans le fleuve Saint-Laurent (partie fluviale) pour les permis de recherche localisés entre la pointe Est de l'île d'Orléans et la frontière provinciale Québec/Ontario (19 November 2010); **C-121**, Exploration pétrolière et gazière - Conséquences d'un moratoire (27 January 2011); **R-042**, Ministère des Ressources naturelles, Direction du bureau des hydrocarbures, Note d'information (20101123-

fonctionnaires du ministère des Ressources naturelles et qui n'ont jamais été transmises au Conseil des ministres⁷⁹.

89. Le mémoire au Conseil des ministres et les ébauches ayant servi à rédiger le mémoire ont été communiqués à la partie adverse à la suite de l'ordonnance du Tribunal du 24 février 2017 qui a rejeté, en partie, les objections du Canada à la divulgation de ces documents fondées sur leur sensibilité institutionnelle et politique. Seule une petite section de certains documents, soit celle contenant la recommandation des ministres signataires au Conseil des ministres, a été caviardée. [REDACTED]

1. L'élaboration d'un projet de loi au Québec

90. Un ministre désirant présenter un projet de loi au Québec doit d'abord saisir le Conseil des ministres de celui-ci au moyen d'un mémoire au Conseil des ministres⁸⁰. Des règles spécifiques fixées par décret régissent la forme et le contenu des mémoires au Conseil des ministres. Ainsi, un mémoire au Conseil des ministres comprend toujours un exposé de la situation décrivant le problème sous toutes ses dimensions, les lois existantes, les solutions possibles incluant leurs avantages et inconvénients et une analyse comparative⁸¹. Le mémoire au Conseil des ministres comprend aussi les recommandations du ministre, lesquelles sont toujours confidentielles⁸². Ces recommandations sont rédigées de manière succincte et ne contiennent aucune analyse de la

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

⁷⁹ RWS-003A-Gosselin, para. 14.

⁸⁰ RWS-006-Adam, para. 12.

⁸¹ RWS-006-Adam, para. 15.

⁸² RWS-006-Adam, para. 14 et 16.

question à l'étude⁸³. Elles recommandent simplement une solution sur la base de l'analyse qui est réalisée dans le corps du mémoire⁸⁴.

91. Les mémoires au Conseil des ministres sont normalement rédigés par les fonctionnaires du ministère du ministre présentant le mémoire au Conseil des ministres. Ils sont précédés d'ébauches de mémoire qui font l'objet de discussions, d'analyses et de modifications tout au long du processus menant à l'adoption d'un projet de loi⁸⁵. Le contenu de ces ébauches ne constitue pas une position officielle du ministère ou du ministre concerné jusqu'à ce que le mémoire au Conseil des ministres ait été approuvé par le ministre⁸⁶.

92. Une fois un mémoire rédigé et approuvé par le ministre, celui-ci est soumis au Secrétariat du Conseil exécutif. À cet effet, le ministre doit transmettre au Secrétariat du Conseil exécutif tout mémoire proposant l'adoption de mesures législatives au plus tard le 21 janvier pour que ces mesures législatives soient présentées et adoptées par l'Assemblée nationale au cours de la session du printemps⁸⁷. Seuls les projets de loi qui présentent un caractère d'urgence et ceux exceptionnellement désignés prioritaires par le ministre ne sont pas assujettis à ces règles. Dans ces cas, le mémoire au Conseil des ministres démontre habituellement ce caractère d'urgence et est contresigné par le président du Comité de législation et le leader parlementaire du gouvernement⁸⁸.

93. Après que le Conseil des ministres ait approuvé la recommandation de présenter un projet de loi, celui-ci peut être présenté à l'Assemblée nationale où il doit franchir plusieurs étapes avant d'être adopté.

94. Les étapes suivantes décrivent le processus d'adoption des lois à l'Assemblée nationale qui s'appliquait au moment de l'adoption de la *Loi*.

⁸³ RWS-006-Adam, para. 18.

⁸⁴ RWS-006-Adam, para. 18.

⁸⁵ RWS-003A-Gosselin, para. 14.

⁸⁶ RWS-003A-Gosselin, para. 14.

⁸⁷ RWS-006-Adam, para. 26.

⁸⁸ RWS-006-Adam, para. 27.

95. Un projet de loi approuvé par le Conseil des ministres doit d'abord être inscrit au feuillet de l'Assemblée nationale puis être présenté par un député qui expose sommairement son objet⁸⁹. Le leader parlementaire du gouvernement peut ensuite présenter une motion pour envoyer le projet de loi à une commission afin que celle-ci tienne des consultations particulières pour que les personnes et les organismes qui le désirent puissent faire connaître leur opinion sur le projet de loi⁹⁰. Les députés de l'Assemblée nationale votent ensuite pour adopter le principe du projet de loi⁹¹. Puis, le projet de loi est étudié en détail par une commission de députés. Ceux-ci peuvent alors proposer des amendements au projet de loi⁹². Le rapport de la commission est ensuite voté par les députés⁹³. Ensuite, le rapport de la commission est pris en considération par l'Assemblée nationale et un vote a lieu sur chaque amendement apporté en commission⁹⁴. Finalement, un dernier vote a lieu pour adopter le projet de loi⁹⁵. Celui-ci peut ensuite recevoir la sanction du lieutenant-gouverneur et entrer en vigueur.

96. En l'espèce, plusieurs ébauches du mémoire au Conseil des ministres présentant le projet de loi 18 ont été préparées par le ministère des Ressources naturelles. [REDACTED]

[REDACTED] Le projet de loi 18 a ensuite été présenté à l'Assemblée nationale le 12 mai 2011 et il a ensuite suivi toutes les étapes régulières de l'adoption d'un projet de loi en plus

⁸⁹ **R-255**, *Règlement de l'Assemblée nationale et autre règles de procédure*, Assemblée nationale, Québec, Février 2010, art. 233.

⁹⁰ **R-255**, *Règlement de l'Assemblée nationale et autre règles de procédure*, Assemblée nationale, Québec, Février 2010, art. 166, 167, 174 et 235.

⁹¹ **R-255**, *Règlement de l'Assemblée nationale et autre règles de procédure*, Assemblée nationale, Québec, Février 2010, art. 229, 230, 236, 237 et 239.

⁹² **R-255**, *Règlement de l'Assemblée nationale et autre règles de procédure*, Assemblée nationale, Québec, Février 2010, art. 229, 230, 243 et 244.

⁹³ **R-255**, *Règlement de l'Assemblée nationale et autre règles de procédure*, Assemblée nationale, Québec, Février 2010, art. 53(3)(b) et 248.

⁹⁴ **R-255**, *Règlement de l'Assemblée nationale et autre règles de procédure*, Assemblée nationale, Québec, Février 2010, art. 229 et 252 à 254.

⁹⁵ **R-255**, *Règlement de l'Assemblée nationale et autre règles de procédure*, Assemblée nationale, Québec, Février 2010, art. 229 et 256.

de faire l'objet de consultations particulières (auxquelles a notamment participé l'APGQ) et il a finalement été adopté à l'unanimité par l'Assemblée nationale le 10 juin 2011⁹⁶.

2. Le mémoire au Conseil des ministres [REDACTED]

97. La section du mémoire présenté au Conseil des ministres intitulée « exposé de la situation » énonce l'objectif visé par la loi proposée : [REDACTED]

[REDACTED] La section du mémoire énumérant les avantages et les inconvénients des solutions possibles mentionne, entre autres, que [REDACTED]

[REDACTED] Parmi les inconvénients découlant de cette solution, le mémoire mentionne [REDACTED]

98. Si, comme le prétend la demanderesse, la *Loi* avait été motivée par des considérations autres que la protection de l'environnement du fleuve Saint-Laurent, [REDACTED]

⁹⁶ **R-001/C-003**, *Loi limitant les activités pétrolières et gazières*, LQ 2011, chapitre 13 (Projet de loi n° 18, 2^{ème} session, 39^{ème} législature, sanctionné le 13 juin 2011).

⁹⁷ **C-137**, *Mémoire Au Conseil Des Ministres Gouvernement Du Québec De: Madame Nathalie Normandeau, Ministre des Ressources naturelles et de la Faune/Monsieur Serge Simard, Ministre délégué aux Ressources naturelles et la Faune - Objet: Projet de loi limitant les activités pétrolières et gazières (6 May 2011)*, p. 1 [Nos soulignements].

⁹⁸ **C-137**, *Mémoire Au Conseil Des Ministres Gouvernement Du Québec De: Madame Nathalie Normandeau, Ministre des Ressources naturelles et de la Faune/Monsieur Serge Simard, Ministre délégué aux Ressources naturelles et la Faune - Objet: Projet de loi limitant les activités pétrolières et gazières (6 May 2011)*, p. 4 [Nos soulignements].

⁹⁹ **C-137**, *Mémoire Au Conseil Des Ministres Gouvernement Du Québec De: Madame Nathalie Normandeau, Ministre des Ressources naturelles et de la Faune/Monsieur Serge Simard, Ministre délégué aux Ressources naturelles et la Faune - Objet: Projet de loi limitant les activités pétrolières et gazières (6 May 2011)*, p. 5 [Nos soulignements].

[REDACTED]

[REDACTED] En effet, l'exposé de la situation « décrit le problème dans toutes ses dimensions »¹⁰⁰ et l'énumération des avantages et inconvénients « expose de façon objective tous les facteurs susceptibles d'éclairer le problème ou les solutions, faisant ressortir les avantages et les inconvénients administratifs, financiers ou autres. »¹⁰¹

3. Les ébauches du mémoire au Conseil des ministres [REDACTED]

[REDACTED]

99. La demanderesse insiste sur le fait qu'une ébauche du mémoire au Conseil des ministres [REDACTED]. Cette information est également contenue dans les trois notes d'information du ministère des Ressources naturelles produites au soutien du contre-mémoire du Canada [REDACTED]

[REDACTED] Cet énoncé ne se retrouve dans aucune autre des ébauches subséquentes du mémoire au Conseil des ministres. L'affirmation contenue au paragraphe 86 du mémoire en réplique voulant que [REDACTED]

100. Monsieur Gosselin, qui occupait alors le poste de sous-ministre associé à l'Énergie du ministère des Ressources naturelles, a déjà fait état dans sa déclaration produite à l'appui du

¹⁰⁰ RWS-006-Adam, para. 15.

¹⁰¹ **R-128**, Gazette Officielle du Québec, Lois et Règlements, 137^e année, n° 9, Décret 111- 2005, 18 février 2005, Annexe A, article 1.

¹⁰² Mémoire en réplique, para. 67; **C-122**, Mémoire au conseil des ministres - De: Madame Nathalie Normandeau, Ministre des Ressources naturelles et de la Faune - Objet: Projet de loi qui interdit les activités d'exploration et d'exploitation pétrolière et gazière dans le fleuve, l'estuaire et la partie nord-ouest du - golfe du Saint-Laurent (3 February 2011), p. 3

¹⁰³ **R-042**, Ministère des Ressources naturelles, Direction du bureau des hydrocarbures, Note d'information (20101123-1/20101109- 40), *Interdiction des activités d'exploration et d'exploitation pétrolières et gazières dans le fleuve et l'estuaire du Saint-Laurent*, 7 décembre 2010; **R-043**, Ministère des Ressources naturelles, Direction du bureau des hydrocarbures, Note d'information (20101123-1/20101109- 40/201101063-5), *Interdiction des activités d'exploration et d'exploitation pétrolières et gazières dans le fleuve et l'estuaire du Saint-Laurent*, 11 février 2011; **R-044**, Ministère des Ressources naturelles, Direction du bureau des hydrocarbures, Note d'information (20101123-1/20101109- 40/20110106-3), *Interdiction des activités d'exploration et d'exploitation pétrolières et gazières dans le fleuve et l'estuaire du Saint-Laurent*, 28 février 2011.

contre-mémoire du Canada des circonstances expliquant le fait que certains fonctionnaires du ministère des Ressources naturelles pensaient, pendant un certain temps, que des forages horizontaux pouvaient être réalisés de façon sécuritaire sous le fleuve Saint-Laurent. Il indique que les connaissances du ministère des Ressources naturelles concernant les impacts des techniques de forage horizontal et de fracturation hydraulique étaient initialement parcellaires et provenaient en majorité des compagnies pétrolières et gazières. Ce n'est qu'avec le dépôt du Rapport 273 du BAPE, le 28 février 2011, que le ministère des Ressources naturelles acquière une meilleure compréhension des enjeux que suscitent ces nouvelles activités¹⁰⁴. Le témoignage de monsieur Sauvé, qui occupait le poste de sous-ministre du ministère des Ressources naturelles est au même effet¹⁰⁵. Cette meilleure compréhension des enjeux est la raison pour laquelle

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED] Il n'y a rien d'anormal à ce qu'un document de la nature d'un mémoire au Conseil des ministres évolue en fonction des connaissances acquises par le gouvernement.

101. Le mémoire au Conseil des ministres ainsi que les ébauches qui ont servi à le rédiger,

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

102. L'acceptabilité sociale « pratiquement nulle »¹⁰⁷ des projets de mise en valeur du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent explique aussi pourquoi le mémoire au Conseil des ministres, ainsi que les ébauches,

[REDACTED]

¹⁰⁴ RWS-003-Gosselin, para. 60.

¹⁰⁵ RWS-005-Sauvé, para. 31, 32 et 40.

¹⁰⁶ **C-137**, Mémoire Au Conseil Des Ministres Gouvernement Du Québec De: Madame Nathalie Normandeau, Ministre des Ressources naturelles et de la Faune/Monsieur Serge Simard, Ministre délégué aux Ressources naturelles et la Faune - Objet: Projet de loi limitant les activités pétrolières et gazières (6 May 2011), p. 2.

¹⁰⁷ RWS-004-Normandeau, para. 54.

[REDACTED]

[REDACTED]

103. L'évolution des solutions proposées de même que leurs avantages et inconvénients respectifs dans les ébauches du mémoire au Conseil des ministres ainsi que dans les trois notes internes du ministère des Ressources naturelles, démontre que les fonctionnaires analysaient activement les diverses solutions possibles pour mettre en œuvre l'interdiction des activités pétrolières et gazières. [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

F. La description de la demanderesse du plan de développement de LPRC concernant le permis fluvial est irréaliste

104. Dans son mémoire en réplique, la demanderesse présente un projet de développement du permis fluvial qui prévoit que LPRC aurait complété son programme d'exploration en 2011-2012¹⁰⁹ et aurait par la suite entamé des opérations intensives de forage afin de forer pas moins de 430 puits au Québec avant 2018¹¹⁰. Le projet de développement de LPRC ne correspond pas aux faits. D'abord, la demanderesse savait que LPRC n'aurait pas pu forer horizontalement sur le territoire du permis fluvial à partir de puits situés sur les permis terrestres. La demanderesse était aussi consciente du stade embryonnaire de l'industrie pétrolière et gazière au Québec et de la possibilité que des changements importants soient apportés au cadre législatif et réglementaire applicable. Elle savait aussi que son projet aurait requis de nombreuses autorisations gouvernementales et qu'il faisait face à un important déficit d'acceptabilité sociale. Enfin, la demanderesse ne pouvait ignorer que la présence d'une centrale nucléaire située sur un territoire directement adjacent au permis fluvial aurait pu l'empêcher de forer des puits, comme elle propose aujourd'hui de le faire, à proximité de la centrale.

¹⁰⁸ C-137, Mémoire Au Conseil Des Ministres Gouvernement Du Québec De: Madame Nathalie Normandeau, Ministre des Ressources naturelles et de la Faune/Monsieur Serge Simard, Ministre délégué aux Ressources naturelles et la Faune - Objet: Projet de loi limitant les activités pétrolières et gazières (6 May 2011), p. 4.

¹⁰⁹ Mémoire en réplique, para. 179.

¹¹⁰ Mémoire en réplique, para. 181-182.

105. À cause entre autres de ces nombreux obstacles, la demanderesse a suspendu ses activités au Québec. Même en l'absence de l'adoption de la *Loi*, elle n'aurait pas réalisé son projet de développement.

1. La demanderesse savait que LPRC n'aurait pas pu forer horizontalement sur le territoire du permis fluvial à partir de puits situés sur les permis terrestres

106. Le projet de LPRC impliquait de développer le permis fluvial en forant horizontalement dans le territoire du permis fluvial à partir de puits situés sur les permis terrestres¹¹¹. Or, forer un puits entre deux permis n'est pas autorisé par la réglementation québécoise. Le plan de développement de la demanderesse était donc impossible à réaliser.

107. Dans son rapport additionnel, M^e Gagné démontre que la seule interprétation raisonnable de l'article 208 de la *Loi sur les mines* et de l'article 22 du RPGRS est que ceux-ci ne permettent pas de forer horizontalement entre deux permis. En effet, une interprétation de ces deux dispositions dans leur contexte global mène à la conclusion qu'elles ne permettent pas de forer un puits en dehors de la projection verticale du périmètre du permis visé par la demande de forage¹¹². Cette conclusion est notamment supportée par les autres dispositions de la *Loi sur les mines*¹¹³, [REDACTED] et la teneur des débats parlementaires sur celle-ci¹¹⁴. Le témoignage de M^e Daigle, qui occupait un poste de conseillère juridique à la Direction des affaires juridiques du ministère des Ressources naturelles, et qui aurait vraisemblablement eu à formuler un avis juridique si cette question lui avait été posée à l'époque des faits en l'espèce, est au même effet¹¹⁵.

108. Les arguments du professeur Tremblay à l'effet contraire ne sont pas persuasifs. Comme le note M^e Gagné, le professeur Tremblay ne tient pas suffisamment compte du « contexte global de la *Loi sur les mines* [...] de l'esprit de la loi, de son objet et de l'intention du législateur »¹¹⁶.

¹¹¹ Mémoire en réplique, para. 146-147.

¹¹² RER-004-Gagné, para. 123 et 124.

¹¹³ RER-004-Gagné, para. 129 et 130.

¹¹⁴ RER-004-Gagné, para. 127 et 128.

¹¹⁵ RWS-007-Daigle para. 11 et 13.

¹¹⁶ RER-004-Gagné, para. 123.

Par ailleurs, il appuie son interprétation en citant des règlements adoptés en vertu de la *Loi sur la qualité de l'environnement* (« LQE ») (alors que le RPGRS a été adopté en vertu de la *Loi sur les mines*)¹¹⁷ et des références erronées à des jugements de la Cour suprême du Canada¹¹⁸. Finalement, son interprétation du RPGRS mène à des conséquences absurdes que le législateur ne peut avoir souhaitées¹¹⁹.

109. D'ailleurs, la demanderesse partageait à l'époque des faits en litige l'interprétation de M^e Gagné et non pas celle du professeur Tremblay. Ainsi, un document de décembre 2010 préparé par LPRC et énumérant les enjeux liés à ses activités au Québec fait état de ce qui suit:

Chapter III Division 1 Section 22(c) states that "A well drilling licensee may not drill a well: less than 100m from the boundaries of land covered by an exploration license or a producing lease...". Since the river licenses run from shore to shore the only way to access the license is to explore within the license boundaries. We cannot, as the ministry suggests, explore from an adjacent license¹²⁰.

110. Les allégations de la demanderesse¹²¹ selon lesquelles une telle impossibilité n'était pas connue ou comprise par l'industrie ne sont pas appuyées par les faits. Ainsi, un échange de courriels entre employés de la demanderesse en date du 10 janvier 2011 mentionne que « current regulations do not allow us to drill across licenses »¹²². Plus généralement, des documents de l'APGQ de l'époque révèlent que celle-ci était aussi consciente des limites aux forages horizontaux posées par l'article 22 du RPGRS et voulait modifier celui-ci¹²³.

111. Par ailleurs, la demanderesse souligne avoir communiqué au ministère des Ressources naturelles son intention de forer horizontalement sous le fleuve à partir des permis terrestres dans sa demande de permis de recherche soumise en 2006¹²⁴. Or, elle ne pouvait pas pour autant

¹¹⁷ RER-004-Gagné, para. 123.

¹¹⁸ RER-004-Gagné, para. 124-125.

¹¹⁹ RER-004-Gagné, para. 131.

¹²⁰ **C-119**, Pièce jointe « Public Relations Issues Dec 2010.doc », p. 1, pièce-jointe de **R-256**, Courriel de Mel Stahl à Robert Welch, « Subject: Quebec Public Relations issues Dec 2010.doc », 21 décembre 2010 [Nos soulignements].

¹²¹ Mémoire en réplique, para. 325-326.

¹²² **R-193**, Courriels entre Mel Stahl et Robert Welch, « Subject: RE », 10 janvier 2011.

¹²³ **R-257**, « Quebec Regulatory Matrix.DOC », p. 4, où l'APGQ propose des modifications aux distances séparatrices de 100m des limites d'un permis pour forer des puits.

¹²⁴ Mémoire en réplique, para. 147.

conclure qu'un tel projet serait autorisé. Comme l'explique monsieur Gosselin, en vertu de l'ancien régime du « *free mining* », le ministère des Ressources naturelles devait accorder un permis de recherche à quiconque en faisait la demande et satisfaisait aux conditions prescrites¹²⁵. Celui-ci n'a pas pour responsabilité de conseiller les demandeurs de permis de recherche sur la faisabilité de leurs projets¹²⁶. Ce n'est que lorsque Junex aurait demandé au ministère un permis de forage pour forer horizontalement entre le territoire d'un permis terrestre et celui du permis fluvial que le ministère aurait été appelé à valider qu'un tel projet respecte les règles en vigueur¹²⁷. Junex n'aurait donc pas pu obtenir un tel permis de forage¹²⁸.

2. La demanderesse avait pleinement connaissance du stade embryonnaire de l'industrie pétrolière et gazière au Québec et elle était consciente de la possibilité que des changements importants soient apportés au cadre législatif et réglementaire applicable

112. L'industrie pétrolière et gazière au Québec est encore à l'état embryonnaire¹²⁹. L'intérêt pour le gaz de schiste au Québec est le fruit du développement récent de nouvelles techniques d'exploration et d'exploitation¹³⁰. La demanderesse était bien au courant de ce fait et se décrit d'ailleurs comme un « *first mover* » investissant dans des bassins géologiques qui n'ont pas encore été explorés¹³¹. Le peu d'information disponible sur le shale d'Utica au Québec ainsi que le développement très limité de l'industrie pétrolière et gazière dans cette juridiction ont un impact sur la capacité des entreprises à entreprendre des stratégies de développement rapides. Ainsi, l'APGQ soulignait en 2009 que le Québec a un retard considérable sur l'Ouest canadien en ce qui concerne la maturité des travaux d'exploration qui y ont lieu¹³².

¹²⁵ RWS-003A-Gosselin, para. 26.

¹²⁶ RWS-003A-Gosselin, para. 26.

¹²⁷ RWS-003A-Gosselin, para. 26.

¹²⁸ RWS-007-Daigle, para. 16.

¹²⁹ Contre-mémoire du Canada, para. 34-35.

¹³⁰ Contre-mémoire du Canada, para. 36-37.

¹³¹ Mémoire, para. 76.

¹³² **R-258**, « QOGA Hydrocarbon Act Subcommittee – Orientation submission », 30 septembre 2009. D'ailleurs, en 2010, devant le BAPE, l'APGQ mentionnait : « Exploration activity in Quebec is low and industry does not yet know whether the Utica will be commercial. » **R-259**, « QOGA BAPE memoire speaking notes », 16 novembre 2010, diapositive 12.

113. L'état embryonnaire du secteur pétrolier et gazier au Québec se reflète aussi dans son cadre législatif et réglementaire puisque, à l'époque des faits, il n'existait pas de dispositions spécifiques au secteur pétrolier et gazier, celui-ci étant encadré par le régime minier québécois¹³³. Lorsque LPRC a débuté ses activités au Québec, le régime existant ne cadrerait pas bien avec son projet et les entreprises gazières étaient au courant de plusieurs éléments qui compliquaient leurs activités dont l'absence de disposition permettant le transfert de permis¹³⁴. Elles devaient aussi s'attendre à des changements importants au régime applicable.

114. Comme le Canada l'a expliqué dans son contre-mémoire, le Québec s'est lancé dans un vaste processus d'étude des impacts du développement du gaz de schiste et de modernisation de sa réglementation afin d'encadrer adéquatement ce nouveau secteur d'activité. Cette approche « pas à pas » est pleinement comprise et respectée par les compagnies membres de l'APGQ¹³⁵. D'ailleurs, la demanderesse a collaboré activement au développement du nouveau régime¹³⁶.

115. Cette *Loi sur les hydrocarbures* n'a été adoptée qu'en 2016 et son contenu ne pouvait pas être connu en 2011. Les règlements d'application de la loi, eux, ne sont pas encore adoptés et leur contenu n'est pas connu. Il existait en 2011, et il existe toujours, une incertitude considérable quant au régime qui sera applicable au secteur pétrolier et gazier au Québec. Cette incertitude affectait la capacité de LPRC de mettre en œuvre sa stratégie de développement de la ressource.

116. Il apparaît donc, qu'en 2011, la demanderesse était consciente du caractère évolutif du régime encadrant le développement du gaz de schiste et qu'elle n'envisageait pas de compléter immédiatement son programme d'exploration, contrairement à ce qu'elle suggère aujourd'hui.

¹³³ Contre-mémoire, para. 41.

¹³⁴ **R-260**, « QOGA G7 Group Consensus of Top Issues for the Meeting July 6, 2010 with the Minister ».

¹³⁵ **R-243**, Association pétrolière et gazière du Québec, Mémoire de l'Association pétrolière et Gazière du Québec, novembre 2015, p. 4, produit dans le cadre de : **R-200**, Gouvernement du Québec, Évaluation environnementale stratégique, « Rapport sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures », mai 2016.

¹³⁶ **R-261**, « Meeting Report – Task force committee meeting April 13, 2010 ».

3. La demanderesse savait que son projet aurait requis de nombreuses autorisations gouvernementales et faisait face à d'importants défis d'acceptabilité sociale

117. La demanderesse était consciente que de nombreux obstacles réglementaires se dressaient face à son projet de développement du Bloc Champlain/Bécancour. D'abord, il lui fallait obtenir de nombreuses autorisations pour chaque puits qu'elle voulait forer, notamment de la part du ministère de l'Environnement, du ministère des Ressources naturelles, de la municipalité concernée, du propriétaire du terrain où le permis serait foré et, dans certains cas, de la Commission de protection du territoire agricole. En 2009, LPRC estimait qu'il fallait au moins 117 jours afin d'obtenir les autorisations nécessaires pour forer un puits¹³⁷. Par ailleurs, si une ressource commercialement exploitable avait été découverte, Junex aurait dû obtenir un bail d'exploitation du ministère des Ressources naturelles avant que la phase d'exploitation ne puisse commencer. À la lumière des faits qui précèdent, il est peu probable que, n'eût été de la *Loi*, la production aurait pu commencer le 1^{er} juillet 2013, comme l'allègue la demanderesse.

118. Finalement, la demanderesse savait que son projet de développement faisait face à un important déficit d'acceptabilité sociale ce qui compliquait d'autant plus la réalisation de celui-ci. En effet, l'APGQ considère que l'acceptabilité sociale est un facteur important de la réussite des projets d'exploitation du gaz de schiste¹³⁸. Or, comme le relèvent de nombreux documents de la demanderesse, les travaux d'exploration de LPRC faisaient face à une opposition importante et soutenue de la part de citoyens¹³⁹. La demanderesse était aussi au courant que plusieurs groupes demandaient à l'époque un moratoire complet sur l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste¹⁴⁰ ce qui aurait posé un frein encore plus important à son projet.

¹³⁷ **R-262**, « Quebec #2 Well Permitting Process », April 22, 2009.

¹³⁸ **R-243**, Association pétrolière et gazière du Québec, Mémoire de l'Association pétrolière et Gazière du Québec, novembre 2015, p. 6, produit dans le cadre de : **R-200**, Gouvernement du Québec, Évaluation environnementale stratégique, « Rapport sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures », mai 2016.

¹³⁹ **R-263**, Courriel de Dana Roney à Virginie Lavoie, « Subject: Fw: Fwd: Concerns following the letter of consent visits », 20 avril 2011; **R-264**, Patrick J. Redmond, Interoffice Memorandum to Forest Oil Personnel Associated with the St. Denis Well, « Re: Public Disclosure – Quebec Talking Points », 26 novembre 2010; **R-292**, « Public Relations issues Dec 2010.doc », 1 décembre 2010.

¹⁴⁰ **R-265**, « Quebec Update-sep2010.doc », 1 septembre 2010.

4. La présence de la centrale nucléaire aurait été un obstacle supplémentaire au plan de développement de Lone Pine

119. Dans son mémoire en réplique, la demanderesse prétend qu'il n'y a aucune raison de croire que la présence de la centrale l'aurait empêchée d'exploiter le gaz de schiste sur l'ensemble ou même une partie du permis fluvial. Or, dans son témoignage, monsieur Gosselin démontre que le ministère des Ressources naturelles n'aurait pas délivré de permis de forage à proximité de la centrale à moins que le détenteur de permis ait été en mesure de démontrer que ces activités n'auraient pas porté atteinte à la sécurité de la centrale¹⁴¹. Le témoignage de monsieur Frappier, le Directeur général de la réglementation des centrales nucléaires de la Commission canadienne de sûreté nucléaire est au même effet¹⁴².

5. LPRC avait décidé de suspendre ses travaux d'exploration avant l'adoption de la Loi

120. La demanderesse suggère que, n'eut été de l'adoption de la *Loi*, LPRC aurait complété son programme d'exploration en 2011 ou 2012 puis entamé son programme d'exploitation tel que prévu¹⁴³. Pourtant, bien que la *Loi* n'ait eu aucun effet sur les permis terrestres, LPRC n'a entrepris aucune activité d'exploration après 2010¹⁴⁴. En fait, il apparaît que plusieurs facteurs ont fait en sorte que la demanderesse a décidé de suspendre son programme de développement du shale d'Utica au Québec en 2011.

121. D'abord, la décision du gouvernement du Québec, à la suite du Rapport 273 du BAPE, d'obtenir davantage d'information sur les impacts du développement du gaz de schiste par le biais d'une étude environnementale stratégique et de restreindre les forages pouvant être réalisés pendant ce temps limitait fortement la capacité de LPRC à exécuter son projet. Ainsi, un plan d'affaires de 2011 mentionne ce qui suit : « Based on BAPE, defer Utica development ». ¹⁴⁵ Par ailleurs, la baisse du prix du gaz naturel sur les marchés a diminué la rentabilité économique du développement du shale d'Utica. Ainsi, en 2011, la demanderesse prévoyait se concentrer sur le

¹⁴¹ RWS-003A-Gosselin, para. 23.

¹⁴² RWS-008-Frappier, para.28.

¹⁴³ CWS-001-Witness Statement of Douglas W. Axani, para. 63.

¹⁴⁴ Contre-mémoire, para. 244.

¹⁴⁵ **R-266**, Lone Pine Resources Inc, « Minutes of a Regular Meeting of the Board of Directors », 17 mars 2011, « Exhibit 3: Lone Pine's post-IPO business plan – March 17, 2011 », p.49.

développement des ressources pétrolières plutôt que gazières pendant les années à venir¹⁴⁶. Finalement, l'incertitude quant au cadre réglementaire qui était toujours en évolution et des changements anticipés au régime fiscal et de redevances avaient diminué l'intérêt de la demanderesse pour le développement du shale d'Utica au Québec. En mai 2011, Dana Roney décrivait ainsi les perspectives de développement au Québec :

With the loss of the Resource Tax Credit and until there is clarity regarding the Quebec royalty regime, exploration incentives, duties, compensation for municipalities provided by industry, and the new regulatory framework; we are not currently planning any further shale gas operations in the province¹⁴⁷.

G. Le permis fluvial n'était pas au cœur du plan de développement du Bloc Champlain/Bécancour et la demanderesse n'a pas établi que les travaux effectués sur les permis terrestres visaient le développement du permis fluvial

122. La demanderesse suggère, dans son mémoire en réplique, que le permis fluvial était au cœur du projet de développement du Bloc Champlain/Bécancour de LPRC¹⁴⁸ et que celle-ci avait l'intention de développer le permis fluvial en priorité puisqu'il s'agissait du « *sweet spot* »¹⁴⁹. Elle prétend également que les travaux concernant les puits Bécancour 8 et Champlain 1H avaient pour objectif l'évaluation de la ressource se trouvant sur le territoire du permis fluvial¹⁵⁰. Non seulement cette nouvelle caractérisation du projet de développement de LPRC est-elle contredite par la description qu'en a fait la demanderesse dans son mémoire mais elle est contredite par de nombreux éléments de preuve.

1. Le permis fluvial n'était pas au cœur du projet de LPRC

123. Dans son mémoire, la demanderesse présente son projet de développement comme visant le Bloc Champlain/Bécancour dans son ensemble, soit le permis fluvial ainsi que les quatre permis terrestres l'entourant¹⁵¹. À cet effet, la demanderesse reconnaissait que, lorsque Junex l'a approchée en 2006 à la *North American Prospect Expo* (« NAPE »), il était question d'une

¹⁴⁶ R-267, « Lone Pine – Potential investor questions May 6, 2011 ».

¹⁴⁷ R-237, Courriel de Dana Roney à Shona Mackenzie, Gordon Howe et Robert Welch, « Subject: Response to Royalty changes », 18 mars 2011 [Nos soulignements].

¹⁴⁸ Mémoire en réplique, para. 163, 180 et 226.

¹⁴⁹ Mémoire en réplique, para. 163, 180 et 226.

¹⁵⁰ Mémoire en réplique, para. 157.

¹⁵¹ Mémoire de la demanderesse, para. 75-76 et 83-84.

collaboration au développement du Bloc Champlain/Bécancour¹⁵² ce qui, à cette époque, ne comprenait pas encore le permis fluvial. Par ailleurs, aucun des témoins de la demanderesse ne dit que le permis fluvial avait plus de valeur que les autres permis. Par exemple, dans sa déclaration initiale, monsieur Wiggin mentionnait que « the north shore, the south shore, and the region under the St. Lawrence River itself were equally prospective »¹⁵³.

124. Par contraste, les déclarations de témoins soumises par la demanderesse à l'appui de son mémoire en réplique reflètent un changement soudain dans la caractérisation du projet de LPRC.

125. Dans sa déclaration au soutien du mémoire en réplique, monsieur Axani fait valoir que le permis fluvial était au cœur de la stratégie de développement de LPRC et qu'il s'agissait de l'endroit le plus prometteur pour le développement du shale d'Utica¹⁵⁴.

126. Aucun document contemporain aux événements n'appuie cette thèse. Dans tous ses documents, la demanderesse présente son projet de développement du Bloc Champlain/Bécancour comme un projet unique, sans distinguer entre les permis individuels¹⁵⁵. Aucun document contemporain ne suggère non plus que le permis fluvial était l'endroit le plus logique où entamer le développement du gaz de schiste sur le Bloc Champlain/Bécancour.

127. Les ententes conclues par la demanderesse confirment plutôt que le permis fluvial n'a jamais été au cœur du projet de cette dernière. Ainsi, la demanderesse a conclu le Contrat d'affermage visant les quatre permis terrestres en juin 2006 alors que Junex ne détenait pas le permis fluvial et avant même qu'elle ne contacte le ministère des Ressources naturelles pour s'enquérir de la disponibilité du territoire du permis fluvial à la mi-juillet 2006¹⁵⁶. Si la demanderesse a bien soumis une demande pour obtenir le permis fluvial deux mois plus tard, [REDACTED]

[REDACTED]

¹⁵² Mémoire de la demanderesse, para. 76.

¹⁵³ CWS-002-Witness Statement of Roger Wiggin, para. 10.

¹⁵⁴ CWS-006-Reply Witness Statement of Douglas W. Axani, para. 8.

¹⁵⁵ Voir notamment **C-035**, Virginie Lavoie (the Enterprise), Presentation, "Canadian Forest Oil's Farm-In Areas in Quebec" (April 2010), p.4-5; **C-153**, Forest Oil, December 2010 "In the Zone" Presentation, p. 30.

¹⁵⁶ CWS-002-Witness Statement of Roger Wiggin - 8 April 2015, para. 12.

Or, cet élargissement n'aura jamais lieu et Junex n'a obtenu le permis fluvial qu'en 2009, soit près de trois ans plus tard¹⁵⁸.

2. La caractérisation du permis fluvial comme étant le « *sweet spot* » n'est pas appuyée par les faits

128. Les documents de la demanderesse démontrent que l'emplacement du « *sweet spot* » dans le shale de l'Utica n'avait pas été déterminé. Dans un document de 2010 analysant les actifs de LPRC et leurs avantages et risques potentiels, sous la colonne « *sweet spot* » pour les basses-terres du Saint-Laurent, le document indique un point d'interrogation démontrant clairement que l'emplacement de celui-ci n'était pas connu¹⁵⁹.

129. LPRC était même d'avis que la position géographique du permis fluvial en faisait un endroit peu propice pour démarrer son projet de développement. Ainsi, Robert Welch écrivait, peu après le dépôt de la *Loi* : « The River license may not [be] as prospective as the remainder of the lands, and do require significant expense to access »¹⁶⁰.

130. Par ailleurs, dans son deuxième rapport sur l'évaluation de la ressource, Deloitte explique les raisons pour lesquelles le territoire du permis fluvial ne peut être considéré comme le « *sweet spot* »¹⁶¹. Pour en arriver à cette conclusion, Deloitte se fonde notamment sur des rapports, incluant une évaluation de la ressource portant sur les basses-terres du Saint-Laurent préparée à la demande de LPRI. Deloitte indique aussi que le permis fluvial est situé dans un corridor qui se trouve au nord de la faille de Yamaska (corridor 1) et qui présente moins de potentiel que celui qui se trouve au sud de la même faille (corridor 2) et où sont par ailleurs situés deux des permis terrestres¹⁶². La demanderesse ne peut donc pas prétendre que le permis fluvial constituait le « *sweet spot* » puisque d'autres permis du Bloc Champlain/Bécancour présentaient un meilleur potentiel gazier.

¹⁵⁷ Contre-mémoire, para. 237-238.

¹⁵⁸ Contre-mémoire, para. 245.

¹⁵⁹ **R-268**, « Risks/Upsides analysis update – 2 novembre 2010 ».

¹⁶⁰ **C-141**, Email from R. Welch to G. Howe re: “Quebec Major Development” and attachments (19 May 2011).

¹⁶¹ RER-003A-Deloitte-Ressources, para. 55-59.

¹⁶² RER-003A-Deloitte-Ressources, para. 56-58.

3. La demanderesse n'a pas établi que les travaux effectués sur les permis terrestres n'auraient pas été réalisés en l'absence du permis fluvial

131. Tout d'abord, en vertu du Contrat fluvial, LPRC n'avait aucune obligation d'effectuer des travaux pour obtenir des intérêts dans le permis fluvial. L'un des experts de la demanderesse, le professeur Tremblay, le confirme d'ailleurs dans son rapport¹⁶³.

132. Dans les faits, aucune dépense spécifique au permis fluvial n'a été encourue. Monsieur Axani reconnaît que les données obtenues grâce aux puits situés sur le Bloc Champlain/Bécancour pouvaient être utilisées pour développer la stratégie de l'entreprise concernant ses activités au Québec dans son ensemble¹⁶⁴. De plus, dans un rapport sur les travaux statutaires qu'elle a transmis au ministère des Ressources naturelles, Junex explique que le puits Champlain 1H lui [REDACTED]

[REDACTED] Ceci contredit directement l'allégation de la demanderesse voulant que les travaux relatifs à ce puits avaient pour objectif d'évaluer la ressource se trouvant sur le territoire du permis fluvial. Même si monsieur Axani suggère maintenant que les travaux sur le Bloc Champlain/Bécancour avaient pour objectif principal le développement du permis fluvial, ces affirmations sont contredites par les éléments de preuve démontrant que l'entreprise ne savait pas où se trouvait le « *sweet spot* » et qu'elle n'avait donc aucune raison de cibler spécifiquement les ressources se trouvant sur le territoire du permis fluvial.

133. Comme l'a démontré le Canada dans son contre-mémoire, la très grande majorité, soit [REDACTED] des coûts réclamés pour les travaux effectués sur le Bloc Champlain/Bécancour ont été encourus avant la délivrance du permis fluvial¹⁶⁶. De plus, une lettre du ministère des Ressources naturelles à Junex en date du 28 août 2007 indique que le

¹⁶³ CER-003 - Expert report of Prof. Tremblay, para. 63.1.

¹⁶⁴ CWS-001-Witness Statement of Douglas W. Axani, para. 46.

¹⁶⁵ **R-190**, Junex Inc., Soumissions des dépenses d'exploration pour les travaux statutaires sur les permis d'exploration de Junex dans les basses-terres du Saint-Laurent, 13 avril 2009 [Nos soulignements].

¹⁶⁶ Contre-mémoire, para. 204. Par ailleurs, à la suite de la délivrance du permis fluvial, LPRC n'a effectué aucun forage additionnel sur le Bloc Champlain/Bécancour.

ministère avait suspendu indéfiniment le traitement de la demande de permis de Junex¹⁶⁷. Ainsi, la plupart des travaux ont été faits à une époque où le traitement de la demande de permis avait été suspendu sans indication quant au moment où le ministère la considèrerait.

134. Par ailleurs, comme le souligne Deloitte, il est impossible de conclure que les puits Bécancour 8 et Champlain 1H visaient spécifiquement le territoire du permis fluvial plutôt que celui des permis où ils ont été forés. LPRC aurait mené ces activités même si elle ne souhaitait pas évaluer les ressources du permis fluvial et aucun élément de preuve ne démontre que LPRC ait encouru des coûts supplémentaires pour évaluer spécifiquement le permis fluvial¹⁶⁸.

135. La chronologie suivante présente les différents travaux effectués sur le Bloc Champlain/Bécancour et démontre qu'ils auraient été faits même en l'absence du permis fluvial :

5 juin 2006	Junex et Forest Oil concluent le Contrat d'affermage qui vise les permis terrestres et qui prévoit que si Forest Oil lève l'option afin d'acquérir un intérêt économique dans les permis, elle devra dépenser ██████████ de dollars en travaux. [pièce C-017]
28 juillet 2006	CFOL demande au ministère des Ressources naturelles la délivrance d'un permis de recherche dans le fleuve Saint-Laurent. [pièce C-018]
14 décembre 2006	Forest Oil et Junex concluent le Contrat fluvial . Forest Oil n'a pas à effectuer des travaux de recherche pour l'obtention d'un intérêt économique dans le permis fluvial. [pièce C-022]
10 janvier 2007	À la suite d'une entente entre Forest Oil et Junex, le ministère des Ressources naturelles renvoie à CFOL les documents relatifs à sa demande de permis de recherche dans le fleuve Saint-Laurent. [pièce C-023]
10 mai 2007	Forest Oil lève l'option que lui confère le Contrat d'affermage et entreprend des travaux sur le territoire de trois des quatre permis terrestres. [pièce C-024]

¹⁶⁷ **R-184**, Lettre de Jean-Yves Laliberté à ██████████, « Objet : Demandes de permis de recherche Estuaire fluvial », 28 août 2007.

¹⁶⁸ RER-003A-Deloitte-Ressources, para. 61.

28 août 2007	Le ministère des Ressources naturelles informe Junex de l'impossibilité de délivrer des permis de recherche dans les subdivisions hydrographiques de l'estuaire du fleuve Saint-Laurent qui s'étendent jusqu'au Lac Saint-Pierre en raison d'un projet de modification législative; le traitement de la demande relative au permis fluvial est suspendu pour une période indéterminée. [pièce R-184]
Au courant de l'année 2007	Junex analyse les échantillons recueillis et réalise des levés concernant le puits Bécancour 8. [Figure 10, mémoire de la demanderesse, p. 70]
Au courant de l'année 2008	Forest Oil réalise des travaux de complétion et de fracturation pour le puits Bécancour 8. Pour le puits Champlain 1H, Forest Oil réalise des travaux de forage, de fracturation et de complétion. [Figure 10, mémoire de la demanderesse, p. 70]
<i>Fin février 2009</i>	<i>Près de ██████ du montant réclamé par la demanderesse à titre de coûts irrécupérables a été dépensé. [CER-0020]</i>
17 mars 2009	Le ministère des Ressources naturelles délivre le permis fluvial à Junex. [pièce R-108]
De mars 2009 jusqu'au 12 juin 2011	Mis à part des travaux visant la remise en état du site du puits Champlain 1H, des inspections annuelles, des travaux minimes d'entretien et de la surveillance, plus aucuns travaux ne sont réalisés sur les permis terrestres. [Figure 10, mémoire de la demanderesse, p. 70]

Figure 1 Chronologie des travaux effectués sur le Bloc Champlain/Bécancour¹⁶⁹

II. LES DEMANDES D'INFÉRENCES DÉFAVORABLES DE LA DEMANDERESSE DOIVENT ÊTRE REJETÉES

136. Dans son mémoire en réplique, la demanderesse réitère ses demandes d'inférences défavorables, telles qu'elle les avait soulevées dans sa lettre adressée au Tribunal en date du 31 mars 2017¹⁷⁰. Elle demande au Tribunal de conclure que la *Loi* a été adoptée pour des motifs de partisanerie politique, et non pas afin de protéger le fleuve Saint-Laurent, du fait de la non-divulgarion, en tout ou en partie, de certains documents par le Canada.

¹⁶⁹ Voir chronologie en annexe.

¹⁷⁰ R-269, Lettre d'Andrew Little au Tribunal, 31 mars 2017, pp. 5-7.

137. Ces demandes doivent être rejetées. D'abord, il n'est pas approprié de tirer des inférences défavorables en l'espèce puisque celles-ci ne sont pas nécessaires afin de statuer sur les motifs de la *Loi* et puisque la non-divulgence de certains documents par le Canada est justifiée par un motif sérieux. De plus, les demandes d'inférences défavorables faites par la demanderesse dans son mémoire en réplique sont non-fondées et ne peuvent être acceptées.

A. Les documents non-divulgués en tout ou en partie par le Canada

138. À la suite de l'ordonnance procédurale du Tribunal du 24 février 2017, le Canada a refusé de divulguer, en tout ou en partie, certains documents à la demanderesse. Le tableau ci-dessous résume quels documents ont été divulgués à la demanderesse:

Documents entièrement divulgués	14
Documents divulgués en partie pour des motifs de pertinence, tel qu'autorisé par l'ordonnance procédurale du 24 février 2017	5
Documents divulgués en partie pour des motifs de sensibilité institutionnelle et politique	8
Documents non divulgués pour des motifs de sensibilité institutionnelle et politique	8
Total	36

139. Ainsi, le Canada n'a refusé de divulguer que huit documents dans leur totalité et huit documents en partie pour des motifs de sensibilité institutionnelle et politique.

140. Les huit documents qui ont été retenus en entier par le Canada sont les suivants :

- (i) Deux documents sont des projets de présentation au comité des priorités du Conseil exécutif¹⁷¹. [REDACTED].
- (ii) Trois documents sont des plans de communication¹⁷². Comme l'explique monsieur Adam dans sa déclaration, un plan de communication est annexé à un mémoire au Conseil des ministres et il « présente les enjeux de

¹⁷¹ Documents n°112 et 114 de la liste amendée de documents non-divulgués (10 avril 2017).

¹⁷² Documents n°147, 168 et 215 de la liste amendée de documents non-divulgués (10 avril 2017).

communication associés au projet et propose des façons de communiquer l'éventuelle décision rendue par le Conseil des ministres au public »¹⁷³. Ces plans font partie intégrante des recommandations ministérielles du mémoire auquel ils sont joints et leur divulgation soulève les mêmes sensibilités institutionnelles et politiques de sorte qu'ils méritent la même protection¹⁷⁴. Un exemple de la forme que prennent de tels plans de communication a été déposé en annexe à la déclaration de monsieur Adam.¹⁷⁵

- (iii) Un document contient des extraits du mémoire des délibérations du Conseil exécutif¹⁷⁶. Tel que le souligne monsieur Adam, « les séances du Conseil exécutif se tiennent à huis-clos et ses délibérations sont secrètes »¹⁷⁷ et « un mémoire des délibérations qui y ont été tenues [...] ne peut être reproduit et il ne peut être consulté que par quelqu'un qui était membre du Conseil exécutif lors de cette séance. »¹⁷⁸
- (iv) Une note d'information des fonctionnaires du Secrétariat à la prospérité économique, au développement durable, et à l'allégement réglementaire et administratif à l'attention de la ministre des Ressources naturelles¹⁷⁹.
- (v) Un courriel du bureau du sous-ministre et secrétaire du Ministère au sous-ministre associé à l'Énergie relatant la décision du Conseil exécutif du gouvernement du Québec¹⁸⁰.

141. Les huit documents qui ont été divulgués en partie sont des ébauches de mémoire et un mémoire au Conseil des ministres relatifs au projet de loi n°18. Bien que ces documents soient

¹⁷³ RWS-006-Adam, para. 22.

¹⁷⁴ **R-217**, Ministère du Conseil exécutif, *Le fonctionnement du Conseil des ministres*, Québec, 18 avril 2008, p. 7.

¹⁷⁵ RWS-006-Adam, Annexe E.

¹⁷⁶ Document n°199 de la liste amendée de documents non-divulgués (10 avril 2017).

¹⁷⁷ RWS-006-Adam, para. 32.

¹⁷⁸ RWS-006-Adam, para. 33.

¹⁷⁹ Document n°177 de la liste amendée de documents non-divulgués (10 avril 2017).

¹⁸⁰ Document n°183 de la liste amendée de documents non-divulgués (10 avril 2017).

confidentiels dans leur totalité en droit québécois, le Canada a divulgué la quasi-totalité du contenu de ces documents à la demanderesse afin de se conformer le plus possible à l'ordonnance procédurale du Tribunal. Seules les sections intitulées « Recommandations des ministres » et « Recommandations reconnaissant le caractère d'urgence du projet de loi limitant les activités pétrolières et gazières et modifiant la Loi sur les mines » n'ont pas été divulguées en raison de leur sensibilité institutionnelle et politique très élevée.

142. Quant au contenu des « Recommandations des ministres » qui n'ont pas été divulguées à la demanderesse, monsieur Adam mentionne :

Les recommandations du ministre au Conseil des ministres sont rédigées de manière succincte et ne contiennent aucune analyse de la question à l'étude, celle-ci se trouvant dans les sections précédentes du mémoire. Ainsi, bien que les recommandations du ministre soient confidentielles, celles-ci découlent nécessairement des solutions exposées dans le corps du mémoire au Conseil des ministres et de l'analyse de leurs avantages et inconvénients¹⁸¹.

143. En ce qui concerne les « Recommandations reconnaissant le caractère d'urgence du projet de loi limitant les activités pétrolières et gazières et modifiant la Loi sur les mines », [REDACTED]

[REDACTED] En effet, le caractère d'urgence d'une loi s'applique à toute mesure législative dès qu'elle est déposée après le 21 janvier pour adoption à la session parlementaire du printemps¹⁸².

B. Il n'est pas approprié de tirer des inférences défavorables en l'espèce

144. Le paragraphe 30(3) du Règlement d'arbitrage de la CNUDCI, qui régit cet arbitrage¹⁸³, stipule que, si une partie ne produit pas les documents qu'elle est invitée à produire par le tribunal « sans invoquer d'empêchement légitime, le tribunal arbitral peut statuer sur la base des éléments de preuve dont il dispose »¹⁸⁴. Ce paragraphe permet, mais ne requiert pas, que le Tribunal tire des inférences défavorables de la non-divulgarion de documents.

¹⁸¹ RWS-006-Adam, para. 18.

¹⁸² RWS-006-Adam, para. 26.

¹⁸³ Ordonnance procédurale n° 1, para. 22.

¹⁸⁴ Règlement d'arbitrage de la CNUDCI (2010), para. 30(3) [Nos soulignements].

145. L'objectif de ce paragraphe est d'assurer que la non-production de preuve par une partie n'empêche pas le tribunal de remplir son mandat¹⁸⁵. Ainsi, les inférences défavorables ne doivent pas servir à punir une partie et ne permettent pas de modifier le fardeau de la preuve des parties¹⁸⁶. Un tribunal ne devrait accepter de tirer des inférences défavorables que lorsqu'elles servent de «gap filler to substitute for a piece of essential evidence»¹⁸⁷. D'ailleurs, les tribunaux arbitraux ont refusé de tirer des inférences défavorables quand l'inférence demandée n'était pas déterminante pour en arriver à une décision¹⁸⁸. Ils ont aussi refusé de tirer des inférences défavorables quand la partie refusant de divulguer des documents fournit des raisons sérieuses justifiant son refus¹⁸⁹.

146. En l'espèce, le Canada soumet que le Tribunal ne devrait pas tirer d'inférence défavorable de son refus de divulguer, en tout ou en partie, certains documents parce que : (1) ces inférences ne sont pas nécessaires pour statuer sur les motifs d'adoption de la *Loi* et (2) le refus du Canada de divulguer certains documents est basé sur des motifs sérieux.

1. Il n'est pas nécessaire de tirer des inférences défavorables pour statuer sur les motifs d'adoption de la *Loi*

147. Dans le cadre de ce litige et à la suite d'un processus de production documentaire à grande échelle, le Canada a remis à la demanderesse un nombre important de documents gouvernementaux détaillant le processus d'élaboration de la *Loi* et les motifs qui sous-tendent celle-ci. Ces documents incluent notamment des notes d'information préparées par le ministère des Ressources naturelles dans le contexte de l'élaboration de la *Loi*¹⁹⁰. Par ailleurs, la *Loi* a été

¹⁸⁵ **RLA-088**, Caplan, *The UNCITRAL Arbitration Rules : A commentary*, 2 ed, Oxford University Press, 2012, p. 678.

¹⁸⁶ **RLA-088**, Caplan, *The UNCITRAL Arbitration Rules : A commentary*, 2 ed, Oxford University Press, 2012, p. 673.

¹⁸⁷ **RLA-089**, Michael Polkinghorne et Charles B. Roseberg, « The Adverse Inference in ICSID Practice », (2015) 30:3 ICSID Review, p. 743. (nos soulignements)

¹⁸⁸ **CLA-087**, *Gemplus v. Mexico*, ICSID Case No ARB(AF)/04/4, Award (16 June 2010), para. 4-141 et 4-142.

¹⁸⁹ **RLA-090**, *Romp petrol Group v Romania*, Award (6 May 2013), para. 186.

¹⁹⁰ **R-042**, Ministère des Ressources naturelles, Direction du bureau des hydrocarbures, Note d'information (20101123-1/20101109- 40), *Interdiction des activités d'exploration et d'exploitation pétrolières et gazières dans le fleuve et l'estuaire du Saint-Laurent*, 7 décembre 2010; **R-043**, Ministère des Ressources naturelles, Direction du bureau des hydrocarbures, Note d'information (20101123-1/20101109- 40/201101063-5), *Interdiction des activités d'exploration et d'exploitation pétrolières et gazières dans le fleuve et l'estuaire du Saint-Laurent*, 11 février 2011; **R-044**, Ministère des Ressources naturelles, Direction du bureau des hydrocarbures, Note d'information (20101123-

adoptée par l'Assemblée nationale du Québec à la suite d'un débat public en commission parlementaire¹⁹¹ et les documents entourant ce processus sont publics. Finalement, la *Loi* a été adoptée à la suite du rapport de l'ÉES1 et au Rapport 273 du BAPE qui sont eux aussi publics.

148. La demanderesse dispose donc d'informations considérables sur l'élaboration de la *Loi* et les motifs qui la sous-tendent. Tel que mentionné précédemment, seulement 16 documents concernant la *Loi* n'ont pas été divulgués, en tout ou en partie, à la demanderesse. Dans le cas de huit de ces 16 documents (les ébauches de mémoire et le mémoire au Conseil des ministres), la quasi-totalité du document a été divulguée à la demanderesse et seules les recommandations n'ont pas été divulguées. Quant aux huit documents qui n'ont pas été divulgués en totalité, certains d'entre eux sont des documents, tels des plans de communication, qui ne contiennent pas d'analyse des motifs de la *Loi* ou d'autres informations essentielles au litige. Il n'est donc pas nécessaire de tirer des inférences négatives pour statuer sur les motifs qui sous-tendent la *Loi* puisque ceux-ci sont amplement documentés dans la preuve versée au dossier.

2. Le refus du Canada de divulguer certains documents est basé sur des motifs sérieux

149. Dans sa réponse aux objections de la demanderesse datée du 2 février 2017, le Canada a expliqué en détail les motifs sérieux justifiant la non-divulgence du contenu de certains documents de la catégorie I5, soit ceux qui concernent des délibérations entre ministres ou au sein du Conseil des ministres relativement à l'élaboration et l'adoption de la *Loi* et pour lesquels le gouvernement du Québec possède un intérêt public important justifiant la non-divulgence¹⁹². Bien que le Tribunal ait ordonné au Canada de produire ces documents dans son ordonnance procédurale du 24 février 2017, il doit néanmoins prendre ces motifs en considération avant de tirer des inférences défavorables du refus du Canada de se conformer à cette ordonnance procédurale¹⁹³.

1/20101109- 40/20110106-3), *Interdiction des activités d'exploration et d'exploitation pétrolières et gazières dans le fleuve et l'estuaire du Saint-Laurent*, 28 février 2011.

¹⁹¹ Mémoire en duplique, para. 96.

¹⁹² **R-270**, Réponse du Canada aux objections de la demanderesse (2 février 2017), p. 9.

¹⁹³ **RLA-091**, Mojtaba Kazazi, *Burden of Proof and Related Issues: A Study of Evidence Before International Tribunals*, Kluwer Law International, 1996, p. 321.

150. Le motif sérieux qui a poussé le Canada à ne pas divulguer, en tout ou en partie, 16 documents est la préservation de la confidentialité des délibérations du Conseil des ministres. Comme l'explique monsieur Adam, il s'agit là d'un principe fondamental au Canada¹⁹⁴ qui a été clairement reconnu par la Cour suprême du Canada¹⁹⁵. Ainsi, la protection de l'intérêt public en cause requiert que ces documents ne soient pas divulgués. Il s'agit d'une situation fort différente de situations où des tribunaux ont accepté de tirer des inférences défavorables du refus de divulguer certains documents parce qu'une partie n'avait aucune raison valable de ne pas divulguer certains documents¹⁹⁶.

C. Les demandes d'inférences défavorables faites par la demanderesse sont non-fondées.

151. Même si le Tribunal était d'avis qu'il pourrait être opportun de tirer des inférences défavorables en l'espèce, il doit refuser les demandes d'inférences défavorables faites par la demanderesse dans son mémoire en réplique. En effet, celles-ci sont non-fondées.

152. La doctrine a précisé certaines conditions qui doivent être remplies pour qu'un tribunal puisse tirer des inférences défavorables. Suivant ces critères, le Canada soumet que les demandes d'inférences défavorables faites par la demanderesse sont non-fondées car : (1) elles ne sont pas suffisamment précises, (2) la demanderesse n'a pas fait de preuve *prima facie* à leur égard, (3) elles sont contredites par les autres éléments de preuve au dossier et (4) elles ne sont pas susceptibles d'être appuyées par les documents qui n'ont pas été divulgués par le Canada.

1. Les inférences défavorables demandées par la demanderesse ne sont pas suffisamment précises

153. La demanderesse ne peut pas se contenter de demander au Tribunal de tirer, de façon générale, des inférences défavorables pour sanctionner la non-divulgence de certains documents par le Canada : elle doit expliquer clairement quelles inférences défavorables précises elle

¹⁹⁴ RWS-006-Adam, para. 19-20.

¹⁹⁵ **R-224**, *Babcock c. Canada (Procureur général)*, 2002 R.C.S. 3, para. 18

¹⁹⁶ **CLA-042**, *Marvin Feldman v. United Mexican States*, ICSID Case No. ARB(AF)/99/1, Award (16 December 2002), para. 177-178.

demande au Tribunal de tirer¹⁹⁷. Ainsi, au même titre que toute demande de production documentaire, une demande d'inférence défavorable doit viser un enjeu précis, pertinent et important¹⁹⁸. Les tribunaux arbitraux refusent de tirer des inférences défavorables lorsque la partie les demandant n'a pas identifié avec suffisamment de précision quelle inférence elle souhaite obtenir¹⁹⁹.

154. Or, en l'espèce, la demanderesse n'a pas identifié avec suffisamment de précision les inférences qu'elle souhaite obtenir. Elle se limite à énumérer différentes constatations de fait que le Tribunal devrait tirer du refus du Canada de divulguer certains documents²⁰⁰. Ces constatations de faits sont souvent rédigées en termes vagues et il est difficile de cerner quelles conclusions spécifiques la demanderesse recherche, au-delà d'une impression que la *Loi* aurait été motivée par des motifs de partisanerie politique (« political or partisan-political consideration »)²⁰¹. De telles demandes ne respectent pas le niveau de spécificité requis pour que le Tribunal puisse tirer des inférences défavorables.

2. Aucune preuve *prima facie* au soutien des inférences demandées n'a été faite par la demanderesse

155. La partie qui demande à un tribunal de tirer des inférences défavorables doit présenter des éléments de preuve *prima facie* à l'appui de celles-ci, c'est-à-dire des éléments permettant de retenir un fait en l'absence de preuve contraire, mais sans devoir être nécessairement concluants²⁰². Ainsi, tant la doctrine²⁰³ que les tribunaux arbitraux²⁰⁴ ont reconnu qu'une partie

¹⁹⁷ **RLA-092**, Simon Greenberg and Felix Lautenschlager, « Adverse inferences in International Arbitral Practice » Chapter 9 dans *International Arbitration and International Commercial Law*, p. 199

¹⁹⁸ **RLA-093**, Vera Van Houtte, « Adverse Inferences in International Arbitration », dans Teresa Giovannini and Alexis Mourre, *Written Evidence and Discovery in International Arbitration*, p. 202

¹⁹⁹ **RLA-089**, Michael Polkinghorne et Charles B. Roseberg, « The Adverse Inference in ICSID Practice », (2015) 30:3 ICSID Review, p. 746.

²⁰⁰ Mémoire en réplique, para. 134.

²⁰¹ Mémoire en réplique, para. 134 (o)(i).

²⁰² **RLA-094**, Jeremy K. Sharpe, « Drawing Adverse Inferences from the Non-production of Evidence », (2006) 22:4 Arbitration International, p. 564.

²⁰³ **RLA-092**, Simon Greenberg et Felix Lautenschlager, « Chapter 9: Adverse inferences in International Arbitral Practice », dans S. Kröll et al., *International Arbitration and International Commercial Law*, Kluwer Law International, 2011, p. 187.

²⁰⁴ **CLA-042**, *Marvin Feldman v. United Mexican States*, ICSID Case No. ARB(AF)/99/1, Award (16 December 2002), para. 662

doit nécessairement présenter des éléments de preuve établissant la plausibilité de sa demande d'inférence défavorable afin que celle-ci soit acceptée. En effet, comme le soulignent Simon Greenberg et Felix Lautenschlager, «[a]dverse inferences are inappropriate where it would “amount more to speculation and conjecture than properly weighing the evidence on the record” »²⁰⁵.

156. Dans son mémoire en réplique, la demanderesse demande au Tribunal de tirer des inférences défavorables selon lesquelles des motifs de partisanerie politique ont justifié l'élaboration et l'adoption de la *Loi*²⁰⁶. Or, comme l'a déjà souligné le Canada dans sa lettre au Tribunal datée du 10 avril 2017, la demanderesse ne met de l'avant aucune preuve pour soutenir sa théorie voulant que la *Loi* ait été au centre d'intrigues politiques ou qu'elle ait été adoptée pour tout autre objectif inavoué et illégitime. Dans la mesure où elle prétend le contraire, les arguments de la demanderesse ne sont fondés que sur de pures spéculations et des insinuations sans aucun fondement factuel²⁰⁷.

157. Au contraire, la preuve présentée par le Canada met en lumière les motifs légitimes de protection de l'environnement qui ont été considérés par l'Assemblée nationale du Québec lors de l'adoption la *Loi*. La demanderesse ne remplit donc pas son fardeau de démontrer que ses demandes d'inférences défavorables sont appuyées par une preuve *prima facie*.

3. La preuve au dossier contredit les demandes d'inférences défavorables recherchées par la demanderesse

158. Toute inférence défavorable tirée par un tribunal doit nécessairement être cohérente avec les autres éléments de preuve au dossier²⁰⁸. Ainsi, le tribunal dans l'affaire *Glamis Gold* a refusé de retenir les inférences qui avaient été demandées sous prétexte que :

The Tribunal does not believe that it is likely that the limited redactions of these three documents would provide sufficient evidence to refute the entire rest of the record in

²⁰⁵ **RLA-092**, Simon Greenberg et Felix Lautenschlager, « Chapter 9: Adverse inferences in International Arbitral Practice », dans S. Kröll et al., *International Arbitration and International Commercial Law*, Kluwer Law International, 2011, p. 201

²⁰⁶ Mémoire en réplique, para. 134

²⁰⁷ **C-150**, Letter from the Respondent to the Tribunal, 10 April 2017, p. 6.

²⁰⁸ **RLA-094**, Jeremy K. Sharpe, « Drawing Adverse Inferences from the Non-production of Evidence », (2006) 22:4 *Arbitration International*, p. 560.

this case and prove that SB 22 and the SMGB Regulations were in fact coordinated efforts to halt the Imperial Project, especially in light of the determination above²⁰⁹.

159. Dans la formulation de ses demandes d'inférences défavorables, la demanderesse fait complètement fi des éléments de preuve qui sont déjà au dossier. Elle demande au Tribunal de faire abstraction de la réalité et de réécrire le fil des événements sur la base de faits alternatifs selon lesquels la *Loi* aurait été adoptée pour des fins de partisanerie politique. Cette interprétation omet complètement la preuve tant documentaire que testimoniale qui démontre de manière irréfutable que la *Loi* a été adoptée pour un motif légitime de protection du fleuve Saint-Laurent.

160. D'abord, les déclarations précises et concordantes des témoins du Canada expliquent clairement que la *Loi* avait pour but premier de protéger le fleuve Saint-Laurent²¹⁰. De plus, ces témoignages sont corroborés par la preuve au dossier. Ainsi, les notes d'information qui ont été déposées au soutien du contre-mémoire établissent clairement [REDACTED]

[REDACTED]. De la même façon, le mémoire au Conseil des ministres présentant le projet de loi 18 mentionne dès sa première page : [REDACTED]

[REDACTED]²¹² Ce document est particulièrement révélateur de l'objectif légitime d'intérêt public visé par la *Loi* puisqu'il constitue le document qui a servi de base aux délibérations du Conseil des ministres

²⁰⁹ **RLA-095**, *Glamis Gold, Ltd. v. The United States of America* (CNUDCI), Decision on Parties' Requests for Production of Documents Withheld on Grounds of Privilege, 17 novembre 2005, para. 822 [Nos soulignements].

²¹⁰ RWS-004-Normandeau, para. 53; RWS-005-Sauvé, para. 41; RWS-003-Gosselin, para. 52; RWS-002-Dupont, para. 68; RWS-003A-Gosselin, para. 12.

²¹¹ **R-042**, Ministère des Ressources naturelles, Direction du bureau des hydrocarbures, Note d'information (20101123-1/20101109- 40), *Interdiction des activités d'exploration et d'exploitation pétrolières et gazières dans le fleuve et l'estuaire du Saint-Laurent*, 7 décembre 2010; **R-043**, Ministère des Ressources naturelles, Direction du bureau des hydrocarbures, Note d'information (20101123-1/20101109- 40/201101063-5), *Interdiction des activités d'exploration et d'exploitation pétrolières et gazières dans le fleuve et l'estuaire du Saint-Laurent*, 11 février 2011; **R-044**, Ministère des Ressources naturelles, Direction du bureau des hydrocarbures, Note d'information (20101123-1/20101109- 40/20110106-3), *Interdiction des activités d'exploration et d'exploitation pétrolières et gazières dans le fleuve et l'estuaire du Saint-Laurent*, 28 février 2011.

²¹² **C-137**, Mémoire Au Conseil Des Ministres Gouvernement Du Québec De: Madame Nathalie Normandeau, Ministre des Ressources naturelles et de la Faune/Monsieur Serge Simard, Ministre délégué aux Ressources naturelles et la Faune - Objet: Projet de loi limitant les activités pétrolières et gazières et modifiant la Loi sur les mines (6 May 2011).

concernant la *Loi*. Finalement, la mesure en l'espèce étant une mesure législative, elle a fait l'objet de débats à l'Assemblée nationale qui ont été consignés dans le *Journal des débats*. Le ministre Normandeau, lors de la première journée des audiences publiques dans le cadre des consultations particulières sur le projet de loi 18, a déclaré en le présentant que :

[...] cette décision [d'interdire les activités pétrolières et gazières dans le fleuve Saint-Laurent] que nous réitérons aujourd'hui par un projet de loi, est directement liée à un processus d'évaluation environnementale [...] Et les conclusions ont été assez limpides, assez claires, très rapidement : l'ÉES a révélé que le milieu de l'estuaire et le fleuve [...] étaient beaucoup trop fragiles pour recevoir des activités de type lié au pétrole et au gaz. Alors, compte tenu évidemment de la configuration géographique, compte tenu des populations qui vivent aux abords de l'estuaire, il y a 180 000 personnes qui vivent aux abords de l'estuaire, on a jugé bon, M. le Président, de ne pas ajouter de pression induite sur le milieu, d'où la décision qui a été rendue en septembre dernier.²¹³

161. Nulle part dans les documents divulgués à la demanderesse ou produits en preuve n'est-il question de motifs de partisanerie politique ou de raisons autres qui appuieraient la thèse de la demanderesse. Les inférences défavorables recherchées par la demanderesse sont au contraire contredites par la preuve au dossier.

4. Il n'y a pas de lien logique entre la nature probable de l'information non divulguée et les inférences demandées

162. Le Tribunal peut uniquement tirer des inférences défavorables si celles-ci sont susceptibles d'être confirmées par le contenu des documents non-divulgués par le Canada. Ainsi, Nathan O'Malley rappelle que « [t]he tribunal should further be certain that the evidence is of the type which would normally contain information supporting the finding, before it draws the adverse inference. »²¹⁴ Lorsqu'il n'est pas évident que les documents non-divulgués sont de nature à appuyer les inférences défavorables demandées, les tribunaux arbitraux refusent normalement de tirer des inférences défavorables²¹⁵.

²¹³ **C-065**, *Journal des débats de l'Assemblée nationale*, 2^{ème} session, 39^{ème} législature (13 janvier 2009 au 22 février 2011), procès-verbal du jeudi 26 mai 2011 – vol. 42, n^o 11, p. 1.

²¹⁴ **RLA-096**, Nathan O'Malley, *Rules of Evidence in International Arbitration: An Annotated Guide*, informa, 2012, p. 219.

²¹⁵ **RLA-097**, *Riahi v. Government of the Islamic Republic of Iran*, award no. 600-485-1 (27 février 2003), para. 496.

163. Or, en l'espèce, le contenu des 16 documents non-divulgués, en tout ou en partie, par le Canada n'est pas susceptible d'appuyer les allégations de la demanderesse que la *Loi* a été élaborée et adoptée pour des motifs de partisanerie politique. En effet, les motifs de la *Loi* sont clairement identifiés dans le mémoire au Conseil des ministres. Tel qu'expliqué précédemment, les sections « Recommandations » et « Recommandation reconnaissant le caractère d'urgence du projet de loi limitant les activités pétrolières et gazières et modifiant la *Loi sur les mines* » du mémoire au Conseil des ministres ne contiennent aucune analyse de la *Loi* et leur contenu ne peut pas aller à l'encontre de celui des autres sections du mémoire²¹⁶. De façon similaire, les plans de communication contiennent uniquement des informations sur les enjeux de communication associés à la *Loi*²¹⁷. De tels documents ne peuvent pas faire état des motifs sous-tendant la *Loi* qui diffèrent de ceux qui ont été énoncés dans les autres sections du mémoire au Conseil des ministres.

III. LE TRIBUNAL N'A PAS JURIDICTION POUR STATUER SUR LE DIFFÉREND

164. Le Canada soumet que le Tribunal n'a pas juridiction pour statuer sur le différend parce que les allégations de la demanderesse ne visent pas un investissement au sens de l'article 1139 de l'ALÉNA et parce que la *Loi* ne concerne pas LPRC ou son investissement, tel que le requiert l'article 1101.

165. En ce qui concerne l'article 1139, l'essentiel du différend entre les parties concerne les questions à savoir si les droits obtenus par LPRC en vertu du Contrat fluvial et du Contrat de cession visant le permis fluvial sont des droits réels en droit québécois et si ces droits découlent de l'engagement de capitaux par la demanderesse. En ce qui concerne l'article 1101, le différend entre les parties repose sur la question à savoir s'il existe une connexion légale substantielle entre LPRC et la *Loi*, ou si LPRC fait plutôt partie d'une classe indéterminée et indéterminable d'investisseurs.

²¹⁶ Mémoire en duplique, para. 142.

²¹⁷ Mémoire en duplique, para. 140.

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

166. La demanderesse allègue que LPRC détenait des droits en vertu du Contrat fluvial et du Contrat de cession visant le permis fluvial, lesquels constitueraient un investissement au sens de l'article 1139 de l'ALÉNA. Elle allègue d'abord détenir des droits de propriété intangibles dans le permis fluvial lesquels constitueraient un investissement au sens du paragraphe 1139(g). Elle allègue de plus que ces droits découlent de l'engagement de capitaux dans le développement du permis fluvial et constituent de ce fait un investissement au sens du paragraphe 1139(h). Pour les motifs qui suivent, les arguments de la demanderesse sont non-fondés en fait et en droit.

1. Les droits découlant du Contrat fluvial et du Contrat de cession visant le permis fluvial ne constituent pas un investissement sous l'article 1139(g) de l'ALÉNA

167. La demanderesse allègue détenir des droits de propriété intangibles (« *intangible property rights* ») dans le permis fluvial constituant un investissement sous le paragraphe 1139(g) de l'ALÉNA²¹⁸. Les deux parties s'entendent qu'il faut donc déterminer si la demanderesse a obtenu des droits de propriété intangibles dans le permis fluvial en droit québécois²¹⁹. Cependant, les parties sont en désaccord quant à l'effet du Contrat fluvial et du Contrat de cession visant le permis fluvial en droit québécois.

168. Le Canada soumet que la demanderesse ne détient pas de droits de propriété ni même de droits réels dans le permis fluvial, mais plutôt des droits personnels vis-à-vis de Junex pour trois raisons : (1) le Contrat fluvial et le Contrat de cession visant le permis fluvial n'ont pas eu pour effet de transférer de droits réels à LPRC, (2) la preuve de la demanderesse quant à l'intention alléguée des parties à cet effet n'est pas persuasive et (3) ces contrats n'ont pas été inscrits au registre approprié pour le transfert de droits réels.

²¹⁸ Mémoire en réplique, para. 259.

²¹⁹ Mémoire en réplique, para. 262.

(a) Le Contrat fluvial et le Contrat de cession n'ont pas eu pour effet de transférer de droits réels sur le permis fluvial à LPRC

169. Le Canada a soumis à l'appui de son contre-mémoire un rapport d'expert de M^e Gagné, lequel démontre que les différentes transactions intervenues entre Junex, la demanderesse et LPRC (anciennement CFOL) n'ont pas transféré de droits réels à LPRC sur le permis fluvial²²⁰.

170. La demanderesse a soumis avec son mémoire en réplique un rapport d'expert du professeur Tremblay lequel conclut que l'analyse de M^e Gagné est erronée et que Junex a bien transféré à LPRC la totalité des droits réels qu'elle détenait sur un horizon géologique spécifique du permis fluvial par le biais du Contrat fluvial et du Contrat de cession visant le permis fluvial²²¹. Or, comme l'explique M^e Gagné dans son rapport d'expert supplémentaire, le professeur Tremblay commet plusieurs erreurs dans sa description du cadre juridique applicable et dans son analyse des contrats. Par conséquent, ses conclusions sont erronées.

171. Le professeur Tremblay fonde son interprétation du Contrat fluvial sur les notions de « *farmout* » et de « *working interest* », lesquelles constitueraient selon lui des termes d'art avec un sens spécifique couramment employé dans le domaine pétrolier et gazier²²². Ces notions ne sont pas couramment utilisées dans le domaine minier au Québec et le professeur Tremblay cite ainsi des ententes régies par les lois de l'Alberta pour appuyer ses propos. Or, M^e Gagné note que « le type de contrats auxquels réfère le professeur Tremblay et l'Option Agreement, tout comme le River Permit Agreement, ne sont pas compatibles avec le droit québécois et n'y sont pas adaptés »²²³. Le professeur Tremblay tente aussi d'appuyer son interprétation du Contrat fluvial sur la notion de droit de superficie, laquelle permettrait de conférer un droit de propriété sur un horizon géologique spécifique²²⁴. Or, comme l'explique M^e Gagné, ce concept n'est aucunement applicable en l'espèce²²⁵. Finalement, la conclusion du professeur Tremblay voulant que Junex ait transféré la totalité de ses droits réels conférés par le permis fluvial sur un horizon

²²⁰ Contre-mémoire, para. 282.

²²¹ CER-003, Expert Report of Prof. Tremblay, para. 63 et 68.

²²² CER-003, Expert Report of Prof. Tremblay, para. 59.2 et 59.5.

²²³ RER-004-Gagné, para. 71.

²²⁴ CER-003, Expert Report of Prof. Tremblay, para. 40.

²²⁵ RER-004-Gagné, para. 48-49.

géologique spécifique à LPRC n'est pas compatible avec l'économie générale de la *Loi sur les mines*. M^e Gagné souligne que celle-ci confère aux titulaires de permis de recherche « une exclusivité [...] quant à la réalisation d'activités d'exploration sur l'ensemble du territoire visé par le permis de recherche [...] sans en limiter la profondeur et sans distinction selon les différents horizons géologiques ou couches géologiques (« *interval* ») »²²⁶.

172. M^e Gagné démontre, dans son rapport supplémentaire, qu'on ne peut pas interpréter le Contrat fluvial et le Contrat de cession comme conférant un droit réel à LPRC dans le permis fluvial. En effet, les contrats ne contiennent aucune disposition à cet effet. D'abord, le Contrat fluvial réfère simplement à la possibilité pour Forest Oil d'obtenir un « *interest* » ou « *working interest* ». L'usage du mot « *interest* » est générique et n'est pas indicatif de la nature du droit consenti²²⁷. Le contrat ne contient aucune représentation ou condition selon laquelle l'intérêt qui peut être acquis en vertu de celui-ci serait ou pourrait être un droit réel²²⁸. Comme il ressort clairement des termes du Contrat fluvial, il appert plutôt que celui-ci permet à Forest Oil d'acquérir un intérêt économique (« *working interest* ») dans un horizon géologique (« *interval* ») précis du territoire couvert par le permis fluvial lequel est un droit personnel²²⁹. Le Contrat de cession visant le permis fluvial ne constitue pas, lui non plus, un transfert de droits réels au profit de LPRC mais plutôt un acte relatif au Contrat fluvial qui constate l'octroi à CFOL de 100 % de l'intérêt économique dans un horizon géologique précis²³⁰.

173. Le formulaire délivré par le ministère des Ressources naturelles pour prendre note du Contrat de cession visant le permis fluvial confirme cette interprétation des contrats²³¹. En effet, celui-ci souligne l'octroi de 100 % de l'intérêt économique dans un horizon géologique précis à CFOL, mais confirme que Junex détient toujours 100 % des participations dans le droit réel

²²⁶ RER-004-Gagné, para. 21.

²²⁷ RER-004-Gagné, para. 60.

²²⁸ RER-004-Gagné, para. 61.

²²⁹ RER-004-Gagné, para. 63 et 64.

²³⁰ RER-004-Gagné, para. 54 et 55.

²³¹ RER-004-Gagné, para. 57.

conféré par le permis fluvial et que CFOL ne détient donc aucun droit réel sur le permis fluvial²³².

174. Monsieur Dorrins affirme que, dans l'industrie minière, un « *working interest* » est perçu comme un droit de propriété²³³. Toutefois, dans le contexte québécois, cette affirmation est erronée. M^e Gagné démontre que, lorsque des entreprises minières veulent transférer des droits réels au Québec, elles utilisent un langage et une procédure spécifiques qui n'ont pas été suivis par Junex et LPRC en l'espèce. Ainsi, M^e Gagné note :

La seule façon pour Junex de céder à CFOL « *the full enjoyment of a real right and of the prerogatives it confers* » aurait été de lui céder une participation indivise dans le permis fluvial, ce qui est la façon usuelle de procéder au Québec²³⁴.

175. M^e Gagné donne en exemple des actes de cession visant deux autres permis de recherche situés dans les basses-terres du Saint-Laurent²³⁵. Plutôt que de simplement octroyer un intérêt économique dans un horizon géologique spécifique, ces contrats prévoyaient la cession d'une part indivise dans la totalité du permis de recherche et transféraient donc un droit réel dans ceux-ci. Ainsi, contrairement aux formulaires visant le permis fluvial, les formulaires prenant note de ces ententes énumèrent une participation de plusieurs personnes dans le droit réel sur ces permis²³⁶.

(b) La preuve de LPRC quant à l'intention alléguée des parties de transférer des droits réels n'est pas persuasive

176. La demanderesse suggère que l'interprétation que fait le professeur Tremblay des ententes entre les parties est conforme à l'interprétation que s'en faisait Junex lors de la conclusion de ces ententes²³⁷. La demanderesse s'appuie sur la déclaration de monsieur Lavoie au soutien du mémoire en réplique dans laquelle ce dernier mentionne que l'intention de Junex était de transférer la totalité de ses droits de propriété détenus dans un horizon géologique défini à

²³² C-038, Letter from QMNR to Junex re: confirming assignment of rights to the Enterprise (27 May 2010).

²³³ CWS-008-Reply Witness Statement of Peter Dorrins, para. 25.

²³⁴ RER-004-Gagné, para. 52.

²³⁵ RER-004-Gagné, para. 52.

²³⁶ R-171, Formulaires « Participations dans un permis de recherche » relatifs aux permis de recherche 2005PG772 et 2005PG780.

²³⁷ Mémoire en réplique, para. 270.

LPRC²³⁸. De la même façon, dans sa déclaration au soutien du mémoire en réplique, monsieur Dorrins mentionne que, à la suite des ententes conclues entre les parties, Junex n'avait plus aucun droit de propriété sur la couche géologique couverte par les ententes et ne pouvait entreprendre aucuns travaux ou activités de développement sur cette couche²³⁹.

177. Ces déclarations ne sont pas persuasives et ne permettent pas de conclure que les ententes entre les parties ont transféré des droits réels à LPRC. D'abord, ces déclarations ont été produites pour les fins de ce litige et la demanderesse n'a produit aucune preuve contemporaine aux événements de l'intention de Junex lors de la conclusion des ententes. Or, comme l'indique M^e Gagné, en droit québécois, « on doit plutôt chercher à identifier l'intention commune des parties au moment de la conclusion de l'entente et faire l'analyse en regard des circonstances existant à ce moment »²⁴⁰. De plus, quelle que soit l'intention alléguée des parties, celle-ci ne peut rien changer à la nature des droits conférés par les termes clairs du Contrat fluvial et du Contrat de cession visant le permis fluvial, soit un intérêt économique futur constituant un droit personnel²⁴¹.

178. Par ailleurs, le contexte factuel n'appuie tout simplement pas les prétentions de messieurs Lavoie et Dorrins selon lesquelles Junex avait l'intention de transférer la totalité de ses droits réels dans le permis de recherche sur une couche géologique spécifique à LPRC. D'abord, il appert que les parties savaient que le droit québécois ne permet pas le transfert de la propriété d'un permis sur un horizon géologique précis et c'est pour cette raison que Junex a plutôt décidé d'octroyer à LPRC de simples intérêts économiques (« *working interests* »). Ainsi, dans un courriel du 9 mai 2010, un employé de la demanderesse explique en ces termes les arrangements contractuels entre LPRC et Junex au Québec : « [REDACTED]

[REDACTED] »²⁴². Les limites que pose le droit québécois à la possibilité de transférer des droits dans des permis de recherche ont aussi été soulignées par

²³⁸ CWS-009-Reply Witness Statement of Jean-Yves Lavoie, para. 10.

²³⁹ CWS-008-Reply Witness Statement of Peter Dorrins, para. 24(a).

²⁴⁰ RER-004-Gagné, para. 66.

²⁴¹ RER-004-Gagné, para. 68.

²⁴² R-271, Courriel de Doug Axani à Alayna Hoenig, « Subject: FW: Lone Pine licenses », 9 mai 2012.

l'APGQ, notamment lors de réunions où un représentant de la demanderesse était présent²⁴³. De plus, dans des échanges de courriels internes, LPRC est mentionnée comme un « [REDACTED] » et comme un « [REDACTED] », et non pas comme une détentrice de droits réels²⁴⁴. Finalement, tel que mentionné, les formulaires concernant le permis fluvial sont sans équivoque : Junex est toujours demeurée à 100 % la détentrice des droits réels dans le permis fluvial²⁴⁵.

179. Le fait que Junex n'ait jamais transféré de droits réels sur le permis fluvial à LPRC se manifeste par le fait que Junex est toujours demeurée une intermédiaire nécessaire entre LPRC et le permis fluvial²⁴⁶. C'est Junex, en tant que titulaire du permis, qui était la seule responsable de payer les frais et d'effectuer les travaux statutaires sur ce permis²⁴⁷. C'est Junex encore qui pouvait obtenir des permis de forage sur le territoire du permis fluvial²⁴⁸. C'est finalement Junex qui aurait pu éventuellement obtenir un bail d'exploitation²⁴⁹. Par ailleurs, si Junex avait abandonné volontairement ou involontairement (en omettant par exemple de verser les rentes annuelles exigibles au ministre des Ressources naturelles) le permis fluvial, LPRC aurait perdu tous ses intérêts économiques dans le permis fluvial²⁵⁰. Il est donc évident que Junex n'a pas transféré à LPRC « all property rights held by Junex in the defined geological horizon » comme le suggère la demanderesse²⁵¹. Junex a plutôt consenti un droit personnel à LPRC et est demeurée l'unique détentrice du droit réel dans le permis fluvial.

²⁴³ RER-004-Gagné, para. 72-73.

²⁴⁴ RER-004-Gagné, para. 65.

²⁴⁵ **C-038**, Letter from QMNR to Junex re: confirming assignment of rights to the Enterprise (27 May 2010), p. 5.

²⁴⁶ RER-004-Gagné, para. 121.

²⁴⁷ RER-004-Gagné, para. 23.

²⁴⁸ RER-004-Gagné, para. 23.

²⁴⁹ RER-004-Gagné, para. 121.

²⁵⁰ RER-004-Gagné, para. 109.

²⁵¹ Mémoire en réplique, para. 270.

(c) Les contrats entre LPRC et Junex n'ont jamais été inscrits au registre approprié pour le transfert de droits réels

180. La demanderesse allègue que Junex et LPRC ont inscrit au registre minier le Contrat de cession visant le permis fluvial afin d'informer les tiers que LPRC, et non Junex, détenait des droits sur la couche géologique visée par celui-ci²⁵².

181. Or, comme l'a expliqué M^e Gagné dans son rapport initial, l'inscription du Contrat de cession au registre minier n'a pas eu pour effet de rendre opposable aux tiers les obligations découlant des ententes²⁵³. En effet, le registre minier est constitué à des fins purement administratives²⁵⁴ et l'inscription du Contrat de cession visant le permis fluvial n'y était pas nécessaire²⁵⁵. C'est plutôt l'inscription au registre des ressources (un registre différent que Junex et LPRC n'ont jamais utilisé) qui constitue le moyen d'assurer l'opposabilité de droits aux tiers²⁵⁶.

182. En réponse à l'analyse détaillée de M^e Gagné, le professeur Tremblay ne formule aucune analyse juridique quant au régime applicable à la publicité des droits. Il se contente d'affirmer : « I am of the opinion that the recording to the register of the transfers from Junex to the Enterprise makes the transfers effective against the State »²⁵⁷. Comme l'explique M^e Gagné dans son rapport supplémentaire, cette opinion est erronée : « l'inscription au registre minier n'a d'effet à l'égard de l'État qu'en lien avec ses obligations de transmettre des avis ou d'accomplir d'autres fonctions administratives prévues en vertu de la *Loi sur les mines* »²⁵⁸. En l'absence de publication du Contrat de cession visant le permis fluvial au registre des ressources, celui-ci n'est pas opposable aux tiers (incluant à l'État)²⁵⁹.

²⁵² Mémoire en réplique, para. 271.

²⁵³ RER-002-Gagné, para. 57.

²⁵⁴ RER-002-Gagné, para. 57.

²⁵⁵ RER-002-Gagné, para. 111.

²⁵⁶ RER-002-Gagné, para. 62.

²⁵⁷ CER-003- Expert Report of Prof. Tremblay, para. 76.

²⁵⁸ RER-004-Gagné, para. 12.

²⁵⁹ RER-004-Gagné, para. 97.

183. La demanderesse suggère aussi que la pratique courante dans l'industrie était d'utiliser le registre minier pour rendre le transfert de droits réels opposable aux tiers²⁶⁰. Encore une fois, cette affirmation est erronée. Dans son rapport supplémentaire, M^c Gagné démontre que, afin de transférer des droits réels au Québec, les entreprises minières utilisent des contrats d'indivision qu'elles enregistrent au registre des ressources. Ainsi le contrat d'indivision visant les deux autres permis de recherche situés dans les basses-terres du Saint-Laurent mentionné précédemment a bel et bien été inscrit au registre des ressources afin de rendre les droits réels qu'il transférait opposables aux tiers²⁶¹.

184. Si l'intention de Junex était de transférer un droit réel à LPRC, elle aurait donc dû utiliser un contrat d'indivision et l'inscrire au registre des ressources. L'inscription du Contrat de cession visant le permis fluvial au registre minier ne peut pas rendre de droits créés par celui-ci opposables aux tiers et encore moins créer un droit réel non prévu par ce contrat.

2. Les droits découlant du Contrat fluvial ne constituent pas un investissement sous l'article 1139(h) de l'ALÉNA

185. La demanderesse allègue aussi détenir des droits en vertu du Contrat fluvial constituant un investissement au sens de l'article 1139(h) de l'ALÉNA. Pour faire la preuve d'un tel investissement, la demanderesse doit faire la démonstration qu'elle a engagé des capitaux spécifiquement pour obtenir ces droits.

186. La demanderesse mentionne de manière générale avoir encouru diverses dépenses dans le contexte de ses acquisitions de permis au Québec, notamment des dépenses liées à des déplacements dans la ville de Québec pour obtenir et analyser des échantillons²⁶². Or, de telles dépenses générales ne sont pas suffisantes pour remplir les conditions de l'article 1139(h). Cet article prévoit plutôt que c'est l'investissement spécifique qui est allégué par la demanderesse (soit ses droits en vertu du Contrat fluvial) qui doit « découl[er] de l'engagement de capitaux ou d'autres ressources ».

²⁶⁰ Mémoire en réplique, para. 271.

²⁶¹ RER-004-Gagné, para. 52.

²⁶² Mémoire en réplique, para. 278.

187. La demanderesse propose deux arguments pour démontrer que ses droits sous le Contrat fluvial découlent de l'engagement de capitaux ou d'autres ressources. D'abord, elle affirme qu'elle a engagé des capitaux afin d'obtenir des droits en vertu du Contrat fluvial²⁶³. Ensuite, elle affirme que le maintien de ses droits requerrait l'engagement de capitaux de sa part²⁶⁴. Pour les raisons qui suivent, ces deux prétentions sont erronées.

(a) La demanderesse n'a pas engagé de capitaux pour obtenir les droits découlant du Contrat fluvial

188. La demanderesse reconnaît n'avoir engagé aucun capital et aucune ressource sur le territoire du permis fluvial²⁶⁵. Par ailleurs, le professeur Tremblay reconnaît que le Contrat fluvial confère à Forest Oil des droits sans requérir que celle-ci n'engage des capitaux ou d'autres ressources²⁶⁶.

189. C'est initialement Forest Oil qui a soumis une demande pour l'obtention du permis fluvial²⁶⁷. [REDACTED]

[REDACTED] Ainsi, le Contrat fluvial stipule que Forest Oil contribue à l'agrandissement de ce permis terrestre de Junex par le biais du permis fluvial et, en contrepartie, Forest Oil est réputée avoir obtenu des intérêts dans un horizon géologique spécifique dans le territoire du permis fluvial²⁶⁹. Le Contrat fluvial ne requiert aucun engagement de capitaux de la part de Forest Oil pour obtenir ces intérêts. Comme le note, M^c Gagné, en vertu de celui-ci :

Forest Oil est présumé avoir acquis 100 % de l'intérêt économique (« *working interest* ») dans un horizon géologique (« *interval* ») précis du territoire couvert par le

²⁶³ Mémoire en réplique, para. 274.

²⁶⁴ Mémoire en réplique, para. 279.

²⁶⁵ Mémoire en réplique, para. 277.

²⁶⁶ CER-003- Expert report of Prof. Tremblay, para. 62.2.

²⁶⁷ Contre-mémoire, para. 236 à 237.

²⁶⁸ Contre-mémoire, para. 237.

²⁶⁹ C-022C, Letter Agreement between Forest Oil and Junex re: amendments to River Permit Agreement, dated 14 December 2006, para. 3.

permis fluvial sans être tenue de faire quelque investissement que ce soit, simplement en renonçant à sa demande de permis de recherche sur le territoire visé²⁷⁰.

190. Le permis de Junex n'a finalement jamais été agrandi et un autre permis lui a été délivré à la place²⁷¹, mais il appert que Junex a néanmoins consenti des intérêts dans celui-ci à Forest Oil en vertu du Contrat fluvial. Il faut donc conclure que la demanderesse n'a pris aucun risque, encouru aucune dépense et engagé aucun capital pour obtenir des droits en vertu du Contrat fluvial.

191. La demanderesse allègue néanmoins avoir engagé des capitaux pour obtenir les droits découlant du Contrat fluvial puisque les capitaux engagés en vertu du Contrat d'affermage seraient « applicables » au permis fluvial²⁷².

192. Or, le fait que des travaux effectués sur les permis terrestres auraient pu servir au développement du permis fluvial et être « applicables » à celui-ci ne change en rien le fait qu'aucune dépense supplémentaire n'a été exigée pour que LPRC obtienne des intérêts dans le permis fluvial. Le Contrat fluvial prévoit que les termes du Contrat d'affermage sont applicables au Contrat fluvial à l'exception que Forest Oil est réputée avoir obtenu les intérêts dans le permis fluvial²⁷³. Si l'intention des parties était plutôt de rendre l'obtention de ces intérêts conditionnels à l'engagement de capitaux sous le Contrat d'affermage, ils l'auraient inscrit dans le Contrat fluvial.

193. De plus, tel que discuté dans la section G de l'exposé des faits, la demanderesse n'a pas démontré que les travaux effectués sous le Contrat d'affermage visaient le permis fluvial et qu'elle n'aurait pas effectué ces travaux en l'absence du permis fluvial.

²⁷⁰ RER-004-Gagné, para. 63 [Nos soulignements].

²⁷¹ Contre-mémoire, para. 239.

²⁷² Mémoire en réplique, para. 276.

²⁷³ C-022C, Letter Agreement between Forest Oil and Junex re: amendments to River Permit Agreement, dated 14 December 2006, para. 3.

(b) LPRC n'avait aucune obligation d'engager des capitaux pour maintenir ses droits découlant du Contrat fluvial

194. La demanderesse affirme qu'elle était tenue de payer des frais annuels au gouvernement du Québec pour maintenir ses intérêts dans le permis fluvial²⁷⁴. Cette affirmation est erronée : le droit québécois prévoit que c'est plutôt le détenteur d'un permis qui doit payer les droits annuels²⁷⁵. D'ailleurs, c'est bien Junex et non LPRC qui a acquitté les frais annuels pour le maintien du permis fluvial durant ses deux années de validité²⁷⁶. Le droit québécois prévoit aussi que le détenteur d'un permis est tenu d'effectuer des travaux statutaires sur celui-ci²⁷⁷. Là encore, c'est Junex et non LPRC qui a déclaré de tels travaux auprès du gouvernement du Québec²⁷⁸. Finalement, les termes du Contrat fluvial ne requéraient, eux non plus, aucun engagement de capital de la part de LPRC pour maintenir ses droits sous celui-ci.

195. Il apparaît que les droits obtenus par LPRC sous le Contrat fluvial ne découlent pas de l'engagement de capitaux ou d'autres ressources par la demanderesse. Ils ne peuvent donc pas constituer un investissement pour les fins de l'article 1139(h) de l'ALÉNA.

196. En résumé, LPRC ne détient aucun droit réel dans le permis fluvial. Elle détient tout au plus des intérêts économiques futurs par le biais de son entente contractuelle avec Junex. Elle n'a réalisé aucune contribution et pris aucun risque afin d'obtenir ces intérêts. De tels intérêts ne peuvent pas constituer un investissement pour les fins de l'article 1139 de l'ALÉNA.

B. La Loi ne « concerne » pas LPRC ou son investissement

197. L'article 1101 de l'ALÉNA limite la juridiction du Tribunal aux mesures concernant un investisseur ou son investissement. La *Loi* ne concerne pas LPRC puisqu'elle ne révoque aucun droit détenu par celle-ci. LPRC n'est affectée qu'indirectement par la *Loi*, par le biais de sa

²⁷⁴ Mémoire en réplique, para. 279.

²⁷⁵ RER-004-Gagné, para. 23.

²⁷⁶ **R-272**, Paiement des rentes annuelles pour permis 2009PG490 (2009), p. 1. **R-273**, Paiement de rentes annuelles pour permis 2009PG490 (2010), p. 2 et **R-274**, Paiement de rentes annuelles pour permis 2009PG490 (2011), p. 1.

²⁷⁷ RER-004-Gagné, para. 23.

²⁷⁸ **R-190**, Junex Inc., Soumissions des dépenses d'exploration pour les travaux statutaires sur les permis d'exploration de Junex dans les basses-terres du Saint-Laurent, 13 avril 2009; **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.

relation contractuelle avec une compagnie concernée par la *Loi*. Le tribunal n'a donc pas compétence pour se prononcer sur le différend en l'espèce.

1. Pour que la *Loi* concerne LPRC ou son investissement, il doit y avoir une « connexion légale substantielle » entre celle-ci et ces derniers

198. L'article 1101 limite la juridiction du tribunal aux mesures concernant un investisseur ou son investissement. Les parties sont en accord que, suivant le test établi dans l'affaire *Methanex*, pour que la *Loi* concerne LPRC ou son investissement, il doit exister une connexion légale substantielle entre ceux-ci²⁷⁹. C'est-à-dire qu'il n'est pas suffisant que la *Loi* affecte simplement LPRC ou son investissement, une connexion plus directe est requise²⁸⁰.

199. Dans son mémoire en réplique, la demanderesse suggère qu'il suffit que la *Loi* ait un effet immédiat (« *immediate effect* ») sur LPRC pour qu'il y ait une connexion légale substantielle entre ceux-ci²⁸¹. Or, davantage est requis : il doit y avoir un lien de droit direct entre la mesure et l'investisseur ou son investissement. Les décisions citées par la demanderesse appuient d'ailleurs cet argument. Dans les affaires *Cargill* et *Apotex*, ce n'est pas seulement parce que les mesures en cause avaient un effet immédiat sur l'investissement que le tribunal a conclu que le test de *Methanex* était satisfait mais bien car elles constituaient des empêchements juridiques directs aux activités de l'investissement²⁸².

200. Ainsi, afin de respecter les conditions de l'article 1101, la demanderesse doit prouver qu'il existe une connexion légale directe et substantielle entre la *Loi* et LPRC ou son investissement. Alléguer que la *Loi* a eu un effet immédiat sur LPRC n'est pas suffisant. Comme le souligne le tribunal dans *Bayview* : « It is the relationship, the legally significant connection, with the State

²⁷⁹ Mémoire en réplique, para. 233; Contre-mémoire, para. 294.

²⁸⁰ **CLA-046**, *Methanex Corporation v. United States of America*, Partial Award (7 August 2002), para. 137 et 140.

²⁸¹ Mémoire en réplique, para. 246 à 248.

²⁸² **RLA-045**, *Apotex Holdings Inc. and Apotex Inc. v. United States of America* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/12/1) Award, 25 août 2014 para. 6.23; **CLA-027**, *Cargill, Inc. v. United Mexican States*, ICSID Case No. ARB(AF)/05/2, Award (18 September 2009), para. 173 et 175.

taking those measures that establishes the right to protection, not the bare fact that the enterprise is affected by the measures. »²⁸³

2. Il n'existe pas de « connexion légale substantielle » entre la *Loi* et LPRC ou son investissement

201. En l'espèce, la demanderesse n'a pas démontré qu'il existe une connexion légale substantielle entre la *Loi* et LPRC ou son investissement. En effet, il n'existe aucun lien de droit entre la *Loi* et LPRC ou son investissement et ces derniers ne sont affectés qu'indirectement par celle-ci. LPRC fait donc partie d'une classe indéterminée et indéterminable d'investisseurs qui ne rencontrent pas les critères de l'article 1101.

(a) La *Loi* ne vise pas directement LPRC ou son investissement et tout effet de la *Loi* sur LPRC est indirect

202. La demanderesse suggère que la *Loi* a révoqué directement et de façon délibérée son investissement²⁸⁴. Or, il n'en est rien. Le texte de la *Loi* est clair : celle-ci vise à révoquer les droits miniers situés dans le fleuve Saint-Laurent²⁸⁵. Il s'agit là du seul effet direct de la *Loi*. LPRC ne détient aucun droit minier révoqué par la *Loi*²⁸⁶. Elle détient tout au plus des intérêts économiques futurs dans le développement de substances minérales, lesquels intérêts constituent un droit personnel vis-à-vis d'une des détentrices de ces droits miniers, soit Junex²⁸⁷. LPRC n'est donc pas directement affectée par la *Loi*.

203. De plus, il n'existe aucun lien de droit entre LPRC et la *Loi*. LPRC ne détient aucun droit réel visé par la *Loi* et celle-ci n'affecte pas la relation contractuelle entre Junex et LPRC.

204. La demanderesse allègue aussi que la *Loi* l'a directement empêchée d'exercer ses droits de réaliser des travaux d'exploration sur le permis fluvial, car il n'existait pas d'intermédiaire entre LPRC et sa capacité à effectuer des travaux de recherche.²⁸⁸ Cette prétention est fautive puisque

²⁸³ **CLA-026**, Bayview Irrigation District et al v. United Mexican States, ICSID Case No. ARB(AF)/05/1, Award (19 June 2007), para. 101.

²⁸⁴ Mémoire en réplique, para. 251.

²⁸⁵ **R-001/C-003**, *Loi limitant les activités pétrolières et gazières*, 10 juin 2011.

²⁸⁶ Mémoire en duplique, para. 169.

²⁸⁷ RER-004-Gagné, para. 98.

²⁸⁸ Mémoire en réplique, para. 232.

Junex, en tant que détentrice du permis fluvial, demeurerait en tout temps une intermédiaire nécessaire entre LPRC et ses intérêts issus du Contrat fluvia²⁸⁹. Tel que mentionné précédemment, c'est Junex et non LPRC qui payait les frais annuels pour conserver la validité du permis fluvial²⁹⁰. C'est également elle qui pouvait obtenir des permis de forage sur celui-ci et qui aurait dû demander l'obtention d'un bail d'exploitation si une ressource économiquement exploitable avait été découverte²⁹¹.

205. Ainsi, la *Loi* n'affecte LPRC qu'indirectement, par le biais de la relation contractuelle entre LPRC et Junex. La demanderesse se trouve donc dans une situation similaire à celle de l'affaire *Methanex* où la mesure en cause ne l'affecte que par le biais d'une entente privée conclue avec l'entité directement visée par la mesure. Un tel impact indirect ne constitue pas une connexion légale substantielle et la *Loi* ne concerne donc pas LPRC ou son investissement pour les fins de l'article 1101.

(b) LPRC fait partie d'une classe indéterminée et indéterminable d'investisseurs

206. La demanderesse affirme faire partie d'un petit groupe déterminé d'entreprises détenant des droits à accomplir des activités spécifiques dans le territoire visé par la *Loi*²⁹². Or, une telle affirmation n'est pas étayée par les faits.

207. Ce sont plutôt les neuf entreprises détenant les 29 permis de recherche qui ont été révoqués ou qui ont vu leur superficie diminuée par la *Loi* qui constituent un groupe déterminé d'investisseurs concernés par la *Loi*²⁹³. Ces entreprises constituent un groupe limité et identifiable car le gouvernement maintient une liste des permis octroyés et de leurs détenteurs. D'ailleurs, la liste des « Entreprises visées » par la *Loi* élaborée par le ministère des Ressources naturelles dans le cadre de l'adoption de celle-ci inclut la liste des détenteurs de permis mais pas LPRC²⁹⁴.

²⁸⁹ RER-004-Gagné, para. 121.

²⁹⁰ Mémoire en duplique, para. 194.

²⁹¹ Mémoire en duplique, para. 179.

²⁹² Mémoire en réplique, para. 237.

²⁹³ Contre-mémoire, para. 220.

²⁹⁴ **C-139**, Email from N. Klein (BSMA – Energie) to P. Perron (DGHB) re : "TR : Fiche – Projet loi limitant les activités pétrolières et gazières" and attachments (11 May 2011)

208. Au contraire, LPRC fait partie d'une classe indéterminée d'investisseurs affectés indirectement par la *Loi* en raison d'ententes contractuelles. En effet, comme l'explique le Canada dans son contre-mémoire, il était loisible aux détenteurs de permis de recherche situés dans le fleuve Saint-Laurent de conférer par contrat des intérêts dans leur permis à un nombre illimité d'investisseurs²⁹⁵. Dans le cas du permis fluvial, LPRC détenait 100 % des intérêts économiques futurs sur une couche géologique spécifique mais il aurait été loisible à Junex de conférer des intérêts contractuels à d'autres personnes sur les autres couches de ce permis. En effet, monsieur Dorrins note que ces autres couches géologiques comportaient un potentiel économique distinct de celui du shale d'Utica²⁹⁶. Il était aussi possible pour les détenteurs de permis de conférer des intérêts économiques sur une même couche géologique à plusieurs entreprises. [REDACTED]

[REDACTED] Il était finalement possible pour les détenteurs de permis de conférer des droits contractuels à des entreprises par des arrangements autres que des « *working interests* ».

209. Il n'y a pas de limite théorique au nombre de personnes à qui le détenteur d'un permis d'exploration peut conférer des droits contractuels. Des ententes visant d'autres permis dans les basses-terres du Saint-Laurent impliquent fréquemment plus de deux entreprises. [REDACTED]

[REDACTED]²⁹⁹. Il y a donc un nombre indéterminé d'investisseurs qui, comme LPRC, pouvaient avoir certains intérêts contractuels indirectement affectés par la *Loi*.

210. Qui plus est, le nombre et l'identité de ces investisseurs sont indéterminables. En effet, les arrangements contractuels comme le Contrat fluvial n'ont pas besoin d'être inscrits au registre

²⁹⁵ Contre-mémoire, para. 315 à 317.

²⁹⁶ CWS-008-Reply Witness Statement of Peter Dorrins, para. 22.

²⁹⁷ **R-275**, « North Richelieu Valley Farmout Agreement » entre Junex et Canadian Forest Oil LTD., 24 mars 2008, p. 1.

²⁹⁸ **R-276**, « Assignment Agreement between Gastem, Inc. and Canadian Forest Oil LTD. » 15 juillet 2009.

²⁹⁹ **R-277**, « Canadian Forest Oil's Farm-In Areas in Quebec », 17 décembre 2008, p. 5.

minier³⁰⁰. Si le gouvernement québécois connaissait l'identité des détenteurs de permis de recherche affectés par la *Loi*, il lui était par contre impossible de connaître l'identité de toutes les personnes détenant des droits contractuels affectés indirectement par celle-ci.

(c) La situation de la demanderesse n'est pas analogue à celle des investisseurs dans les affaires *Bilcon*, *Cargill* et *Apotex*

211. Contrairement à ce que suggère la demanderesse, elle se trouve dans une situation fort différente de celle des investisseurs dans les affaires *Cargill*, *Apotex* et *Bilcon*.

212. Tel que mentionné précédemment, le tribunal dans les affaires *Cargill* et *Apotex* a conclu à une connexion légale substantielle car les mesures dans ces affaires constituaient des empêchements juridiques directs aux activités des investisseurs³⁰¹. La demanderesse reconnaît d'ailleurs que les mesures en cause dans ces deux affaires visaient délibérément les investissements des investisseurs³⁰². Ainsi, dans l'affaire *Apotex*, la mesure en litige limitait directement la capacité de l'investisseur d'exporter certains médicaments à une entreprise liée³⁰³. Dans l'affaire *Cargill*, les mesures en cause limitaient directement la capacité de l'investisseur à importer du sirop de maïs des États-Unis pour le revendre au Mexique³⁰⁴.

213. Dans ces deux affaires, les investisseurs ne faisaient pas partie d'une classe indéterminée d'investisseurs. Ils étaient directement affectés par les mesures en cause, lesquelles visaient à limiter leurs activités ou celles de leurs investissements. Par contraste, LPRC n'est affectée qu'indirectement par la *Loi*, par le biais de sa relation contractuelle avec Junex. La *Loi* vise uniquement à révoquer des permis de recherche dans le fleuve Saint-Laurent, elle ne vise pas à poser une limite spécifique aux activités de LPRC.

214. La situation de la demanderesse est aussi fort différente de celle de l'investisseur dans l'affaire *Bilcon*. Dans cette affaire, le tribunal a déterminé qu'une condition imposée dans un

³⁰⁰ RER-004-Gagné, para. 54.

³⁰¹ Mémoire en duplique, para. 199.

³⁰² Mémoire en réplique, para. 239.

³⁰³ Contre-mémoire, para. 321.

³⁰⁴ **CLA-027**, *Cargill, Inc. v. United Mexican States*, ICSID Case No. ARB(AF)/05/2, Award (18 September 2009), para. 173 et 175.

permis détenu par un tiers avec qui la demanderesse dans cette affaire avait conclu un contrat de co-entreprise concernait la demanderesse. Le raisonnement du tribunal se fondait sur la nature particulière du lien contractuel unissant les deux entreprises.

215. La demanderesse suggère être dans une situation similaire à celle de l'investissement dans l'affaire *Bilcon* : «The Enterprise had an agreement with the business to whom the permit was initially issued, and subsequently became the controlling and operational entity for the purposes for which the permit was obtained. »³⁰⁵

216. Or, LPRC n'est jamais devenue « the controlling and operational entity » du permis fluvial. Tel que mentionné précédemment, Junex est demeurée la détentrice du permis fluvial et la responsable des travaux sur celui-ci. LPRC n'a obtenu que des intérêts économiques dans un horizon géologique précis du permis, Junex conservant d'ailleurs tous les intérêts dans les autres horizons géologiques précis du permis. [REDACTED]. Elle n'a finalement jamais obtenu de droits réels dans un permis révoqué par la *Loi*³⁰⁷. Ainsi, alors que la demanderesse dans l'affaire *Bilcon* avait un droit direct dans le permis visé par la mesure en cause dans cette affaire, il appert qu'il n'y a pas de lien direct entre la *Loi* et la demanderesse dans le cas en l'espèce.

IV. L'ADOPTION DE LA *LOI* NE CONTREVIENT PAS À LA NORME MINIMALE DE TRAITEMENT GARANTIE PAR L'ARTICLE 1105 DE L'ALÉNA

217. À ce stade des procédures, les parties diffèrent toujours quant à l'étendue de la protection dont bénéficie l'investissement allégué de la demanderesse en vertu de l'article 1105 de l'ALÉNA et quant à la conformité de la *Loi* avec cette obligation de traitement minimal.

218. Dans un premier temps, pour les motifs exposés ci-dessous, le Canada soumet que la demanderesse fait erreur quant à la portée de la garantie prévue par l'article 1105 de l'ALÉNA. L'article 1105 garantit à l'investisseur une norme minimale de traitement et ne permet pas au Tribunal ou à l'investisseur de remettre en question le bien fondé des décisions de l'État. Dans un second temps, le Canada est en désaccord avec la représentation que fait la demanderesse de

³⁰⁵ Mémoire en réplique, para. 243.

³⁰⁶ Contre-mémoire, para. 324-325.

³⁰⁷ RER-004-Gagné, para. 98.

la trame factuelle ayant mené à l'adoption de la *Loi*. En effet, cette présentation est dépourvue de perspective et fait abstraction de l'ensemble du contexte entourant l'adoption de la *Loi* et des différentes considérations que le gouvernement du Québec devait prendre en compte. Le Canada ne prétend pas, comme le suggère la demanderesse, que le Tribunal ne peut contrôler la conformité de la *Loi* en regard de la norme minimale de traitement applicable. Le Canada plaide cependant que ce contrôle doit accorder une déférence élevée aux choix de politique publique du gouvernement. Le Tribunal doit se limiter à déterminer si la *Loi* constitue une mesure choquante, qui se situe en-deçà des normes internationalement reconnues telles que le seraient des mesures équivalentes à un déni de justice flagrant ou des mesures manifestement arbitraires ou discriminatoires³⁰⁸. Le Tribunal ne peut, comme l'y invite la demanderesse, se substituer au législateur pour déterminer s'il était approprié de légiférer de la manière retenue plutôt que d'une autre.

A. La demanderesse exagère l'étendue de la protection garantie par l'article 1105 de l'ALÉNA

1. La norme de traitement prévue à l'article 1105 de l'ALÉNA correspond à la norme minimale de traitement des ressortissants étrangers en droit international coutumier et la demanderesse n'a pas établi son contenu

219. Les parties à l'arbitrage s'entendent³⁰⁹ : le Tribunal a l'obligation d'interpréter l'article 1105 de l'ALÉNA de la façon dont les parties au traité l'ont clarifié dans une note d'interprétation en date du 31 juillet 2011 de la Commission du libre-échange de l'ALÉNA³¹⁰. Cette note indique que le traitement auquel l'investissement de la demanderesse a droit correspond à celui exigé par la norme minimale de traitement des ressortissants étrangers en droit international coutumier³¹¹. La demanderesse reconnaît qu'une règle de droit international coutumier se prouve en réunissant deux conditions : l'existence d'une pratique générale des États

³⁰⁸ **CLA-039**, *Glamis Gold, Ltd. v. United States of America*, Final Award (8 June 2009), para. 627.

³⁰⁹ Mémoire en réplique, para. 448; Contre-mémoire, para. 340.

³¹⁰ Article 1131(2) de l'ALÉNA.

³¹¹ **R-041**, Commission du libre-échange de l'ALÉNA, Notes d'interprétation de certaines dispositions du chapitre 11, 31 juillet 2001, para. 1 et 2.

et l'*opinio juris* voulant que cette pratique soit adoptée parce qu'elle constitue une règle de droit³¹².

220. À en croire la demanderesse, l'exigence de ces deux conditions essentielles pour établir l'existence et le contenu des règles de droit international coutumier est désuète, et une approche plus « flexible » devrait prévaloir³¹³. Une telle proposition est sans fondement en droit.

221. La demanderesse n'a toujours pas établi le contenu des règles de droit international coutumier qui font partie de la norme minimale de traitement et sur lesquelles elle appuie sa réclamation. Pour ce seul motif, sa réclamation devrait être rejetée. Par ailleurs, les standards de protection allégués par la demanderesse ne font tout simplement pas partie de la norme minimale de traitement des ressortissants étrangers en droit international coutumier. La demanderesse n'a pas fait la preuve que la norme minimale de traitement des ressortissants étrangers en droit international coutumier a évolué pour aller au-delà de la protection accordée à l'encontre de mesures qui équivalent à une conduite grossière qui choquerait la conscience judiciaire tels un déni de justice flagrant, ou un traitement manifestement arbitraire ou discriminatoire.

222. Dans son mémoire en réplique, la demanderesse s'appuie sur des sentences arbitrales afin d'élargir le contenu de la norme minimale de traitement. Or, les sentences arbitrales ne permettent pas en soi d'établir le contenu d'une norme de droit international coutumier. Les parties à l'ALÉNA l'ont d'ailleurs noté à plusieurs reprises dans des affaires précédentes³¹⁴. Dans la mesure où le Tribunal se réfère à des sentences arbitrales, il doit faire preuve de prudence. Comme le note le tribunal dans l'affaire *Glamis Gold*, les arbitres, hors du contexte de l'ALÉNA, interprètent couramment « *fair and equitable treatment* » comme « going beyond customary international law, and thereby requiring more than that to which the NAFTA State

³¹² Mémoire en réplique, para. 451(d). Ce n'est d'ailleurs qu'après que le Canada ait rappelé ces conditions essentielles que la demanderesse les a reconnues du bout des lèvres. La section de son mémoire portant sur l'article 1105 de l'ALÉNA fait totalement abstraction de ces exigences notoires du droit international.

³¹³ Mémoire en réplique, para. 480 et 481.

³¹⁴ **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, para. 17. Voir aussi **CLA-039**, *Glamis Gold, Ltd. v. United States of America*, Final Award (8 June 2009), para. 605.

Parties have agreed »³¹⁵. Ces sentences ne sont pas pertinentes à l'interprétation du chapitre 11³¹⁶. À tout évènement, peu importe que la norme de traitement garantie par l'article 1105 de l'ALÉNA soit celle proposée par la demanderesse ou par le Canada, la *Loi*, lorsqu'elle est considérée dans son contexte, ne contrevient ni à l'une ni à l'autre des normes proposées par les parties à l'arbitrage.

2. La norme minimale de traitement ne permet pas au Tribunal de remettre en question les choix de politique publique d'un État

223. D'abord, tel que le Canada l'a noté dans son contre-mémoire, l'évaluation de la conformité de la *Loi* avec la norme minimale de traitement est contextuelle. Toutefois, il est également clair qu'elle ne permet pas au Tribunal de substituer son jugement à celui du législateur et que les choix de politiques publiques d'un État appellent à une grande déférence.

224. Il est bien établi que l'évaluation du traitement réservé à l'investissement d'un investisseur étranger dépend des circonstances de chaque affaire³¹⁷. L'évaluation est aussi contextuelle en ce que c'est la totalité de la preuve (« [t]he record as a whole ») et non pas la mesure contestée isolément (« not isolated events ») qui est déterminante (« determines whether there has been a breach of international law. »³¹⁸)

225. Quant au contenu de la norme et à la façon dont elle s'applique aux faits, les parties s'entendent sur l'importante déférence dont bénéficient les États dans leur exercice de bonne foi de leur pouvoir réglementaire³¹⁹. La demanderesse suggère toutefois, curieusement, qu'il est

³¹⁵ **CLA-039**, *Glamis Gold, Ltd. v. United States of America*, Final Award (8 June 2009), para. 609. Voir aussi **CLA-105**, *Windstream Energy LLC v. Government of Canada*, Government of Canada Counter-Memorial (20 January 2015), para. 376.

³¹⁶ **CLA-039**, *Glamis Gold, Ltd. v. United States of America*, Final Award (8 June 2009), para. 609.

³¹⁷ Mémoire de la demanderesse, para. 291 : « [...] [d]etermining whether Article 1105(1) has been violated is a highly fact and context-specific assessment. As one commentator has described, treaty standards of this nature are 'factually based yardsticks. ».

³¹⁸ **CLA-086**, *GAMI Investments Inc. v. The Government of the United Mexican States*, UNCITRAL, Final Award (15 November 2004), para. 97

³¹⁹ Mémoire de la demanderesse, para. 289 : « Previous NAFTA tribunals accord significant deference to domestic adjudicators acting in their bona fide role as interpreters of domestic laws. For this reason, tribunals have required that there be an outright denial of justice for there to be a breach of Article 1105(1). » [Nos soulèvements].

inapproprié d'accorder la même déférence aux actes d'une législature³²⁰. Cette proposition n'a aucun fondement.

226. Il est en effet erroné de prétendre que le droit international coutumier appelle à une plus grande déférence dans l'évaluation d'une décision administrative, par exemple, que dans l'évaluation d'une loi dûment débattue, votée et sanctionnée par les plus hautes instances démocratiques d'un État au soi-disant motif que les élus sont plus exposés aux pressions qui pourraient être exercées par la population. Au contraire, c'est précisément parce qu'ils sont directement imputables à la population que les mesures adoptées par les législatures doivent bénéficier d'un seuil élevé de déférence.

227. Parmi les sentences rendues par un tribunal chargé d'appliquer la norme minimale de traitement garantie par l'article 1105 de l'ALÉNA auxquelles réfèrent les parties, seules trois concernent au moins en partie une mesure législative³²¹. Aucune de ces décisions ne fait état d'une déférence moindre au motif que la mesure a été adoptée par l'organe législatif d'une des parties au traité dans l'appréciation du respect de la norme minimale de traitement³²². Au contraire, dans toutes ces affaires, la plainte de l'investisseur en vertu de cette disposition a été rejetée en ce qui concerne la mesure législative³²³, illustrant le seuil élevé devant être atteint pour démontrer une contravention à l'article 1105 de l'ALÉNA et la grande déférence dont font preuve les tribunaux arbitraux.

228. La demanderesse s'attaque à un faux argument en prétendant que le Canada ne reconnaît pas le pouvoir du Tribunal d'évaluer la conformité de la *Loi* avec la norme minimale de

³²⁰ Mémoire de la demanderesse, para. 290.

³²¹ **CLA-021**, *ADF Group Inc. v. United States of America*, ICSID Case No. ARB(AF)/00/1, Award (9 January 2003), para. 56; **CLA-039**, *Glamis Gold, Ltd. v. United States of America*, Final Award (8 June 2009), para. 677; **RLA-058**, *Grand River Enterprises Six Nations, Ltd., et al. v. United States of America* (CNUDCI), Award, 12 janvier 2011, para. 190 et 195.

³²² Au contraire, le tribunal dans l'affaire *Glamis* semble traiter d'actions gouvernementale administrative et législative sur le même pied : **CLA-039**, *Glamis Gold, Ltd. v. United States of America*, Final Award (8 June 2009), para. 625.

³²³ **CLA-021**, *ADF Group Inc. v. United States of America*, ICSID Case No. ARB(AF)/00/1, Award (9 January 2003), para. 192; **CLA-039**, *Glamis Gold, Ltd. v. United States of America*, Final Award (8 June 2009), para. 790 et 824 à 830; **RLA-058**, *Grand River Enterprises Six Nations, Ltd., et al. v. United States of America* (CNUDCI) Award, 12 janvier 2011, para. 216 et 222 à 236.

traitement garantie par l'article 1105 de l'ALÉNA³²⁴. Le Canada n'a jamais contesté que le Tribunal possède ce pouvoir, dans la mesure où toutes les autres conditions nécessaires à l'exercice de sa juridiction sont réunies. Si le Canada soumet que le Tribunal doit accorder une déférence à la décision du Québec d'adopter la *Loi*, c'est simplement parce que la norme minimale de traitement ne permet pas au Tribunal de remettre en question le bien-fondé des choix de politique publique des autorités responsables. Un seuil élevé de gravité doit être atteint pour conclure à une violation de la norme minimale de traitement. Il ne suffit pas que le Tribunal soit en désaccord avec les choix des autorités responsables ou quant à leur façon de procéder, il faut que la mesure soit telle qu'elle puisse être considérée comme étant manifestement arbitraire.

3. La norme minimale de traitement garantie par l'article 1105 de l'ALÉNA ne confère pas à l'investisseur le droit de voir ses attentes, qu'il qualifie de légitimes, réalisées

229. La demanderesse n'a pas fait la démonstration que la norme minimale de traitement garantie par l'article 1105 de l'ALÉNA protège la réalisation des attentes légitimes de l'investisseur et les parties à l'ALÉNA ont de façon répétée confirmé que ce n'était pas le cas³²⁵. Il semble que la demanderesse ne plaide plus, dans son mémoire en réplique, que ses attentes qualifiées de légitimes sont protégées par la norme minimale de traitement garantie par l'article 1105 de l'ALÉNA. Dans l'éventualité où la demanderesse maintiendrait que l'adoption contrevient à ses attentes légitimes, le Canada continue de réfuter cette prétention et s'en remet aux arguments contenus dans son contre-mémoire³²⁶.

B. La *Loi*, tant quant à sa substance qu'à la manière de son adoption, est conforme aux limites à l'action des États qu'impose la norme minimale de traitement des ressortissants étrangers en droit international coutumier

230. La cause d'action de la demanderesse fondée sur l'article 1105 de l'ALÉNA repose essentiellement sur la prétention, non fondée, que l'adoption de la *Loi* par l'Assemblée nationale ne repose sur aucun fondement scientifique et qu'elle est par conséquent arbitraire, injuste et

³²⁴ Mémoire en réplique, para. 451 et 483.

³²⁵ Voir **CLA-091**, *Mesa Power Group LLC v. Government of Canada*, PCA Case No. 2012-17 Award (24 March 2016) para. 502 : « [...] the Tribunal shares the view held by a majority of NAFTA tribunals that the failure to respect an investor's legitimate expectation in and of itself does not constitute a breach of Article 1105, but is an element to take into account when assessing whether other components of the standard are breached ».

³²⁶ Contre-mémoire, para. 24, 333, 346, 351 à 356, 375 à 387.

inéquitable³²⁷. En réponse au contre-mémoire du Canada, la demanderesse conteste que le rapport de l'ÉES1 et le Rapport 273 du BAPE aient une quelconque pertinence à la question de savoir si le forage de puits horizontaux sous le fleuve Saint-Laurent devrait être autorisé pour exploiter le gaz de schiste qui pourrait s'y trouver³²⁸. La demanderesse tente aussi d'étayer ses arguments en opposant les décisions prises par la ministre Normandeau durant le processus d'adoption de la *Loi* aux avis des fonctionnaires du gouvernement du Québec. Pour les motifs qui suivent, les arguments de la demanderesse devraient tous être rejetés.

231. Devant les constats défavorables et les préoccupations identifiées dans le rapport de l'ÉES1 et le Rapport 273 du BAPE, et le manque flagrant d'acceptabilité sociale du développement du gaz de schiste au Québec, surtout dans les basses-terres du Saint-Laurent³²⁹, le gouvernement du Québec a révoqué les permis de recherche délivrés pour assurer la protection du fleuve Saint-Laurent. Ces permis de recherche avaient récemment été octroyés, puis détenus passivement par leurs titulaires, sans qu'aucun travail exploratoire n'y ait été effectué³³⁰. Il ne s'agit pas là d'une mesure manifestement arbitraire.

1. L'objectif de protéger l'environnement du fleuve Saint-Laurent est clair et légitime et les moyens d'y parvenir n'ont rien d'arbitraire, d'injuste ou de capricieux

232. Le gouvernement du Québec souhaitait légitimement protéger l'environnement unique et fragile qu'est le fleuve Saint-Laurent dans un contexte où le développement d'une nouvelle filière énergétique fondée sur la mise en valeur du gaz de schiste souffrait d'un important déficit d'acceptabilité sociale et soulevait des préoccupations par rapport aux effets des activités de mise en valeur de la ressource sur l'environnement³³¹.

(a) L'objectif de protection environnementale est clair

233. Dans son mémoire en réplique, la demanderesse continue de remettre en question l'objectif poursuivi par la *Loi*. Elle suggère qu'elle n'a aucun fondement scientifique et qu'il s'agit plutôt

³²⁷ Mémoire en réplique, para. 500.1.

³²⁸ Mémoire en réplique, para. 520 à 535.

³²⁹ RWS-003-Gosselin, para. 42; RWS-003A-Gosselin, para. 8; RWS-005-Sauvé, para. 29.

³³⁰ RWS-004-Normandeau, para. 56; RWS-001-Asselin, para. 11; RWS-003-Gosselin, para. 64.

³³¹ RWS-003-Gosselin, para. 35 à 37.

d'un prétexte pour atteindre des objectifs politiques³³². Comme il l'a été démontré ci-dessus³³³, les documents émanant du ministère des Ressources naturelles font systématiquement état de la protection de l'environnement comme motif ayant mené à l'adoption de la *Loi*.

234. On ne saurait conclure que la *Loi* ne vise manifestement aucun objectif légitime. La déclaration d'ouverture de la ministre Normandeau lors des consultations publiques relatives au projet de loi 18 est limpide quant à l'objectif de protection environnementale recherché :

[...] cette décision [d'interdire complètement les activités d'exploration pétrolières et gazières dans le fleuve et l'estuaire], confirmée en septembre dernier, que nous réitérons aujourd'hui par un projet de loi, est directement liée à un processus d'évaluation environnementale [l'ÉES1] que nous avons mené, annoncé en 2009 à Rimouski, en août 2009, si ma mémoire m'est fidèle. Alors, ce processus d'évaluation environnementale était une première pour le Québec.

Et les conclusions ont été assez limpides, assez claires, très rapidement : l'ÉES a révélé que le milieu de l'estuaire et le fleuve – en particulier l'estuaire, parce que c'est ce territoire qui était visé par l'ÉES, mais on a étendu, par la suite, au fleuve – étaient beaucoup trop fragiles pour recevoir des activités du type lié au pétrole et au gaz. Alors, compte tenu évidemment de la configuration géographique, compte tenu des populations qui vivent aux abords de l'estuaire, il y a 180 000 personnes qui vivent aux abords de l'estuaire, on a jugé bon, M. le Président, de ne pas ajouter une pression indue sur le milieu, d'où la décision qui a été rendue en septembre dernier³³⁴.

235. La demanderesse allègue que la véritable motivation du gouvernement du Québec était politique (« *political or partisan-political*³³⁵ »). Cette suggestion est faite à plusieurs reprises dans les représentations de la demanderesse, mais n'a aucune assise factuelle.

236. Certes, la ministre Normandeau a expliqué à quelques reprises que la décision de ne pas compenser les titulaires de droits miniers révoqués était « politique³³⁶ ». Il ne s'agit pas là d'une

³³² Mémoire en réplique, para. 490.

³³³ Mémoire en duplique, section I.E. Cette démonstration s'accorde avec celle que le Canada avait effectuée dans son contre-mémoire : Contre-mémoire, section I.D.

³³⁴ **C-065**, Quebec, National Assembly, Committee on Agriculture, Fisheries, Energy and Natural Resources, *Journal des débats*, 2nd Sess, 39th Leg, Vol. 42 No. 11 (26 May 2011), p. 1 [Nos soulignements]. Les notes d'allocation de la ministre Normandeau pour son annonce du 27 septembre 2010 montrent aussi le lien fait entre les conclusions du rapport de l'ÉES1 et la décision de procéder à l'interdiction annoncée : **C-110**, Plan de notes d'allocation pour la vice-première ministre, ministre des Ressources naturelles et de la Faune, ministre responsable du Plan Nord et ministre responsable de la région de la Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine, Mme Nathalie Normandeau - À l'occasion d'une conférence de presse pour annoncer la décision de ne pas procéder à l'exploration et à l'exploitation des hydrocarbures en milieu marin (Le 27 septembre à 2010), pp. 4-5.

³³⁵ Mémoire en réplique, para. 134(o)(i). Voir aussi Mémoire, para. 137, 148-149, 290; mémoire en réplique, para. 20, 383(c), 435, 437 et 504.

décision politique au sens partisan, visant à faire avancer les intérêts d'un parti et à en favoriser la réélection, mais bien du processus politique, au sens le plus strict et noble, qui requiert du gouvernement qu'il légifère dans un sens ou dans l'autre, mais dans l'intérêt public, suivant la mise en balance d'intérêts parfois divergents. En l'espèce, la ministre Normandeau a pris la position que les droits miniers dans le fleuve Saint-Laurent devaient être révoqués sans compensation car, d'une part, l'importance de cet environnement militait en faveur de grandes prudence et précaution, et, d'autre part, l'absence de travaux exploratoires sur ce territoire ne justifiait aucune compensation³³⁷. C'est en ce sens que la position de la ministre s'avère politique. Il n'y a là rien de répréhensible : il s'agit précisément du rôle des gouvernements.

237. De plus, peu importe les motivations qui ont pu animer la ministre Normandeau et les membres du Conseil des ministres, il demeure que l'adoption de la *Loi* résulte d'une décision unanime de l'Assemblée nationale, tous partis politiques confondus. Si la demanderesse prend ombrage du fait que le vote des membres de l'Assemblée nationale ait pu être influencé par l'opinion publique, elle se méprend gravement sur la nature du processus démocratique. Il est intrinsèque à la fonction de législateur que de considérer notamment l'acceptabilité sociale d'une activité économique lorsque vient le temps d'en envisager l'interdiction, même limitée comme en l'espèce.

238. Tel que mentionné précédemment, le rôle du Tribunal n'est pas de se substituer aux gouvernements et de remettre en question le bien fondé des mesures prises dans la poursuite d'objectifs de politique publique. Le degré précis de protection à accorder au fleuve Saint-Laurent et l'analyse des risques potentiels qui peuvent y être tolérés doivent être laissés aux autorités compétentes.

³³⁶ **R-037/C-066**, 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. 16.

³³⁷ La ministre Normandeau décrit cet exercice de mise en balance : RWS-004-Normandeau, para. 32. Voir aussi **R-037/C-066**, 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 (Mme Normandeau). Seuls des levés sismiques avaient été effectués dans la région du lac Saint-Pierre : **C-067**, Quebec, National Assembly, Committee on Agriculture on Agriculture, Fisheries, Energy and Natural Resources, *Journal des débats*, 2nd Sess, 39th Leg, Vol. 42 No. 12 (7 June 2011), p. 15 (Mme Normandeau).

239. La demanderesse allègue aussi que le gouvernement du Québec ne saurait prétendre de manière crédible qu'il vise à protéger l'environnement du fleuve Saint-Laurent, considérant les usages commerciaux et industriels qui en sont faits. L'exercice de réglementer une activité commerciale ou industrielle existante et bien établie, comme le transport maritime, diffère de celui d'encadrer une nouvelle filière. Alors qu'une nouvelle activité invite l'application des critères contemporains quant au développement économique, à l'acceptabilité sociale, et à la protection environnementale, la réglementation d'une activité bien établie se prête davantage à un resserrement graduel. On ne saurait déduire que le fleuve Saint-Laurent est propice à tout nouveau type d'activités du simple fait qu'il se prête déjà à des usages commerciaux et industriels réglementés. Le Canada a d'ailleurs déjà fait l'étalage des mesures prises afin d'en reconnaître et d'en protéger le caractère unique et vulnérable³³⁸. Au contraire, le fait que cet environnement soit déjà très sollicité appelle à une plus grande prudence avant d'y autoriser de nouvelles activités. Or, quand se présente l'occasion d'autoriser ou d'encadrer un environnement aussi sensible et important que le fleuve Saint-Laurent, il est évident que le niveau de tolérance au risque du gouvernement du Québec, compte tenu de son objectif de protéger sa population et son territoire, sera moins élevé qu'ailleurs sur le territoire.

(b) L'objectif de protection environnementale est légitime et les moyens d'y parvenir n'ont rien d'arbitraire, d'injuste ou de capricieux

240. Non seulement est-il évident que le gouvernement du Québec visait à protéger le fleuve Saint-Laurent des activités liées à l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures, mais le choix du gouvernement du Québec quant à la façon d'assurer cette protection n'a rien d'arbitraire dans les circonstances.

241. Contrairement à ce que prétend la demanderesse, les conclusions du rapport de l'ÉES1 et du Rapport 273 du BAPE ne contredisent pas les motifs invoqués par le gouvernement du Québec³³⁹. Lus conjointement, ils permettent d'éclairer la réflexion des autorités compétentes quant à savoir si le forage horizontal sous le fleuve Saint-Laurent devrait être autorisé pour

³³⁸ Contre-mémoire, section I.D.1. En effet, plus de 60 % de la population québécoise habite sur les rives de l'« unité hydrographique d'intérêt exceptionnel » que constitue le fleuve Saint-Laurent, qui se distingue notamment par son « histoire, sa biodiversité », sa « géographie », ses « écosystèmes exceptionnels et vulnérables » : RWS-002-Dupont, para. 38 à 51.

³³⁹ Mémoire en réplique, para. 541.

exploiter le gaz de schiste qui pourrait s'y trouver. De fait, le Rapport 273 du BAPE note que certaines parties du territoire québécois peuvent ne pas être compatibles avec les activités de mise en valeur du gaz de schiste³⁴⁰. Comme l'indique le sous-ministre adjoint à l'eau, à l'expertise et aux évaluations environnementales au ministère de l'Environnement de l'époque, « il était évident qu'un de ces territoires était le St-Laurent. »³⁴¹ Ce constat survenait dans un contexte où l'ÉES1 avait récemment conclu que l'estuaire marin et le golfe du Saint-Laurent n'étaient pas un environnement propice à de telles activités, même si davantage de connaissances scientifiques étaient requises pour connaître l'étendue précise du risque³⁴².

242. Le gouvernement du Québec a considéré que la révocation des droits miniers dans le fleuve Saint-Laurent constituait une mesure appropriée à la lumière de l'information et des études à sa disposition. Une telle décision est notamment conforme aux principes énumérés à l'article 6 de la *Loi sur le développement durable*³⁴³, que doit considérer l'administration publique du Québec dans ses actions³⁴⁴. Le gouvernement du Québec, en raison de sa redevabilité à la population québécoise et de son rôle d'arbitre de l'intérêt public, était habilité à déterminer si cette information suffisait pour justifier la mesure contestée.

243. La demanderesse fait grand cas de l'absence prétendue de [REDACTED] des inférences tirées par le gouvernement du Québec quant à l'applicabilité au tronçon fluvial du fleuve Saint-Laurent de certaines conclusions de l'EES1 et du Rapport 273 du BAPE³⁴⁵. Le gouvernement du Québec n'a pas automatiquement appliqué les conclusions du rapport de l'ÉES1 au tronçon fluvial. Il a

³⁴⁰ **R-024**, BAPE, Rapport 273, Rapport d'enquête et d'audience publique, *Développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec*, février 2011, p. 174.

³⁴¹ RWS-002-Dupont, para. 83.

³⁴² **R-021**, AECOM Tecsalt Inc., Rapport préliminaire en appui aux consultations, *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*, juillet 2010, pp. 22 et 23 du sommaire et pp. 13-2, 13-30 à 13-32 du rapport préliminaire.

³⁴³ **R-005A**, *Loi sur le développement durable*, RLRQ, chapitre D-8.1.1 art. 6.

³⁴⁴ RWS-002-Dupont, para. 16.

³⁴⁵ Mémoire en réplique, para. 536 à 541 : La demanderesse affirme d'ailleurs, erronément, que des commentaires fournis relativement à l'article 1 du projet de loi n° 18 souligne l'absence de lien entre les conclusions du rapport de l'ÉES1 et l'extension de l'interdiction d'activités liées aux hydrocarbures jusque dans le tronçon fluvial du fleuve Saint-Laurent [REDACTED]

[REDACTED] **C-133**, Note Complémentaire Au Conseil Des Ministres - De : Madame Nathalie Normandeau, Ministre Des Ressources naturelles et de la Faune - Objet : Projet de loi limitant les activités pétrolières et gazières et modifiant la Loi sur les mines (4 May 2011).

plutôt identifié des caractéristiques de ce territoire qui en justifiaient la transposition *a fortiori*. Les motifs qui justifient de telles inférences sont bien articulés dans la preuve testimoniale et documentaire produite par le Canada³⁴⁶. La mesure contestée n'est pas arbitraire simplement parce que ces deux études ne portaient pas spécifiquement sur le territoire visé par la *Loi*³⁴⁷. Il ne revient pas au Tribunal de déterminer quelle magnitude de ressources le gouvernement du Québec devait encore engager dans l'étude du territoire et des préoccupations liées à l'industrie du gaz de schiste avant d'intervenir sur cette portion particulièrement sensible et d'importance stratégique du territoire.

244. Contrairement à ce que suggère la demanderesse, le Tribunal ne doit pas se substituer à l'appréciation des faits et des enjeux réalisée par les hauts fonctionnaires du gouvernement du Québec, le Conseil des ministres, et en définitive, l'Assemblée nationale. La compatibilité des usages socio-économiques du fleuve Saint-Laurent avec les activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures relève du gouvernement du Québec, auquel il incombe de soupeser les intérêts en jeu et de réglementer l'utilisation du milieu comme l'intérêt public lui dicte. La norme minimale de traitement de son investissement dont peut se réclamer la demanderesse ne justifie pas de passer outre à la grande déférence qu'appelle le résultat de cet exercice auquel a dû s'adonner le gouvernement du Québec. La décision d'interdire les activités

³⁴⁶ Voir RWS-002-Dupont, para. 63 à 69; RWS-003-Gosselin, para. 51 et 52; RWS-005-Sauvé, para. 22 et 23 (proximité des côtes, étroitesse du milieu sous étude, présence d'aires sensibles); **C-114**, Moratoire sur les activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures dans le fleuve du Saint-Laurent (partie fluviale) pour les permis de recherche localisés entre la pointe Est de l'Île d'Orléans et la frontière provinciale Québec/Ontario (9 November 2010), p. 1 : « l'étréouesse physique du fleuve, sa profondeur moindre, la densité importante de l'occupation humaine et des usages ainsi qu'un nombre important d'aires et d'espèces menacés ou fragiles, mentionnant que le fleuve fournit aussi à 45 % de la population du Québec son eau potable. ». L'applicabilité des conclusions du rapport de l'ÉES1 au tronçon fluvial du fleuve Saint-Laurent est soulignée par plusieurs groupes environnementaux dans un communiqué de presse.

³⁴⁷ Mémoire en réplique, para. 501. [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED] : mémoire en réplique, para. 88, 90, 555 et 571. [REDACTED]
[REDACTED] (**C-146**, Document De Travail – Confidentiel - Notes Préliminaires - Projet de loi no 18 et limite est du moratoire Réflexions de travail (6 June 2011); **C-147**, Projet de loi 18 – Loi limitant les activités pétrolières et gazières – Article 1 Amendement (Papillon) (undated); **C-150**, Letter from J-F. Hébert to V.V. Veeder, B. Stern, D. Haigh re: “Lone Pine Resources Inc. c. Gouvernement du Canada (Dossier du CIRDI no. UNCT/15/2)” (10 April 2017); **R-069**, Gouvernements du Canada et du Québec, Entente Canda-Québec sur le Saint- Laurent 2011-2026, signée le 12 janvier 2012), [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]

pétrolières et gazières dans le fleuve Saint-Laurent et d'interdire le forage de puits horizontaux sous le lit du fleuve à partir de la rive est une décision qui requiert l'arbitrage de plusieurs intérêts (c'est-à-dire le développement économique, la libre entreprise, l'accès à l'eau potable, la santé publique, etc.) qui se situe donc au cœur du rôle des gouvernements.

245. Par ailleurs, des facteurs autres que scientifiques mais tout autant valides ont été considérés par le gouvernement du Québec dans le choix de la mesure. En l'espèce, l'absence de travaux de recherche sur le territoire des permis de recherche situés dans le fleuve Saint-Laurent, de même que le manque d'acceptabilité sociale des projets de développement du gaz de schiste sont d'autres facteurs qui ont influencé l'adoption de la *Loi* et qui contribuent à sa légitimité.

246. Enfin, il convient de noter que les résultats des études effectuées après l'adoption de la *Loi* n'ont pas dissipé les préoccupations environnementales et sociales qui ont mené à l'adoption de la *Loi*. C'est notamment le cas de l'ÉES-GS et du Rapport 307 du BAPE.

247. Déposé près de trois ans après l'adoption de la *Loi*, le rapport de l'ÉES-GS fait état de préoccupations liées aux effets sur l'environnement physique et humain des activités d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste, notamment quant à la fracturation hydraulique et à la migration du gaz, et aussi quant à l'absence d'acceptabilité sociale³⁴⁸. Pareillement, le Rapport 307 du BAPE conclut que la démonstration des avantages pour le Québec de l'exploration et de l'exploitation du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent avec la technique de fracturation hydraulique n'était toujours pas faite, notamment en raison des impacts potentiels dans un milieu aussi peuplé, incluant sur l'eau, et en raison des difficultés pour l'industrie de préserver l'intégrité des puits à long terme³⁴⁹. Le résultat de ces études ne suggère certainement pas que la mesure du gouvernement du Québec était arbitraire et encore moins manifestement arbitraire.

³⁴⁸ **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. 102, 108, 112, 129 et 153; RWS-001A-Asselin, para. 15 à 19; RWS-002-Dupont, para. 89 et 90.

³⁴⁹ **R-027**, BAPE, Rapport 307, Rapport d'enquête et d'audience publique, *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*, novembre 2014, p. 397; RWS-002-Dupont, para. 93; RWS-003A-Gosselin, para. 6 et 8.

(c) **La décision de la ministre Normandeau de proposer l'adoption de la Loi était conforme aux avis reçus de ses fonctionnaires**

248. Une prétendue opposition entre la ministre Normandeau et les fonctionnaires de son ministère constitue un thème important et récurrent des arguments de la demanderesse relatifs à la norme minimale de traitement. Il s'agit d'une vue de l'esprit nourrie par une lecture tendancieuse et souvent tronquée des documents qui émanent du ministère des Ressources naturelles, comme il l'est plus amplement démontré ci-après. Même si la mesure contestée est une loi unanime de l'Assemblée nationale et non une décision administrative ou ministérielle, il convient de dissiper les fausses impressions que tente de générer la demanderesse, après quoi il appert évident que la mesure contestée résulte de l'effort concerté du ministère des Ressources naturelles et de la ministre Normandeau³⁵⁰.

249. La demanderesse tente d'induire le Tribunal en erreur en affirmant que les fonctionnaires du ministère des Ressources naturelles ont d'abord cru que la ministre Normandeau ne souhaitait interdire le développement du gaz de schiste dans le fleuve Saint-Laurent que sur une base temporaire³⁵¹. Le document sur lequel s'appuie la demanderesse pour avancer cette prétention ne concerne pas l'interdiction annoncée par la ministre Normandeau³⁵². Il est tout aussi erroné d'affirmer qu'en novembre 2010, les fonctionnaires du ministère des Ressources naturelles ont mis en garde la ministre Normandeau concernant une mesure temporaire, laissant entrevoir la possibilité que de nouvelles technologies rendent plus sécuritaires pour l'environnement les activités de mise en valeur des hydrocarbures en milieu marin³⁵³. Il s'agit simplement d'un énoncé des avantages et désavantages des options envisageables, et la seule proposition que

³⁵⁰ L'adoption de la *Loi*, incluant en ce qui a trait au caractère sécuritaire de forages sous le lit du fleuve Saint-Laurent, a fait l'objet d'une saine réflexion au sein de la fonction publique : voir mémoire en duplique, para. 99-103.

³⁵¹ Mémoire en réplique, para. 52, 392 et 554.

³⁵² Ce document, **C-115**, État de situation (20101109-40) - Proposition de deux scénarios visant à interdire de façon permanente toutes activités d'exploration et d'exploitation pétrolière et gazière dans l'estuaire du Saint-Laurent (11 November 2010), p. 2, réfère à une « interdiction “moratoire” [...] limitée dans le temps ». Comme les citations de l'arrêté ministériel tombant sous la rubrique l'« interdiction actuelle » le montrent, ce document réfère en fait au moratoire interdisant la délivrance de droits miniers relatifs au pétrole, au gaz naturel ou à un réservoir souterrain dans la « zone située dans la baie des Chaleurs, le golfe du Saint-Laurent et dans son estuaire jusqu'à proximité de la pointe est de l'île d'Orléans. » Voir aussi RWS-003-Gosselin, para. 28 et 29; RWS-004-Normandeau, para. 26.

³⁵³ Mémoire en réplique, para. 52 et 397.

contient le document auquel réfère la demanderesse est celle de [REDACTED]

³⁵⁴.

250. Il en est de même d'une fiche « Questions – Réponses » relative au gaz de schiste³⁵⁵. Contrairement à ce qu'affirme la demanderesse, il ne s'agit pas d'un document émanant du ministère des Ressources naturelles³⁵⁶. Ce document traite d'un « moratoire » et mentionne que le « gouvernement considère qu'il n'y a pas lieu » de considérer cette option. Il s'agit bien sûr d'un moratoire complet sur la totalité du territoire québécois, ce à quoi le gouvernement du Québec s'opposait et qui n'a jamais été adopté. Tel que madame Normandeau l'a amplement expliqué devant la Commission permanente de l'agriculture, des pêcheries, de l'énergie et des ressources naturelles, le gouvernement du Québec s'opposait en effet à un « moratoire mur à mur, en milieu terrestre, en milieu marin »³⁵⁷, ce qui n'a rien d'incohérent avec la décision d'interdire les activités gazières dans le milieu spécifique et unique que constitue le fleuve Saint-Laurent. La demanderesse ne peut donc pas affirmer, sur la base de ce document, que madame Normandeau s'est opposée aux fonctionnaires de son ministère.

251. La demanderesse se méprend de même sur la portée d'une note d'information produite par une fonctionnaire du ministère des Ressources naturelles en date du 27 janvier 2011³⁵⁸. En effet, cette note d'information porte manifestement sur les conséquences d'un moratoire sur tout développement du gaz de schiste sur le territoire québécois, [REDACTED]

[REDACTED] ³⁵⁹. La demanderesse propose une lecture toute aussi erronée de cette note d'information lorsqu'elle prétend que s'y trouve une conclusion

³⁵⁴ **C-115**, État de situation (20101109-40) - Proposition de deux scénarios visant à interdire de façon permanente toutes activités d'exploration et d'exploitation pétrolière et gazière dans l'estuaire du Saint-Laurent (11 November 2010), p. 2.

³⁵⁵ **C-107**, Gaz de Schiste Questions – Réponses (August 2010).

³⁵⁶ Mémoire en réplique, para. 384. Comme le montre la réponse à la question numéro 12 du document **C-107**, Gaz de Schiste Questions – Réponses (August 2010) : « Je laisserai le soin à ma collègue du MRNF de répondre à cette question. », il s'agit plutôt d'un document interne du ministère de l'Environnement.

³⁵⁷ **C-067**, Quebec, National Assembly, Detailed study of Bill 18, an Act to limit oil and gas activities, Journal des débats, 2nd Sess, 39th Leg, Vol. 42 No. 14 (7 June 2011), p. 43 (Mme Normandeau).

³⁵⁸ Mémoire en réplique, para. 61 à 63.

³⁵⁹ **C-121**, Exploration pétrolière et gazière - Conséquences d'un moratoire (27 January 2011); RWS-001-Asselin, para. 11.

s'opposant à l'interdiction annoncée par la ministre Normandeau. Encore une fois, la fonctionnaire qui rédige cette note d'information traite des conséquences d'un moratoire sur l'ensemble du territoire du Québec³⁶⁰, qui n'est aucunement visé par l'adoption de la *Loi*. La demanderesse a tout faux lorsqu'elle voit dans ce document l'opposition des fonctionnaires du ministère des Ressources naturelles à l'adoption de la *Loi*³⁶¹. Il n'y a donc aucune preuve devant être apportée pour contrer cette impression d'opposition de la part des fonctionnaires³⁶², car cette dernière est une pure construction de la demanderesse, qui propose une lecture erronée et hors contexte des documents qui lui ont été remis. Par ailleurs, le sous-ministre au ministère des Ressources naturelles au moment de l'adoption de la *Loi*, monsieur Sauvé, confirme que, de « façon unanime, les fonctionnaires avec [lesquels il a] interagi au ministère des Ressources naturelles estimaient que le Projet de loi 18 constituait une mesure d'intérêt public raisonnable et justifiée [...] »³⁶³. Il convient aussi de rappeler que les fonctionnaires du ministère de l'Environnement appuyaient également l'adoption de la *Loi* et étaient d'avis que le « territoire du Saint-Laurent n'est pas compatible avec les activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures tant dans le fleuve (à l'aide d'une plateforme de forage) que par forage horizontal et fracturation hydraulique sous celui-ci ».³⁶⁴

252. Aussi, la demanderesse plaide que le gouvernement du Québec, avant de proposer l'adoption du projet de loi 18, était d'avis qu'il suffisait d'appliquer l'article 22 de la LQE aux forages gaziers afin d'encadrer l'industrie du gaz de schiste³⁶⁵. S'il est vrai que cette modification

³⁶⁰ C-121, Exploration pétrolière et gazière - Conséquences d'un moratoire (27 January 2011). [REDACTED]

³⁶¹ Mémoire en réplique, para. 394 à 396.

³⁶² Mémoire en réplique, para. 396. De même, la demanderesse se méprend lorsqu'elle croit lire, dans un courriel datant du 7 février 2011 (C-123, Email from M. Rousseau (DARSOEMT) to P. Perron (DGHB) re: "Plan d'affectation du territoire public" (7 February 2011)), un questionnement des fonctionnaires du ministère des Ressources naturelles quant à la portée, à la durée, et à la géographie touchée par l'interdiction annoncée (mémoire en réplique, para. 64). Il s'agit simplement de fonctionnaires dont la responsabilité est de concevoir une série de plans d'affectation du territoire public qui pourraient être affectés par la façon dont l'interdiction annoncée par la ministre Normandeau pouvait être mise en œuvre et qui allaient aux nouvelles auprès de leurs collègues du Bureau des hydrocarbures. À ce stade de l'élaboration du projet de loi, il était tout à fait normal que ces premiers ignorent encore quelle forme cette interdiction prendrait en définitive.

³⁶³ RWS-005-Sauvé, para. 48; Voir aussi RWS-005A-Sauvé, para. 3.

³⁶⁴ RWS-Dupont, para. 84.

³⁶⁵ De telles affirmations reviennent fréquemment dans le mémoire en réplique, notamment aux para. 33, 42, 560 et 561.

faisait partie du resserrement réglementaire de l'industrie³⁶⁶, la proposition selon laquelle le gouvernement du Québec comptait s'y limiter ou elle serait suffisante est erronée et repose sur une lecture tendancieuse de documents émanant des ministères des Ressources naturelles et de l'Environnement.

253. Par exemple, la demanderesse prétend qu'un fonctionnaire du ministère de l'Environnement affirme dans un courriel que le gouvernement du Québec est d'avis que l'article 22 de la LQE et le programme d'inspection suffisent pour encadrer le développement de l'industrie du gaz de schiste pendant qu'un nouveau régime est développé³⁶⁷. C'est inexact³⁶⁸.

254. Pareillement, il est erroné d'affirmer que ce sont les fonctionnaires des ministères des Ressources naturelles et de l'Environnement qui ont affirmé à l'industrie que l'application de l'article 22 de la LQE suffirait pour encadrer et réglementer l'industrie³⁶⁹. [REDACTED]

[REDACTED]³⁷⁰.

255. De plus, contrairement à ce qu'affirme la demanderesse, ni la ministre Normandeau ni le gouvernement du Québec n'ont indiqué que l'interdiction annoncée à l'automne 2010 ne visait que les activités en surface, et que l'exploration et l'exploitation sous le fleuve Saint-Laurent seraient permises³⁷¹. Bien que cette possibilité ait été sommairement évoquée dans quelques documents internes du ministère des Ressources naturelles, aucune annonce n'a été faite en ce

³⁶⁶ **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.

³⁶⁷ Mémoire en réplique, para. 560.

³⁶⁸ Le fonctionnaire en question répond à la question de monsieur Dupont, sous-ministre adjoint du ministère de l'Environnement, quant à savoir 1) quelles autorisations ont été accordées par le ministère relatives à l'exploration gazière dans la région de la Mauricie et du Centre-du-Québec, et 2) si un suivi ou une supervision est effectuée relativement aux liquides de fracturation hydraulique. Ce fonctionnaire se limite à fournir une liste des autorisations accordées pour des projets de fracturation de puits gaziers réalisés dans cette région – soit seulement six en quatre ans – et à confirmer que les inspections n'ont révélé aucun défaut de conformité de ces travaux en regard des autorisations accordées : **C-103**, Email from C. Deshaies to D. Lapointe and I. Courtemanche re: "Demande de journaliste – sujet délicat – demande de moratoire et exploration des shales gazifères" (23 February 2010). Au paragraphe 33 du mémoire en réplique, la demanderesse s'appuie sur la même lecture erronée du courriel.

³⁶⁹ Mémoire en réplique, para. 33 et 561.

³⁷⁰ **C-104**, Rencontre du 15 Juillet 2010 avec l'Association Pétrole et Gaz du Québec (APGQ) – Synthèse des échanges (2010-07-16) (16 July 2010), p. 3.

³⁷¹ Mémoire en réplique, para. 54 et 516.

sens, et de telles activités ont en définitive été interdites. La seule preuve qu'invoque la demanderesse afin de démontrer qu'une telle incertitude aurait découlé des représentations du ministère des Ressources naturelles est en fait un de ses documents³⁷². Il s'agit d'un document partagé au sein de la demanderesse – ce qu'elle omet de mentionner dans son mémoire en réplique³⁷³ – qui ne prouve rien. Aucune source ou référence n'est citée afin d'appuyer la prétention que l'annonce initiale de la ministre Normandeau ne visait pas à interdire les activités d'exploration et d'exploitation sous le lit du fleuve Saint-Laurent³⁷⁴. Pareillement, la demanderesse se méprend sur le sens à donner à un courriel référant à la « révocation totale des permis dans le fleuve³⁷⁵ » comme suggérant qu'il était alors envisagé de permettre les forages sous le fleuve Saint-Laurent à partir de la rive³⁷⁶. Pourtant, ce même courriel indique clairement que l'interdiction de toute activité liée aux hydrocarbures dans, ou sous, le fleuve Saint-Laurent est envisagée (« i.e. pas de forages horizontaux non plus³⁷⁷ »).

256. Finalement, contrairement à ce que la demanderesse insinue, le gouvernement du Québec n'a jamais pris la position que le forage horizontal pouvait s'effectuer de manière sécuritaire sous le fleuve Saint-Laurent³⁷⁸. La demanderesse tente d'induire le Tribunal en erreur en affirmant que les fonctionnaires du ministère des Ressources naturelles aient soutenu jusqu'à la toute fin que le projet de loi 18 devrait permettre que des forages horizontaux soient réalisés à partir des rives du fleuve Saint-Laurent³⁷⁹. [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

³⁷² C-119, Quebec — Public Relations Issues (23 December 2010).

³⁷³ Le document C-119 est une pièce jointe à R-291, Courriel de Robert Welch à David Anderson, Doug Axani et Dana Roney, « Subject: FW: Quebec Public Relations issues Dec 2010.doc », 1 avril 2011.

³⁷⁴ C-119, Quebec — Public Relations Issues (23 December 2010), p. 2.

³⁷⁵ C-126, Email from A. Lefebvre (DGHB) to M. Gosselin (BSMA – Energie) re: "Projet de loi spéciale sur le fleuve Saint-Laurent - État de situation" (27 April 2011).

³⁷⁶ Mémoire en réplique, para. 518.

³⁷⁷ C-126, Email from A. Lefebvre (DGHB) to M. Gosselin (BSMA – Energie) re: "Projet de loi spéciale sur le fleuve Saint-Laurent - État de situation" (27 April 2011).

³⁷⁸ Mémoire en réplique, para. 495. Comme l'explique monsieur Gosselin, un tel argument découle d'une profonde incompréhension du processus décisionnel gouvernemental : RWS-003A-Gosselin, para. 14.

³⁷⁹ Mémoire en réplique, para. 542.

³⁸⁰ RWS-003-Gosselin, para. 59 et 60; RWS-003A-Gosselin, para. 14 et 15.

257. La trame factuelle que propose la demanderesse est truffée d'affirmations erronées s'appuyant prétendument sur des documents qui émanent du ministère des Ressources naturelles. Le Canada souhaite inviter le Tribunal à une très grande prudence avant de tenir une telle version des faits pour avérée, sans se référer aux documents. Une fois un tel exercice effectué – et ce qui précède à ce sujet n'est pas exhaustif – le fait est que la *Loi* a été adoptée à l'unanimité à l'Assemblée nationale suivant un processus au cours duquel les avantages et les inconvénients d'une telle mesure ont été soigneusement soupesés et au cours duquel les représentants de la titulaire du permis fluvial, Junex, et de la demanderesse ont pu participer.

(d) Conclusion

258. En conclusion, la mesure contestée ne contrevient pas à l'article 1105. En effet :

- (i) La *Loi* a été adoptée à la suite au rapport de l'ÉES1 qui a constaté que le territoire de l'estuaire maritime et du nord-ouest du golfe du Saint-Laurent n'est pas propice aux activités de mise en valeur des ressources en hydrocarbures. Elle a aussi été adoptée après le dépôt du Rapport 273 du BAPE qui fait état de préoccupations liées aux effets des activités de mise en valeur du gaz de schiste sur l'environnement bio-physique et humain des basses-terres du Saint-Laurent. Même si ces études n'ont pas précisément étudié la partie fluviale du fleuve Saint-Laurent, elles ont néanmoins permis d'éclairer les décisions qui ont menées à l'adoption de la *Loi*;
- (ii) L'adoption de la *Loi* s'est effectuée dans un contexte où la mise en valeur d'une nouvelle filière énergétique fondée sur l'exploitation du gaz de schiste faisait face à un important déficit d'acceptabilité sociale³⁸²;

³⁸¹ Mémoire en duplique, para. 35, 99-100 et 256.

³⁸² RWS-Normandeu, para. 54; RWS-Gosselin, para. 34 à 36; RWS-Sauvé, para. 29.

- (iii) Plusieurs autres juridictions se questionnaient quant aux impacts environnementaux et sociaux de l'exploitation du gaz de schiste, et plusieurs l'ont interdite³⁸³;
- (iv) Les entreprises visées n'avaient effectué aucuns travaux de recherche sur le territoire concerné et s'étaient limitées à détenir passivement les permis de recherche concernés³⁸⁴, de sorte qu'elles n'ont pas subi d'injustice ou d'iniquité. La mesure adoptée était ciblée et ne visait qu'une portion non développée du territoire;
- (v) La *Loi* ne contient aucune disposition discriminatoire et s'applique à tous les détenteurs de droits miniers sur le territoire visé, sans égard à leur nationalité;
- (vi) Le processus décisionnel et législatif qui donne lieu à l'adoption d'une loi par l'Assemblée nationale du Québec a été suivi, de sorte que la mesure découlant de l'adoption du projet de loi 18³⁸⁵ est en conformité avec l'application régulière de la loi.

V. LA DEMANDERESSE N'A PAS FAIT LA PREUVE D'UNE VIOLATION DE L'ARTICLE 1110 DE L'ALÉNA

259. Dans son mémoire en réplique, la demanderesse allègue que l'adoption de la *Loi* a eu pour effet d'exproprier son investissement, c'est-à-dire les intérêts que LPRC détenait dans le permis fluvial, et ce, en violation de l'article 1110 de l'ALÉNA. Elle argue que son investissement était susceptible d'être exproprié puisque LPRC détenait des droits de propriété dans le permis fluvial conformément à l'article 1139 (g) ainsi que des intérêts contractuels en vertu de l'article 1139 (h). Par ailleurs, elle soutient que l'adoption de la *Loi* n'est pas un exercice valide des pouvoirs de police par le Québec.

260. Or, les arguments mis de l'avant par la demanderesse sont erronés et doivent être rejetés.

³⁸³ RWS-003-Gosselin, para. 61; Mémoire en duplique, section I.D.

³⁸⁴ RWS-001-Asselin, para. 11; RWS-003-Gosselin, para. 64.

³⁸⁵ **R-035/C-063**, Projet de loi n° 18, *Loi limitant les activités pétrolières et gazières*, 2e session, 39e législature, Québec, 2011 (présenté le 12 mai 2011).

261. Premièrement, même si la demanderesse possédait un investissement au sens de l'article 1139 de l'ALÉNA, celui-ci ne serait pas susceptible d'être exproprié puisque seuls les droits acquis sont susceptibles de l'être. En l'espèce, la demanderesse ne détient pas un droit acquis d'exploiter les ressources qui pourraient se trouver sur le territoire du permis fluvial. Elle détient tout au plus un droit éventuel et incertain dont la réalisation dépend de plusieurs conditions.

262. Deuxièmement, l'investissement allégué de la demanderesse n'a pas été exproprié puisque la *Loi* n'a pas eu pour effet de priver substantiellement LPRI de son investissement. Malgré sa tentative de limiter artificiellement son investissement, celui-ci doit être considéré comme étant les intérêts sur le territoire des cinq permis de recherche du Bloc Champlain/Bécancour. Puisque quatre des cinq permis de recherche sont demeurés intacts après l'adoption de la *Loi*, le degré de privation nécessaire n'est pas atteint. Par ailleurs, les droits contractuels de LPRC n'ont pas été expropriés puisque l'État ne s'est pas immiscé dans la relation contractuelle entre celle-ci et Junex, laquelle est demeurée intacte.

263. En terminant, l'adoption de la *Loi* par l'Assemblée nationale, est un exercice valide des pouvoirs de police par le Québec car il s'agit d'une mesure non-discriminatoire adoptée pour atteindre un objectif de politique publique important, à savoir la protection du fleuve Saint-Laurent.

A. Les intérêts de LPRC en vertu du Contrat fluvial ne sont pas susceptibles d'être expropriés

264. Même si les intérêts détenus par LPRC en vertu du Contrat fluvial constituaient un investissement pour les fins de l'article 1139, celui-ci ne serait pas susceptible d'être exproprié. En effet, seuls les droits acquis sont susceptibles d'être expropriés et bénéficient de la protection de l'article 1110. Les intérêts conférés à LPRC par le Contrat fluvial ne sont que des intérêts économiques futurs et incertains sur l'exploitation des ressources gazières contenues dans un horizon géologique précis du permis fluvial. Ils constituent des droits potentiels qui ne se sont pas encore matérialisés et ne peuvent donc pas être expropriés.

1. Un intérêt qui constitue un investissement sous l'article 1139 n'est pas automatiquement susceptible d'être exproprié

(a) C'est la notion même d'expropriation qui limite les intérêts pouvant être le sujet d'une allégation d'expropriation

265. Contrairement à ce que suggère la demanderesse, le Canada n'allègue pas que le terme « investissement » est défini différemment sous les articles 1139 et 1110 de l'ALÉNA. Le Canada soumet plutôt que la notion même d'expropriation limite les investissements susceptibles d'être expropriés. En effet, le concept d'expropriation en droit international coutumier comporte des limites quant aux biens qui peuvent être protégés contre une expropriation³⁸⁶. Ce n'est pas parce qu'un investissement rencontre les critères de l'article 1139 qu'il est nécessairement de nature à pouvoir être exproprié sous l'article 1110.

266. Une telle proposition n'est pas controversée. Comme le note le tribunal dans l'affaire *Cargill*, « the scope of what may be the subject of a claim is delimited in part by the definition of investment in Article 1139, but also by the confines of the legal basis of the particular claim »³⁸⁷. Les tribunaux arbitraux considèrent de façon distincte les questions à savoir si un investissement satisfait aux conditions juridictionnelles imposées par le traité et s'il est susceptible d'être exproprié³⁸⁸.

(b) Seuls les droits acquis sont susceptibles d'être expropriés

267. Comme le souligne la demanderesse, une expropriation consiste en une privation des droits de propriété de l'investisseur dans son investissement³⁸⁹. Pour qu'il y ait expropriation, il faut

³⁸⁶ Contre-mémoire, para. 403, note 534.

³⁸⁷ **CLA-027**, *Cargill, Inc. v. United Mexican States*, ICSID Case No. ARB(AF)/05/2, Award (18 September 2009), para. 354.

³⁸⁸ **RLA-055**, *European Media Ventures SA v. Czech Republic* (CNUDCI) Partial Award on Liability, 8 juillet 2009, para. 41, note 4 : « 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 under Article 3; and whether they were in fact expropriated, to be three entirely separate questions »; **CLA-027**, *Cargill, Inc. v. United Mexican States*, ICSID Case No. ARB(AF)/05/2, Award (18 September 2009), para. 351 : « The Tribunal agrees broadly with Respondent's identification of the issue presented, but views the issue as involving two distinct questions: first, whether the "HFCS business" is an investment in and of itself under Article 1139; and second, whether the "HFCS business," as an investment under Article 1139, can be the subject of a claim for expropriation within the meaning of Article 1110. »

³⁸⁹ Mémoire en réplique, para. 302

donc que l'investisseur détienne des droits acquis dont il pourrait être dépossédé³⁹⁰. Des droits potentiels ne peuvent pas être expropriés³⁹¹.

268. Par ailleurs, il appert de la jurisprudence que certains intérêts incorporels ne peuvent pas être expropriés eux-mêmes mais constituent simplement une partie de la valeur d'une entreprise³⁹². Par exemple, dans l'affaire *Oscar Chinn*, la Cour permanente de justice internationale a refusé de considérer l'achalandage d'une entreprise comme étant un droit acquis véritable capable d'être exproprié³⁹³. Plus récemment, dans l'affaire *Methanex*, le tribunal a conclu que des intérêts incorporels tels des parts de marché et l'achalandage peuvent constituer des éléments de la valeur d'une entreprise expropriée mais ne peuvent pas, seuls, être expropriés³⁹⁴.

269. Dans le cas d'un droit d'exploiter des ressources en hydrocarbures, ce droit d'exploitation doit avoir été acquis avant la date d'expropriation afin qu'il soit susceptible d'être exproprié. Ainsi, il ne suffit pas que les intérêts économiques de LPRC dans le permis fluvial constituent un investissement au sens de l'article 1139 pour que ceux-ci soient susceptibles d'être expropriés. Encore faut-il que ces intérêts donnent lieu à un droit acquis d'exploiter les ressources gazières se trouvant potentiellement dans un horizon géologique précis du permis fluvial.

³⁹⁰ **RLA-052**, *Emmis et al. v. Hungary* (Affaire CIRDI n° ARB/12/2) Award, 16 avril 2014 : « It also follows from 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 »; **RLA-057**, *Generation Ukraine v. Ukraine* (Affaire CIRDI n° ARB/00/9) Award, 16 septembre 2003« Since expropriation concerns interference in rights in property, it is important to be meticulous in identifying the rights duly held by the Claimant at the particular moment when allegedly expropriatory acts occurred »

³⁹¹ **CLA-043**, *Merrill & Ring Forestry L.P. v. Canada*, ICSID Administered Case, Award (31 March 2010), para. 142.

³⁹² **RLA-098**, OECD, "Indirect Expropriation" and the "Right to Regulate" in *International Investment Law* (2004), Working Paper 2004/04, p. 4, note 6.

³⁹³ **RLA-099**, *Affaire Oscar Chinn*, CPJI, Serie A/B, no 63 (1934), p. 88.

³⁹⁴ **CLA-045**, *Methanex Corporation v. United States of America*, Final Award of the Tribunal on Jurisdiction and Merits (3 August 2005), Part. IV, Chapter D, para. 17 : « Hence in a comprehensive taking, these items [items such as goodwill and market shares] may figure in valuation. But it is difficult to see how they might stand alone, in a case like the one before the Tribunal ».

(c) **Les affaires citées par l'investisseur ne sont pas contradictoires avec la position du Canada**

270. La demanderesse suggère que la position du Canada dans cet arbitrage est contraire à la position qu'il a adoptée dans l'affaire *Windstream*. Elle cite de brefs extraits du contre-mémoire du Canada dans cette affaire où il est question de l'article 1139 de l'ALÉNA pour suggérer que le Canada considérerait qu'un intérêt constituant un investissement sous l'article 1139 est automatiquement capable d'être exproprié³⁹⁵. Ce faisant, elle déforme la nature de l'argument du Canada dans l'affaire *Windstream*. Le Canada ne conteste pas que la définition d'investissement de l'article 1139 est applicable à l'article 1110. Cependant, dans l'affaire *Windstream*, comme en l'espèce, le Canada a plaidé qu'il est nécessaire qu'un investissement donne lieu à un droit acquis pour pouvoir être exproprié. L'argument du Canada est résumé ainsi dans son mémoire en duplique dans l'affaire *Windstream* : « [T]he Claimant's alleged right to a guaranteed revenue stream under the FIT Contract was not an interest capable of being expropriated at the time of the alleged breach because it was only contingent and not yet vested. »³⁹⁶

271. Les États-Unis et le Mexique ont tous deux soutenu cette interprétation de l'article 1110 dans leurs représentations écrites dans l'affaire *Windstream*. Ainsi, les États-Unis ont souligné que l'analyse d'une allégation d'expropriation doit commencer par l'identification des actifs concernés et des limites de ceux-ci (« property interest, including applicable limitations »)³⁹⁷. Le Mexique a quant à lui mentionné : « An "investment" cannot exist in the absence of vested legal rights comprising an asset described in Article 1139. Contingent contractual rights cannot amount to an investment. »³⁹⁸

272. La demanderesse cite aussi les affaires *Chemtura, Merril & Ring* et *European Media Ventures* au soutien de sa prétention qu'on doit considérer uniquement la définition de l'article

³⁹⁵ Mémoire en réplique, para. 306.

³⁹⁶ **RLA-100**, *Windstream Energy LLC v. Government of Canada* (Affaire CPA n° 2013-22), Canada's Rejoinder, 6 novembre 2015, para. 83 [Nos soulignements].

³⁹⁷ **RLA-101**, *Windstream Energy LLC v. Government of Canada* (Affaire CPA n° 2013-22), Submission of the United States of America, 12 janvier 2016, para. 3.

³⁹⁸ **RLA-102**, *Windstream Energy LLC v. Government of Canada* (Affaire CPA n° 2013-22), Submission of Mexico pursuant to NAFTA article 1128, 12 janvier 2016, para. 11.

1139 pour déterminer si un investissement est susceptible d'être exproprié³⁹⁹. Or, ces décisions n'appuient pas les prétentions de la demanderesse. Les extraits cités suggèrent simplement qu'un intérêt doit au minimum constituer un investissement sous l'article 1139 pour être couvert par la protection de l'article 1110. Tel que mentionné précédemment, les parties sont en accord sur ce point. Par ailleurs, dans l'affaire *European Media Ventures*, le tribunal mentionne spécifiquement qu'un intérêt respectant la définition d'investissement du traité n'est pas pour autant automatiquement capable d'être exproprié⁴⁰⁰.

2. Les intérêts issus du Contrat fluvial ne sont pas susceptibles d'être expropriés

273. La demanderesse allègue que des droits conférés par un gouvernement par l'entremise d'un permis sont susceptibles d'être expropriés⁴⁰¹. Or, LPRC ne détenait pas de tels droits puisqu'elle n'était pas la titulaire d'un bail d'exploitation l'autorisant à exploiter les ressources gazières se trouvant potentiellement sur le territoire du permis fluvial. La demanderesse allègue aussi que la *Loi* a exproprié ses droits réels dans le permis fluvial (« *intangible and immovable real rights* »)⁴⁰². Or, LPRC ne détenait pas de droits réels dans le permis fluvial⁴⁰³.

274. Au moment de l'adoption de la *Loi*, LPRC ne détenait que des droits contractuels en vertu du Contrat fluvial. Comme l'explique M^e Gagné, le Contrat fluvial confère à LPRC un intérêt économique futur dans l'exploitation des ressources gazières contenues dans un horizon géologique précis du permis fluvial, lequel intérêt constitue « un droit personnel, conditionnel, éventuel et incertain »⁴⁰⁴.

275. En effet, pour que cet intérêt se matérialise, plusieurs conditions doivent être remplies. Junex et LPRC doivent d'abord compléter leur programme d'exploration. Ils doivent ensuite découvrir une ressource commercialement exploitable et Junex doit obtenir un bail d'exploitation

³⁹⁹ Mémoire en réplique, para. 307-308.

⁴⁰⁰ **RLA-055**, *European Media Ventures SA v. Czech Republic* (CNUDCI) Partial Award on Liability, 8 juillet 2009, para. 41, note 4.

⁴⁰¹ Mémoire en réplique, para. 328.

⁴⁰² Mémoire en réplique, para. 288-289.

⁴⁰³ Mémoire en duplique, para. 169.

⁴⁰⁴ RER-004-Gagné, para. 98.

de la part du gouvernement du Québec, l'octroi duquel n'est pas automatique⁴⁰⁵. Par ailleurs, de nombreuses autres autorisations sont requises pour permettre les travaux nécessaires à l'exploration et l'exploitation de la ressource, notamment des permis de forage et de complétion de puits du ministère des Ressources naturelles et des autorisations en vertu de la LQE⁴⁰⁶. Ce n'est qu'une fois toutes ces conditions remplies que l'exploitation de la ressource pourrait se produire. D'ici là, LPRC ne détient qu'un intérêt potentiel. M^e Gagné souligne ainsi que « CFOL était en effet loin de pouvoir prétendre avoir quelque droit d'exploiter le sous-sol dans le territoire visé par le permis fluvial »⁴⁰⁷.

276. Ainsi, il n'est pas possible que la *Loi* ait exproprié le droit de LPRC d'exploiter les ressources gazières situées dans un horizon géologique précis du permis fluvial puisque LPRC ne possédait pas un tel droit acquis au moment de l'adoption de la *Loi*. LPRC possédait uniquement un intérêt économique futur, incertain et conditionnel dans une éventuelle exploitation des ressources gazières potentiellement contenues dans un horizon géologique précis du permis fluvial. Le Canada soutient que cet intérêt ne peut pas être exproprié comme il ne constitue pas un droit acquis. Si le Tribunal décide néanmoins de poursuivre son analyse de l'allégation d'expropriation de la demanderesse, c'est cet intérêt potentiel et incertain qui doit faire l'objet de l'analyse, pas un droit plus large à l'exploitation de la ressource que la demanderesse n'a jamais détenu.

B. La Loi n'a pas exproprié l'investissement allégué par la demanderesse

277. Même si ce Tribunal arrivait à la conclusion que LPRC possédait un investissement susceptible d'être exproprié, il n'a pas été exproprié.

278. La demanderesse argue que les droits de LPRC ont été directement expropriés par l'effet de la *Loi*. Cet argument est erroné puisque LPRC ne possédait pas de droits réels susceptibles d'être expropriés directement et qu'au surplus, l'État ne s'est pas immiscé dans la relation contractuelle entre elle et Junex, laquelle est demeurée intacte. Par ailleurs, il ne peut s'agir en l'espèce d'un cas d'expropriation directe puisqu'il n'y a pas eu acquisition, appropriation ou

⁴⁰⁵ RER-004-Gagné, para. 101, 105 et 106.

⁴⁰⁶ RER-004-Gagné, para. 110, 111, 116 et 118.

⁴⁰⁷ RER-004-Gagné, para. 120.

transfert des droits d'un investisseur à l'État. Même si l'adoption de la *Loi* peut être considérée comme une forme d'expropriation directe, le critère de la privation substantielle s'applique et il est clair que la *Loi* n'a pas eu pour effet de substantiellement priver LPRC des intérêts qu'elle possédait dans les permis de recherche du Bloc Champlain/Bécancour puisque seul le permis fluvial a été révoqué. Malgré les tentatives de la demanderesse de diviser artificiellement l'investissement de LPRC, il y a lieu de conclure que les cinq permis de recherche représentaient bel et bien son investissement et qu'il n'a pas été exproprié.

1. Il ne s'agit pas en l'espèce d'un cas d'expropriation directe

279. Premièrement, il ne peut s'agir en l'espèce d'un cas d'expropriation directe puisque tel qu'amplement discuté dans la section portant sur l'article 1139(g), la demanderesse ne possède aucun droit réel dans les permis terrestres ainsi que dans le permis fluvial, mais bien seulement des intérêts économiques futurs et conditionnels dans l'exploration des ressources gazières contenues dans une couche géologique déterminée.

280. Deuxièmement, et tel que mentionné dans le contre-mémoire du Canada, l'État ne s'est pas immiscé dans la relation contractuelle entre LPRC et Junex laquelle est demeurée intacte. En effet, la demanderesse arguait dans son mémoire, et de façon subsidiaire, que l'État a exproprié indirectement ses intérêts économiques découlant des contrats conclus avec Junex pour les permis de recherche du Bloc Champlain/Bécancour, et ce, en violation de l'article 1139 (h) de l'ALÉNA⁴⁰⁸. Dans son mémoire en réplique, la demanderesse ne revient pas sur cet argument. Il convient toutefois de réitérer que le gouvernement du Québec ne s'est pas immiscé dans cette relation contractuelle, n'étant d'ailleurs pas partie à ces contrats, et que les droits contractuels de LPRC découlant des ententes conclues avec Junex sont demeurés intacts. Par conséquent, il est impossible de conclure que la *Loi* a directement exproprié les intérêts contractuels de LPRC.

281. Troisièmement, l'expropriation directe se distingue de l'expropriation indirecte entre autres par le fait qu'il y a transfert des droits d'un investisseur au profit de l'État ou encore appropriation des droits par l'État. Comme l'expliquent les auteurs Andrew Newcombe et Lluís Paradell :

⁴⁰⁸ Mémoire, para. 249.

Direct expropriation arises where there is a forced transfer of property from the investor to the state, or a state-mandated beneficiary. Direct expropriation involves the investor being deprived of property and a corresponding appropriation by the states, or state-mandated beneficiary, of specific property rights [...] ⁴⁰⁹.

282. Des sentences arbitrales de l'ALÉNA sont également arrivées à la même conclusion. Par exemple, dans la sentence arbitrale *Glamis Gold*, les arbitres ont insisté sur la différence entre expropriation directe et indirecte, la première nécessitant l'appropriation ou le transfert des droits de l'investisseur à l'État :

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 favor of the host State...” In an indirect expropriation, the property is still “taken” by the host government in that the economic value of the property interest is radically diminished, but such an expropriation does not occur through a formal action such as nationalization. Instead, in an indirect expropriation, some entitlements inherent in the property right are taken by the government or the public so as to render almost without value the rights remaining with the investor. An action “tantamount to expropriation”, like an indirect taking, does not involve the direct transfer of title from the investor to 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 ⁴¹⁰.

283. En l'espèce, le Québec ne s'est pas approprié les droits de la demanderesse par l'effet d'une loi ou d'une mesure administrative. L'Assemblée nationale du Québec a adopté la *Loi*, laquelle a eu comme effet de révoquer les permis de recherche octroyés sur le territoire du fleuve Saint-Laurent, et ce, afin d'assurer sa protection. Cette révocation de permis ne s'apparente pas au transfert des droits d'un investisseur au profit de l'État. Le Québec n'a pas révoqué ces permis de recherche dans le but de s'approprier les intérêts de LPRC dans le permis fluvial et d'exploiter lui-même les ressources en hydrocarbures sous le fleuve Saint-Laurent. Force est de constater qu'en l'espèce nous ne sommes pas en présence d'un cas d'expropriation directe.

⁴⁰⁹ **RLA-021**, Andrew Newcombe et Lluís Paradell, *Law and Practice of Investment Treaties: Standards of Treatment*, Kluwer Law International, 2009, p. 340.

⁴¹⁰ **CLA-038**, *Glamis Gold, Ltd. v. United States of America*, Final Award (8 June 2009), para. 355 [Nos soulignements].

2. La nécessité de démontrer une privation substantielle s'applique également dans les cas allégués d'expropriation directe

284. Subsidiairement, si le Tribunal arrivait à la conclusion qu'il s'agit effectivement d'une expropriation directe plutôt qu'indirecte, le Canada argue qu'une privation substantielle de l'investissement serait tout de même requise pour conclure à l'expropriation des droits de la demanderesse, et ce, contrairement aux prétentions de cette dernière⁴¹¹. En effet, à ce sujet, dans la sentence *Electrabel S.A.*, où le tribunal était confronté à un argument similaire à celui de la demanderesse, soit celui voulant qu'une privation substantielle n'est pas requise dans les cas d'expropriation directe, les arbitres ont précisé que :

6.62 In short, the Tribunal considers that the accumulated mass of international legal materials, comprising both arbitral decisions and doctrinal writings, describe for both direct and indirect expropriation, consistently albeit in different terms, the requirement under international law for the investor to establish the substantial, radical, severe, devastating or fundamental deprivation of its rights or the virtual annihilation, effective neutralization or factual destruction of its investment, its value or enjoyment. In addition to *Metalclad* and *Tecmed* (above), arbitral decisions and awards to such effect include *Pope & Talbot* (2000), paragraphs 102-104; *S.D. Myers* (2000), paragraphs 282-285; *Lauder* (2001); paragraphs 200-201; *CME* (2001), paragraphs 603-604; *GAMI* (2004), paragraphs 123-126; *Telenor* (2006), paragraphs 63-67; *Sempra* (2007), paragraphs 284-285; and *Parkerings Compagniet* (2007), paragraph 455. [...]⁴¹²

285. Pour les motifs énoncés dans la section ci-dessous, il faut conclure que la demanderesse n'a pas réussi à prouver une telle privation sévère et radicale de son investissement.

3. La demanderesse n'a pas été privée substantiellement de son investissement

286. Dans un premier temps, l'investissement de la demanderesse doit être vu dans son ensemble et correspond aux intérêts de LPRC découlant des cinq permis de recherche du Bloc Champlain/Bécancour. Dans un second temps, les faits en l'espèce démontrent que LPRC n'a pas été substantiellement privée de son investissement dans les cinq permis du Bloc Champlain/Bécancour.

⁴¹¹ Mémoire en réplique, para. 289.

⁴¹² **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, para. 6.62 [Nos soulignements].

287. L'essentiel du désaccord entre les parties a trait à la définition qu'il faut retenir de l'investissement de la demanderesse. Le Tribunal est donc appelé à trancher cette question : les intérêts de la demanderesse dans le Bloc Champlain/Bécancour peuvent-ils être morcelés en fonction des permis de recherche qui le constituent ? Pour les raisons énoncées ci-dessous, le Canada soumet que non.

(a) L'investissement de la demanderesse doit être défini comme étant les cinq permis de recherche du Bloc Champlain/Bécancour

288. Bien que la demanderesse reconnaisse l'applicabilité du critère de privation substantielle dans l'analyse sur l'expropriation⁴¹³, elle tente de diviser artificiellement son investissement, ce qui est justement dénoncé par la jurisprudence arbitrale. Par la suite, il faut s'attarder aux faits en l'espèce qui démontrent que l'investissement de la demanderesse consiste en l'ensemble des intérêts de LPRC dans les cinq permis de recherche du Bloc Champlain/Bécancour.

(i) Les sentences arbitrales ayant abordé la question de la définition de l'investissement

289. L'investissement de la demanderesse est constitué des droits personnels de LPRC découlant des ententes conclues avec Junex concernant les cinq permis de recherche du Bloc Champlain/Bécancour conformément à la jurisprudence arbitrale.

290. La demanderesse cite au soutien de ses prétentions, soit que les intérêts que LPRC détenait dans le permis fluvial constituent en soi un investissement, la sentence arbitrale *Ampal-American Israel Corporation c. Égypte*. Il est vrai que dans cette affaire, le tribunal a conclu qu'une licence d'exemption fiscale constituait en soi un investissement. D'ailleurs, le Canada ne nie pas qu'une licence puisse en soi constituer un investissement. Toutefois, la demanderesse omet certains éléments factuels primordiaux qui incitent le tribunal à conclure de cette façon dans cette affaire. Ces éléments ne sont pas présents en l'espèce et c'est pourquoi il est impossible de conclure que l'investissement de la demanderesse se limitait aux intérêts de LPRC dans le permis fluvial.

291. En effet, cette affaire avait trait à un projet de construction d'un pipeline entre l'Égypte et Israël pour le transport de gaz naturel. EMG, une entreprise privée, avait décidé de conclure un

⁴¹³ Mémoire en réplique, para. 290.

partenariat avec deux sociétés publiques égyptiennes, afin d'acheter du gaz naturel de ces dernières et de l'acheminer en Israël via un pipeline allant d'Al-Arish en Égypte à Ashkelon en Israël. EMG avait réussi à obtenir un important contrat avec une société d'État israélienne pour la vente à long terme d'une grande quantité de gaz. En 2000, avant de réaliser son investissement, EMG a obtenu des garanties de différents paliers gouvernementaux égyptiens qu'elle n'aurait pas à payer d'impôt pendant une période de 25 ans⁴¹⁴ suivant le début de son contrat tripartite avec les deux sociétés égyptiennes et la société israélienne.

292. Cette possibilité de ne pas payer d'impôt découlait de la Loi 8/1997. EGM avait modulé son investissement afin de bénéficier de cet avantage fiscal et avait choisi de s'incorporer comme une société par actions égyptienne. Le tribunal a conclu que cet avantage fiscal était « une partie fondamentale de la structure économique de l'investissement »⁴¹⁵. Le tribunal a ajouté que :

181. The incorporation of EMG as "an Egyptian joint stock company established according to the Special Free Zones System under the Investment Law No. 8 for the year 1997" as the vehicle for the Claimant's investment was an integral part of the investment. It is recorded as such in the opening words of the GSPA. Mr. Zell deposed that he "emphasized the importance of EMG's tax-free status" in his discussions with Government ministers in 2008⁴¹⁶.

293. Cette « licence » - soit l'avantage fiscal conféré par la Loi 8/1997- a été révoquée par le gouvernement égyptien en 2011, soit bien avant l'expiration de la période de 25 ans. Par conséquent, le tribunal a estimé que cette licence était un investissement en soi et qu'il avait été exproprié.

294. Ce bref résumé des faits suffit à démontrer que les faits qui nous occupent en l'espèce sont diamétralement différents et qu'il serait hasardeux de dresser une analogie entre cette sentence et le présent différend.

⁴¹⁴ Au départ, pour une période de 20 ans. Puis par le Décret 81/M/2007 amendant l'article 5 du Décret 1917/2006, la période d'exemption de vingt ans est devenue une exemption fiscale de 25 ans. Voir **CLA-076**, *Ampal-American Israel Corporation and others v Arab Republic of Egypt*, ICSID Case No. ARB/12/11, Decision on Liability and Heads of Loss (21 February 2017), para. 153 et 155.

⁴¹⁵ **CLA-076**, *Ampal-American Isreal Corporation and others v Arab Republic of Egypt*, ICSID Case No. ARB/12/11, Decision on Liability and Heads of Loss (21 February 2017), para. 182.

⁴¹⁶ **CLA-076**, *Ampal-American Isreal Corporation and others v Arab Republic of Egypt*, ICSID Case No. ARB/12/11, Decision on Liability and Heads of Loss (21 February 2017), para. 181.

295. Ensuite, les sentences arbitrales citées par le Canada dans son contre-mémoire, lesquelles sont interprétées incorrectement par la demanderesse, sont tout à fait applicables à la présente situation et démontrent qu'il faut analyser l'investissement dans son ensemble et non s'attarder à des portions distinctes formant l'investissement⁴¹⁷, peu importe si une portion peut constituer en soi un investissement⁴¹⁸ ou si elle représente la portion la plus profitable de l'investissement⁴¹⁹.

(ii) Les faits en l'espèce démontrent que la demanderesse limite artificiellement son investissement afin de remplir le critère de privation substantielle

296. Les faits en l'espèce démontrent sans nul doute que la demanderesse tente de diviser artificiellement son investissement afin de respecter le critère de privation substantielle.

297. Dans son mémoire en réplique, la demanderesse ne revient pas sur les trois éléments mis de l'avant par le Canada dans son contre-mémoire pour démontrer que l'investissement envisagé comprenait les cinq permis du Bloc Champlain/Bécancour. Elle se contente d'énumérer au paragraphe 339 les éléments soulevés par le Canada dans son contre-mémoire et marque son désaccord, sans toutefois les contredire avec preuve à l'appui.

298. Il y lieu de revenir brièvement sur ces trois éléments, lesquels sont le fait que les permis terrestres et le permis fluvial étaient étroitement liés dans le cadre du projet d'exploration et d'exploitation du gaz de schiste de la demanderesse, que le Contrat fluvial prévoit spécifiquement que le permis fluvial est assujéti aux mêmes termes et conditions que ceux du Contrat d'affermage et enfin que Junex a produit au ministère des Ressources naturelles un rapport de l'ensemble des travaux effectués sur les cinq permis de recherche. Ces éléments démontrent une fois de plus que l'investissement de la demanderesse ne peut se limiter qu'aux

⁴¹⁷ **RLA-084**, *Telenor Mobile Communications A.S. v. The Republic of Hungary* (Affaire CIRDI n° ARB/04/15) Award, 13 septembre 2006, para. 61; **CLA-043**, *Merrill & Ring Forestry L.P. v. Canada*, ICSID Administered Case, Award (31 March 2010), para. 144; **CLA-042**, *Marvin Feldman v. United Mexican States*, ICSID Case No. ARB(AF)/99/1, Award (16 December 2002), para. 152; **RLA-046**, *Burlington Resources Inc. v. Republic of Ecuador* (Affaire CIRDI n° ARB/08/5) Decision on Liability, 14 décembre 2012, para. 260; **RLA-086**, *Vanessa Ventures Ltd. v. Venezuela* (Affaire CIRDI n° ARB(AF)/04/6) Award, 16 janvier 2013, para. 190; **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, para. 6.58.

⁴¹⁸ **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, para. 6.58.

⁴¹⁹ **RLA-046**, *Burlington Resources Inc. v. Republic of Ecuador* (Affaire CIRDI n° ARB/08/5) Decision on Liability, 14 décembre 2012, para. 260.

droits de LPRC dans le permis fluvial étant donné que les quatre permis terrestres ainsi que le permis fluvial étaient intrinsèquement liés.

299. Premièrement, concernant le fait que les permis terrestres et le permis fluvial doivent être considérés comme un tout, la déclaration de monsieur Axani au soutien du mémoire de la demanderesse conforte cette position. En effet, ce dernier réfère constamment dans sa première déclaration au Bloc Champlain/Bécancour comme étant les quatre permis terrestres *et* le permis fluvial⁴²⁰. Il ajoute que LPRC souhaitait exploiter les ressources sous le fleuve Saint-Laurent *et* sur les territoires des permis terrestres, notamment pour des raisons de rentabilité économique :

26. The Enterprise was very interested in the possibility of working underneath the St. Lawrence River as well on the contiguous land areas on its shores. It is a major benefit in shale gas plays to hold rights over continuous blocks of land, since doing so allows the developer to drill in multiple directions from a single surface pad [...] ⁴²¹.

300. Désormais, monsieur Axani change complètement sa version des faits, tel que démontré dans la section des faits qui s'attarde à cette notion nouvelle de « *sweet spot* »⁴²².

301. Ce changement est également observable à l'égard du mémoire en réplique de la demanderesse. En effet, dans son mémoire, la demanderesse réfère au Bloc Champlain/Bécancour – à 37 reprises – comme un tout indissociable qu'elle souhaitait exploiter ensemble et qui incluait le permis fluvial⁴²³. À titre d'exemple, quand la demanderesse mentionne les premiers contacts qu'elle a eus avec Junex, elle fait état de son intérêt pour le Bloc Champlain/Bécancour – et plus globalement pour le shale d'Utica – ainsi que pour ce qui se trouvait potentiellement sous le fleuve Saint-Laurent. Elle décrit le permis fluvial lorgné comme étant en plein cœur du Bloc Champlain/Bécancour : « [t]he River Permit is an area directly underneath the St. Lawrence River (the "River Permit Area") and is situated in the centre of the Bécancour/Champlain Block »⁴²⁴. Or, dans son mémoire en réplique, la référence au Bloc Champlain/Bécancour est pratiquement occultée et ne se retrouve qu'à cinq endroits dans le texte.

⁴²⁰ CWS-001-Witness Statement of Douglas W. Axani, para. 8 (c), 26-27 et 46.

⁴²¹ CWS-001-Witness Statement of Douglas W. Axani, para. 26.

⁴²² CWS-006-Witness Statement of Douglas W. Axani, para. 8.

⁴²³ Mémoire, para. 75, 76, 83, 84.

⁴²⁴ Mémoire, p. 51, note de bas de page 132.

302. Par ailleurs, il est impossible de passer sous silence que la définition que la demanderesse retient de son investissement est à géométrie variable : pour les fins juridictionnelles et celles du calcul des dommages, elle n'hésite pas à inclure les travaux effectués sur les permis terrestres alors que pour l'analyse de l'expropriation, elle prétend désormais – et pour les seules fins de restreindre au maximum la définition de son investissement – que seuls les droits de LPRC dans le permis fluvial sont pertinents.

303. Deuxièmement, et ce n'est d'ailleurs pas contesté par la demanderesse, le Contrat fluvial spécifie clairement que le territoire du permis fluvial sera assujéti aux mêmes termes que ceux du Contrat d'affermage du 5 juin 2006, à l'exception de l'obligation de réaliser des travaux⁴²⁵. Ainsi, tous les intérêts contractuels de LPRC, soit ceux découlant des permis terrestres et ceux découlant du permis fluvial, sont issus du même instrument juridique, démontrant une fois de plus que l'investissement allégué de la demanderesse est formé de ces cinq permis. Enfin, les rapports annuels des travaux d'exploration envoyés par Junex au ministère des Ressources naturelles, notamment ceux pour les années 2009 et 2010, font état des dépenses effectuées sur l'ensemble des cinq permis de recherche⁴²⁶, prouvant qu'ils formaient un tout.

304. À la lumière de ce qui précède, il y a lieu de conclure en l'espèce que l'investissement allégué de la demanderesse englobe les intérêts que LPRC détient dans les cinq permis du Bloc Champlain/Bécancour.

(b) La demanderesse n'a pas été privée substantiellement de l'usage ou du bénéfice des droits qu'elle prétend détenir dans les cinq permis de recherche du Bloc Champlain/Bécancour

305. Dans son mémoire en réplique, la demanderesse ne répond pas à l'argument du Canada voulant qu'elle n'ait pas été privée substantiellement de son investissement puisque LPRC continue de bénéficier des intérêts découlant des quatre permis de recherche terrestres. Bien que la demanderesse ne revienne pas dans son mémoire en réplique sur le degré de privation nécessaire, il y a lieu de réitérer que l'investisseur doit démontrer que ses droits ont été rendus si

⁴²⁵ C-022, The River Permit Agreement.

⁴²⁶ R-120, Junex Inc., Rapport de travaux statutaires 2010, p. 17; 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.

inutiles qu'ils doivent être perçus comme ayant été expropriés⁴²⁷ ou que sa capacité à générer des revenus est devenue pratiquement inexistante⁴²⁸.

306. En l'espèce, et tel que démontré dans le contre-mémoire du Canada, une telle démonstration est impossible puisque quatre des cinq permis affectés n'ont pas été révoqués et que rien n'empêche aujourd'hui la demanderesse de continuer ses activités d'exploration de gaz de schiste sur les permis terrestres.

307. Dans son mémoire en réplique, la demanderesse affirme désormais, en parlant de l'adoption de la *Loi*, que : « the impugned measure took, via revocation, the entire investment and did not merely affect a portion of its business, reducing its profitability. ⁴²⁹ ». Or, cette affirmation est en contradiction directe avec la déclaration précédente de monsieur Axani, lequel se contente d'indiquer que la révocation du permis fluvial allait rendre son projet économiquement moins rentable:

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. ⁴³⁰

308. Ainsi, si le Tribunal arrive à la conclusion que l'investissement de la demanderesse doit être défini comme étant ses intérêts sur l'ensemble du Bloc Champlain/Bécancour, il faut automatiquement conclure que la demanderesse n'a pas été privée substantiellement de son investissement et qu'il n'y a dès lors pas eu d'expropriation des intérêts de LPRC.

⁴²⁷ **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.

⁴²⁸ **RLA-046**, *Burlington Resources Inc. v. Republic of Ecuador* (Affaire CIRDI n° ARB/08/5), Decision on Liability, 14 décembre 2012, para. 399.

⁴²⁹ Mémoire en réplique, para. 371.

⁴³⁰ CWS-001-Witness Statement of Douglas W. Axani, para. 47.

C. La Loi constitue un exercice valide des pouvoirs de police de l'État

309. Bien que la demanderesse reconnaisse l'existence en droit international de la doctrine des pouvoirs de police de l'État⁴³¹, elle estime que la *Loi* ne constitue pas un exercice valide des pouvoirs de police par le Québec. Pour les motifs exposés ci-dessous, le Canada estime que la demanderesse a complètement occulté les notions fondamentales se rapportant à la théorie des pouvoirs de police et que par conséquent, elle arrive erronément à la conclusion que le Québec n'a pas agi conformément à ses pouvoirs de police. Cette conclusion fautive de la demanderesse est également le résultat de son analyse erronée des documents produits en preuve par le Canada. Par ailleurs, le Canada réitère que la *Loi* respecte les critères de validité des pouvoirs de police.

1. L'application de la doctrine des pouvoirs de police nécessite le respect de notions fondamentales, lesquelles sont occultées par la demanderesse

310. La validité de l'exercice des pouvoirs de police par un État doit être évaluée en fonction de critères fondamentaux, lesquels n'ont pas été respectés par la demanderesse. En effet, il faut d'abord rappeler qu'un tribunal se doit de faire preuve de déférence à l'égard de mesures adoptées par un État dans un but de protection légitime du public et qu'il revient à un investisseur de prouver qu'un État n'a pas agi de bonne foi. Ensuite, la théorie des pouvoirs de police ne nécessite pas que la mesure adoptée s'appuie sur des études scientifiques pour pouvoir être considérée comme légitime et prise dans l'intérêt public. En terminant, l'État n'est pas tenu de choisir la mesure la moins préjudiciable pour l'investisseur.

(a) Les tribunaux internationaux doivent faire preuve de déférence à l'égard des mesures mises de l'avant par les États afin de légiférer pour le bien-être public

311. L'ALÉNA ne contient pas, à proprement parler, une norme de contrôle déterminée (« *standard of review* ») que les tribunaux arbitraux sont tenus de respecter lors de l'évaluation de la légitimité des mesures adoptées par un État dans un but de protection du public. Cette norme de contrôle est également absente de la quasi-totalité des traités bilatéraux d'investissement. Par conséquent, afin de cerner la norme applicable aux mesures étatiques prises dans l'intérêt public, il convient de se tourner vers la jurisprudence arbitrale ainsi que la doctrine.

⁴³¹ Mémoire en réplique, para. 375.

312. Force est de constater, à la lecture de la jurisprudence, qu'il est désormais bien établi en droit international de l'investissement que le rôle des tribunaux arbitraux n'est pas de substituer leur opinion *ex post facto* à celle des décideurs nationaux, lesquels sont les mieux placés pour légiférer dans l'intérêt public. En effet, dans l'affaire *Glamis Gold*, lors de l'analyse du traitement juste et équitable, le tribunal arrive à cette conclusion :

[I]t is not the role of this Tribunal, or any international tribunal, to supplant its own judgment of underlying factual material and support for that of a qualified domestic agency. Indeed, our only task is to decide whether Claimant has adequately proven that the agency's review and conclusions exhibit 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 rise to the level of a breach of the customary international law standard embedded in Article 1105⁴³².

313. Les auteurs Thomas Waelde et Abba Kolo abondent dans le même sens en arguant qu'une déférence ou « marge d'appréciation » doit être accordée aux autorités nationales puisque ces dernières, dûment élues par la population, sont les mieux placées pour déterminer ce qui est dans l'intérêt public :

Generally speaking, national authorities have a margin of appreciation; they enjoy wide discretion in determining matters of legitimate national or public interest. This is premised on the assumption that, as elected representatives of the people, national authorities (legislators) are better placed than an international judge in determining what is in the public interest [...]⁴³³.

314. Contrairement à la prétention de la demanderesse, il ne s'agit pas ici de donner carte blanche à l'État⁴³⁴. Il est vrai que les actions des États peuvent être soumises à une certaine forme de contrôle par les tribunaux arbitraux. Toutefois, la demanderesse tente d'enfermer le contrôle des actions étatiques dans un carcan qui n'est tout simplement pas compatible avec les pouvoirs réglementaires dévolus aux États.

⁴³² **CLA-038**, *Glamis Gold, Ltd. v. United States of America*, Final Award (8 June 2009), para. 779; **CLA-058**, *S.D. Myers, Inc. v. Canada*, Partial Award (13 November 2000), para. 261.

⁴³³ **RLA-103**, Thomas Waelde et Abba Kolo, « Environmental Regulation, Investment Protection and "Regulatory Taking" in International Law » (2001) 50 I.C.L.Q 811, p. 828. Voir aussi **RLA-104**, Marcos A. Orellana, « Science, Risk and Uncertainty: Public Health Measures and Investment Disciplines », dans Philippe Kahn et Thomas W. Wälde, dir, *Les aspects nouveaux du droit des investissements internationaux*, Leiden, Martinus Nijhoff Publishers, 2007, p. 723.

⁴³⁴ Mémoire en réplique, para. 376.

315. Plus précisément, dans son mémoire en réplique, la demanderesse invite clairement le Tribunal à revoir en entier le processus ayant mené à l'adoption de la *Loi*⁴³⁵. Cette façon de décortiquer étape par étape le processus législatif afin de pointer du doigt les hypothétiques « erreurs » qui auraient pu être commises n'est clairement pas conforme à la déférence à laquelle doivent s'astreindre les tribunaux arbitraux. En l'espèce, la demanderesse invite le Tribunal à faire ce qui est dénoncé par la jurisprudence et la doctrine, soit de substituer son opinion à celle des décideurs nationaux *ex post facto*.

(b) Le fardeau de prouver que l'État n'a pas agi de bonne foi dans un but de protection légitime de l'environnement revient à la demanderesse et il s'agit d'un fardeau élevé

316. Dans la sentence arbitrale *Chemtura*, le tribunal rappelle que le fardeau de démontrer que l'État n'a pas agi de bonne foi revient à la partie qui allègue ce fait. Il s'agit d'un fardeau très élevé⁴³⁶ étant donné qu'il existe une présomption voulant que l'État agisse conformément à ses obligations. En effet, dans l'affaire *Methanex*, les arbitres ont rappelé le fardeau de la preuve qui incombait à la partie demanderesse ainsi que les raisons qui sous-tendent ce fardeau élevé:

[G]iven that the legal burden of proving its disputed factual allegations remains to be discharged by Methanex, together with the legal presumptions of innocence and the legal doctrine of omnia praesumuntur rite esse acta, nothing in our recital of factual materials below should be taken as casting the slightest shadow over the targets of Methanex's allegations [...]⁴³⁷.

317. Or, la demanderesse fait complètement fi dans son mémoire en réplique de cette présomption de bonne foi et cherche à démontrer, en l'absence de preuves concrètes, que le gouvernement du Québec aurait agi pour des motifs autres que la protection de l'environnement. Tous les éléments évoqués par la demanderesse ne sont que de l'ordre de soupçons infondés et d'allégations tendancieuses qui ne respectent d'aucune façon le fardeau élevé pour repousser la présomption de bonne foi dont bénéficie l'État.

⁴³⁵ Mémoire en réplique, para. 384 à 396.

⁴³⁶ **CLA-030**, *Chemtura Corporation (formerly Crompton Corporation) v. Canada*, Award (2 August 2010), para. 137.

⁴³⁷ **CLA-046**, *Methanex Corporation v. United States of America*, Partial Award (7 August 2002), para. 45.

318. En effet, dans son mémoire en réplique, la demanderesse se contente d'indiquer que l'adoption de la *Loi* reposait avant tout sur des raisons politiques plutôt que des considérations environnementales, sans toutefois définir ce qu'elle entend par « raisons politiques ». Ces affirmations, lesquelles ont été longuement réfutées précédemment⁴³⁸, sont tout à fait erronées et traduisent une méconnaissance de la demanderesse quant au fonctionnement de l'appareil gouvernemental.

319. Au surplus, la demanderesse tente d'établir que la ministre des Ressources naturelles aurait fait fi des recommandations internes de ses fonctionnaires lors de l'adoption de la *Loi*. Ce faisant, la demanderesse laisse entendre que la ministre Normandeau aurait agi seule, contre vents et marées, allant à l'encontre de l'avis de ses fonctionnaires, et ce, pour des raisons purement politiques, toujours sans définir ce qu'elle entend par cette expression.

320. Tout d'abord, il y a lieu de mentionner que les affirmations de la demanderesse, particulièrement aux paragraphes 392 et suivants, découlent d'une interprétation erronée des documents déposés en preuve⁴³⁹. Premièrement, la demanderesse affirme erronément que l'annonce du 9 novembre 2010 par la ministre Normandeau visait la mise en place d'un moratoire alors qu'il s'agissait d'une interdiction des activités d'exploration et d'exploitation pétrolières et gazières dans la partie fluviale du fleuve Saint-Laurent. Deuxièmement, la demanderesse cite à tort des documents rédigés par des fonctionnaires du ministère des Ressources naturelles pour démontrer que ce prétendu moratoire du 9 novembre devait avant tout permettre d'attendre les conclusions des études scientifiques en cours et le développement d'un cadre législatif et réglementaire sur les hydrocarbures. Or, le moratoire dont il est question dans les documents cités est celui en milieu marin, qui prévalait depuis 1998 et n'a pas de lien avec l'annonce du 9 novembre 2010⁴⁴⁰.

321. De plus, la méconnaissance du fonctionnement de l'appareil gouvernemental par la demanderesse se traduit par une autre allégation erronée, à savoir que la ministre Normandeau

⁴³⁸ Mémoire en duplique, para. 233-257.

⁴³⁹ Mémoire en réplique, para. 392 et 393.

⁴⁴⁰ Voir **C-144**, Programme d'évaluation environnementale stratégique – Rapport préliminaire de l'ÉES1 (Bassin de l'estuaire maritime et du nord-ouest du golfe du Saint-Laurent) (2011); **C-115**, État de situation (20101109-40) - Proposition de deux scénarios visant à interdire de façon permanente toutes activités d'exploration et d'exploitation pétrolière et gazière dans l'estuaire du Saint-Laurent (11 November 2010).

aurait pris seule la décision d'adopter la *Loi* et plus spécifiquement de retirer l'exception permettant le forage horizontal sous le fleuve Saint-Laurent. Premièrement, la *Loi* a été adoptée à l'unanimité par tous les députés de l'Assemblée nationale du Québec. Cette *Loi* est donc avant tout une loi de l'Assemblée nationale du Québec et non une décision ministérielle.

322. Deuxièmement, la ministre Normandeau, dans sa déclaration, mentionne précisément avoir consulté ses fonctionnaires, notamment monsieur Mario Gosselin, sous-ministre associé à l'énergie, monsieur Sauvé, sous-ministre au ministère des Ressources naturelles et Alain Lefebvre, directeur général de la direction des hydrocarbures, [REDACTED]. C'est seulement à la suite de ces consultations, qu'il a été décidé qu'il serait déraisonnable d'autoriser une telle activité puisqu'ils n'étaient pas en mesure d'exclure les risques qui y étaient associés⁴⁴¹. Par ailleurs, en s'attardant uniquement aux actions du ministère des Ressources naturelles, la demanderesse oublie que [REDACTED].

[REDACTED]⁴⁴².

323. Par conséquent, faire porter la décision de l'adoption de la *Loi* sur les seules épaules de la ministre Normandeau est totalement contraire à ce que démontre la preuve présentée en l'espèce ainsi qu'à la réalité du fonctionnement de l'appareil gouvernemental.

324. Les arguments mis de l'avant par la demanderesse pour démontrer que le Québec a agi de mauvaise foi relevant davantage de soupçons infondés, que de faits avérés, on ne peut que conclure que la demanderesse ne s'est pas libérée de son fardeau de la preuve et que ses arguments doivent être rejetés.

(c) La théorie des pouvoirs de police ne prévoit pas qu'une preuve scientifique est nécessaire lorsque l'État veut légiférer pour le bien-être public

325. La demanderesse semble fonder l'essentiel de son argumentaire sur le fait qu'aucune étude scientifique spécifique n'a été réalisée sur la portion du fleuve couverte par la *Loi* ou sur le forage horizontal et la fracturation hydraulique. En axant principalement son argumentaire sur

⁴⁴¹ RWS-004-Normandeau, para. 47 à 49.

⁴⁴² C-138, Note D'information Au Ministre - Objet: Projet de loi limitant les activités pétrolières et gazières et modifiant la Loi sur les mines (9 May 2011) (10657); RWS-002-Dupont, para. 68.

l'absence d'études scientifiques spécifiques à cette portion du fleuve ou au forage horizontal, la demanderesse démontre qu'elle n'a pas bien saisi la doctrine des pouvoirs de police.

326. Dans un premier temps, les pouvoirs de police ne requièrent pas d'un État qu'il ait en main des études scientifiques en appui à la mesure qu'il projette d'adopter dans l'intérêt public. Dans un second temps, l'objectif de la *Loi* est la protection de l'environnement et cet objectif possède un fondement rationnel raisonnable en la forme du rapport de l'ÉES1 et du Rapport 273 du BAPE.

327. En effet, la doctrine des pouvoirs de police ne prévoit en aucun cas que des études scientifiques doivent être à la base des mesures étatiques adoptées. Il y a lieu de faire un survol de la jurisprudence arbitrale ainsi que de la doctrine pour s'en convaincre.

328. Dans l'affaire *Chemtura*, où le tribunal devait déterminer si le fait pour l'Agence canadienne de réglementation antiparasitaire d'interdire l'usage d'un pesticide en sol canadien était contraire au traitement juste et équitable et à la protection contre l'expropriation, le tribunal a fait valoir que cette interdiction, laquelle s'appuyait notamment sur une prise de conscience nouvelle des dangers associés à ce pesticide, était un exercice valide des pouvoirs de police :

266. 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 expropriation⁴⁴³.

329. Cette prise de conscience avait également eu lieu à l'échelle internationale et le tribunal n'a pas manqué de souligner l'importance de cet élément dans la décision de l'Agence de réglementation d'interdire ce pesticide⁴⁴⁴. Ainsi, dans le cadre de son analyse de la théorie des pouvoirs de police, le tribunal n'a pas mentionné l'obligation des États de s'appuyer sur des études scientifiques.

⁴⁴³ **CLA-030**, *Chemtura Corporation (formerly Crompton Corporation) v. Canada*, Award (2 August 2010), para. 266.

⁴⁴⁴ **CLA-030**, *Chemtura Corporation (formerly Crompton Corporation) v. Canada*, Award (2 August 2010), para. 135, 136 et 184.

330. De même, dans l'affaire *Glamis Gold*, le tribunal est arrivé à la conclusion que le demandeur n'avait pas réussi à démontrer que le Conseil californien sur les mines et la géologie (« *State Mining and Geology Board* ») avait l'obligation d'appuyer ses conclusions sur des études scientifiques. Le tribunal s'est dit satisfait du travail effectué par le Conseil californien sur les mines et la géologie :

818. With respect to Claimant's second argument, the Tribunal holds that Claimant has also not met its burden to prove that there is a requirement that the SMGB engage in scientific study to support its conclusions. Dr. Parrish testified that the rulemaking record evinces testimony that sufficiently demonstrated that leaving large open pits and mounds of waste material was not consistent with SMARA and that no persuasive evidence was presented to the contrary. This testimony, according to Dr. Parrish, included that from experts, the mining industry and the Department of Conservation's Office of Mine Reclamation. The Tribunal determines that such an inquiry was sufficient to achieve the stated goal of the board: "to ensure that there would be no future mines that would be left in an unreclaimed condition."⁴⁴⁵

331. Enfin, dans l'affaire *Methanex*, où une preuve scientifique étoffée a été déposée au soutien de la mesure interdisant le MTBE, le tribunal n'est jamais allé jusqu'à mentionner que des études scientifiques étaient absolument nécessaires avant d'adopter une mesure législative. Le tribunal a plutôt fait valoir que la décision de légiférer pour interdire le MTBE par la Californie s'appuyait sur une croyance sincère, qui avait été établie de bonne foi et en vertu d'une base scientifique raisonnable, que cet additif contaminait les eaux souterraines et était difficile à éliminer du sol⁴⁴⁶.

332. Cette base scientifique raisonnable est également présente en l'espèce. En effet, il ne faut pas perdre de vue que l'objectif du Québec avec l'adoption de la *Loi* a toujours été la protection du fleuve Saint-Laurent. Cet objectif s'appuie sur le rapport de l'ÉES1 et le Rapport 273 du BAPE, lesquels ont respectivement conclu que le fleuve Saint-Laurent était peu propice à l'exploitation des hydrocarbures⁴⁴⁷ et que d'importantes incertitudes persistaient relativement aux risques liés à l'exploitation de gaz de schiste⁴⁴⁸. Ces deux rapports ont fourni des éléments de

⁴⁴⁵ **CLA-038**, *Glamis Gold, Ltd. v. United States of America*, Final Award (8 June 2009), para. 818 [Références omises].

⁴⁴⁶ **CLA-045**, *Methanex Corporation v. United States of America*, Final Award of the Tribunal on Jurisdiction and Merits (3 August 2005), p. 209.

⁴⁴⁷ **R-021**, AECOM Tecslut Inc., Rapport préliminaire en appui aux consultations, *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*, juillet 2010, pp. 22-23.

⁴⁴⁸ **R-024**, BAPE, Rapport 273, *Développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec*, Rapport

réponse fondamentaux qui ont été au cœur de la décision du gouvernement du Québec d'interdire les activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures dans le fleuve Saint-Laurent.

333. De surcroît, lorsqu'une mesure législative prend appui sur une base scientifique raisonnable comme en l'espèce, il n'est pas exclu que d'autres facteurs dits « méta-scientifiques » puissent être considérés par les autorités nationales dans leur prise de décision. Ces facteurs méta-scientifiques incluent, selon l'auteur Marcos A. Orellana, notamment les valeurs culturelles, la tolérance ou l'aversion au risque d'une société ainsi que les préférences des consommateurs :

Although the determination of science may be inconclusive, the level of protection adopted by a society is subject to meta-scientific considerations, including cultural values, risk tolerance or aversion, or consumer preferences. It does not appear that investment law, or arbitral tribunals applying it, have been established or designed to question these social values and preferences. In that sense, a measure of deference to factual conclusions drawn by local authorities, particularly with respect to risk and uncertainty, seems to be the only way to prevent investment tribunals from becoming science courts and from frustrating democratically adopted preferences of risk in matters of fundamental importance [...]⁴⁴⁹.

334. Parmi ces autres facteurs à considérer se trouvent sans aucun doute celui de l'acceptabilité sociale d'un projet. Cette acceptabilité sociale a d'ailleurs été longuement abordée par la ministre Normandeau dans sa déclaration :

Au surplus, en tant qu'élue, je me devais de prendre en considération le mur de contestation que soulevait à l'époque l'industrie du gaz de schiste résultant en une acceptabilité sociale pratiquement nulle. Cet élément est essentiel dans toute prise de décision de l'État, mais il l'est encore plus dans le contexte particulier de l'environnement où la *Loi sur le développement durable* nous oblige à le prendre en compte⁴⁵⁰.

335. L'industrie pétrolière et gazière est d'ailleurs consciente depuis de nombreuses années de l'importance de l'acceptabilité sociale de leurs projets. M^c Gagné, fort de sa longue expérience en droit minier québécois, mentionne cet aspect dans son rapport en indiquant que :

d'enquête et d'audience publique, février 2011, 336 p.

⁴⁴⁹ **RLA-104**, Marcos A. Orellana, « Science, Risk and Uncertainty: Public Health Measures and Investment Disciplines », dans Philippe Kahn et Thomas W. Wälde, dir, *Les aspects nouveaux du droit des investissements internationaux*, Leiden, Martinus Nijhoff Publishers, 2007, à la p. 725.

⁴⁵⁰ RWS-004-Normandeau, para. 54.

125. La méconnaissance des impacts des techniques d'exploration et d'exploitation des gaz de schiste sur le milieu physique et humain a donné lieu à la tenue de consultations publiques par l'Association pétrolière et gazière du Québec, d'évaluations environnementales stratégiques (« ÉES »), ainsi qu'une enquête et audience publique par le BAPE, ce qui indiquait d'ores et déjà une préoccupation certaine de l'industrie et du gouvernement du Québec de s'assurer que les activités soient faites dans le respect de l'environnement et du milieu d'accueil, de façon à assurer l'acceptabilité sociale des projets. Dans le secteur minier, l'aspect de l'acceptabilité sociale des projets était une préoccupation constante à l'époque, reconnue par toutes les parties prenantes⁴⁵¹.

336. Cette affirmation est conforme à un document déposé par l'APGQ dans le cadre de l'ÉES globale où cette dernière reconnaît que l'acceptabilité sociale fait partie des facteurs importants pour la réussite des projets liés à l'exploration ou l'exploitation des hydrocarbures⁴⁵².

337. Un autre facteur également pris en compte durant le processus décisionnel était l'absence de travaux sur le territoire des permis de recherche octroyés dans le fleuve Saint-Laurent, tel qu'expliqué par monsieur Gosselin⁴⁵³ et madame Normandeau⁴⁵⁴ dans leurs déclarations.

338. Étant donné les préoccupations suscitées chez la population québécoise ainsi que dans d'autres juridictions par l'exploitation du gaz de schiste, et l'absence de travaux sur les permis de recherche, le Québec pouvait prendre en compte ces facteurs dans le cadre de l'adoption de la *Loi*, ce qu'il a fait.

(d) En droit de l'investissement, l'exercice valide des pouvoirs de police n'est pas assujéti à une obligation pour l'État d'avoir recours à une méthode alternative moins préjudiciable pour l'investisseur (« *least trade restrictive approach* »)

339. À plusieurs endroits dans son mémoire en réplique, et plus particulièrement aux paragraphes 419, 420 et 425, la demanderesse argue que le Québec aurait pu prendre une série d'autres mesures pour répondre aux préoccupations associées à l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste, lesquelles auraient été moins préjudiciables pour les détenteurs de permis de

⁴⁵¹ RER-002-Gagné, para. 125 [Nos soulignements].

⁴⁵² **R-243**, Association pétrolière et gazière du Québec, Mémoire de l'Association pétrolière et Gazière du Québec, novembre 2015, p. 6, produit dans le cadre de : **R-200**, Gouvernement du Québec, Évaluation environnementale stratégique, « Rapport sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures », mai 2016.

⁴⁵³ RWS-003-Gosselin, para. 64.

⁴⁵⁴ RWS-004-Normandeau, para. 56.

recherche. Elle fait valoir notamment que, conformément aux recommandations du Rapport 273 du BAPE, le Québec aurait pu choisir d'imposer des zones tampon à proximité des rives du fleuve Saint-Laurent. Sans le mentionner directement, la demanderesse laisse entendre que le Québec aurait pu opter pour des solutions moins préjudiciables aux investisseurs et ainsi exercer valablement ses pouvoirs de police.

340. Or, en vertu de la doctrine des pouvoirs de police, un État n'est pas tenu d'adopter la mesure la moins préjudiciable à l'investisseur. En effet, il n'existe pas à proprement parler en droit de l'investissement d'obligation pour un État d'avoir recours à la mesure la moins préjudiciable pour l'investisseur. Ce concept émane plutôt du droit commercial. Comme l'expliquent certains auteurs de doctrine, il faut lutter contre la tentation d'importer des concepts directement tirés du droit commercial au régime du droit de l'investissement⁴⁵⁵. Une des mises en garde parfois formulées concerne justement la mesure la moins préjudiciable (« *least trade restrictive approach* »), laquelle est souvent appliquée dans le contexte de l'application de l'article XX du GATT⁴⁵⁶. Les exceptions énumérées à l'article XX ne se retrouvent pas dans la majorité des traités d'investissement ou à tout le moins, elles ne sont pas libellées de la même manière.

2. L'adoption et l'application de la Loi respectent les critères déterminant la validité des pouvoirs de police

341. Tel que mentionné précédemment, la théorie des pouvoirs de police nécessite l'adoption de bonne foi de mesures non discriminatoires conçues et appliquées dans un but de protection légitime du bien-être public. Ces critères ont notamment été repris dans les annexes de différents traités bilatéraux d'investissement conclus par le Canada, le Mexique et les États-Unis depuis

⁴⁵⁵ **RLA-105**, Rahim Moloo et Justin Jacinto, « Environmental and Health Regulation: Assessing Liability Under Investment Treaties », (2014) 29:1 Berkeley J. Int'l L 1, p. 7; **RLA-104**, Marcos A. Orellana, « Science, Risk and Uncertainty: Public Health Measures and Investment Disciplines », dans Philippe Kahn et Thomas W. Wälde, dir, *Les aspects nouveaux du droit des investissements internationaux*, Leiden, Martinus Nijhoff Publishers, 2007, 671, à la p. 694.

⁴⁵⁶ À titre d'exemple, les termes utilisés à l'article XX (b) renvoient à la possibilité pour un État membre de l'OMC d'adopter des mesures qui sont « nécessaires à la protection de la santé et de la vie des personnes et des animaux ou à la préservation des végétaux ». Ainsi, dans le cadre de la détermination de la *nécessité* de la mesure adoptée, la jurisprudence a déterminé qu'il faut considérer s'il existait des mesures alternatives moins préjudiciables qui auraient permis l'atteinte du même objectif.

l'entrée en vigueur de l'ALÉNA. En l'espèce, la *Loi* est une mesure non discriminatoire adoptée de bonne foi dans un but légitime de protection du bien-être public.

(a) La *Loi* n'est pas discriminatoire

342. La demanderesse n'allègue pas que la *Loi* est une mesure discriminatoire⁴⁵⁷. Rappelons par ailleurs que la *Loi* s'applique uniformément aux 29 permis de recherche situés en tout ou en partie dans la zone définie à son article 1 et qui étaient détenus par neuf entreprises pétrolières et gazières en majorité québécoises⁴⁵⁸. Par conséquent, il y a lieu de conclure que les parties s'entendent sur le fait que l'adoption de la *Loi* n'est pas une mesure discriminatoire. Cet accord des parties sera pertinent pour l'étude du second critère, soit la légitimité de l'objectif sous-tendant l'adoption de la *Loi*.

(b) La *Loi* a été conçue et appliquée dans un but de protection légitime du bien-être public

343. La légitimité d'une mesure s'évalue en fonction de la vision d'une société de ce qui constitue un comportement acceptable⁴⁵⁹ ou du consensus international qui s'est développé sur cette question⁴⁶⁰. Il va sans dire que la protection du fleuve Saint-Laurent, lequel alimente en eau potable une partie importante de la population québécoise et constitue un écosystème marin unique et fragile, est un objectif légitime.

344. Dans sa déclaration produite au soutien du contre-mémoire du Canada, monsieur Dupont, alors sous-ministre adjoint à l'eau, à l'expertise et aux évaluations environnementales décrit le statut particulier du fleuve Saint-Laurent⁴⁶¹.

345. La protection de l'environnement est *prima facie* un objectif légitime, comme l'ont mentionné plusieurs auteurs de doctrine⁴⁶², et il revient à la demanderesse de renverser cette présomption.

⁴⁵⁷ Mémoire en réplique, para. 377, *a contrario*.

⁴⁵⁸ RWS-003-Gosselin, para. 63.

⁴⁵⁹ **RLA-103**, Thomas Waelde et Abba Kolo, « Environmental Regulation, Investment Protection and "Regulatory Taking" in International Law » (2001) 50 I.C.L.Q 811, p. 827.

⁴⁶⁰ **RLA-106**, Allan S. Weiner, « Indirect Expropriations: The Need for a Taxonomy of "Legitimate" Regulatory Purposes », (2003) 5 Int'l L. F. 166, p. 173.

⁴⁶¹ RWS-002-Dupont, para. 38 à 57.

346. La légitimité d'une mesure doit s'évaluer en fonction de ses objectifs véritables, et non pas en fonction de son bien-fondé. En effet, la mesure n'a pas besoin d'être nécessaire, elle a simplement besoin de s'appuyer sur des objectifs légitimes. Ce critère de légitimité sert avant tout à distinguer entre une mesure illégitime, parce que discriminatoire ou adoptée dans un but de protectionnisme déguisé, et une mesure légitime. Comme le mentionnent les auteurs Rahim Moolo et Justin Jacinto :

While all the nuances cannot be captured in a concise summary, it is possible to identify one crucial distinction: legitimacy in the international investment law context largely concerns the objectives and procedural soundness of a measure, not its substantive merits (although substantive deficiencies may evidence a wrongful motive). A regulatory action may be illegitimate if, for example, discrimination or unjust enrichment motivated it, or if it seriously departed from established procedures. It would not be illegitimate just because, for example, the underlying scientific justification was flawed or later proved mistaken, or if the cost-benefit analysis greatly emphasized risk avoidance over investment protection or economic value⁴⁶³.

347. Le professeur Allan S. Weiner arrive à la même conclusion :

To the extent that tribunals expressly engage in such examinations, they have tended to limit their inquiry into an assessment of whether a regulation in fact serves a declared public welfare or police power purpose, as opposed to some other impermissible purpose such as protection of domestic industry⁴⁶⁴.

348. Tel que mentionné au point précédent, la demanderesse reconnaît que la *Loi* n'est pas discriminatoire. Par conséquent, il y a lieu de convenir que le critère de la légitimité de la mesure est rempli. Ainsi, la conclusion qui s'impose en l'espèce est que le Québec a agi dans le cadre de ses pouvoirs de police en adoptant de bonne foi une mesure non discriminatoire avec un objectif légitime de protection du public.

⁴⁶² **RLA-106**, Allan S. Weiner, « Indirect Expropriations: The Need for a Taxonomy of "Legitimate" Regulatory Purposes », (2003) 5 Int'l L. F. 166, p. 174; **RLA-103**, Thomas Wälde et Abba Kolo, « Environmental Regulation, Investment Protection and "Regulatory Taking" in International Law » (2001) 50 I.C.L.Q 811, p. 827-828.

⁴⁶³ **RLA-105**, Rahim Moolo et Justin Jacinto, « Environmental and Health Regulation: Assessing Liability Under Investment Treaties », (2014) 29:1 Berkeley J. Int'l L 1, p. 61.

⁴⁶⁴ **RLA-106**, Allan S. Weiner, « Indirect Expropriations: The Need for a Taxonomy of "Legitimate" Regulatory Purposes », (2003) 5 Int'l L. F. 166, p. 173.

VI. DOMMAGES

A. Sommaire de la position du Canada

349. Dans son mémoire en réplique, sur la base du rapport révisé de FTI, la demanderesse prétend que les intérêts de LPRC dans le permis fluvial valent 103,6 millions de dollars. Le Canada maintient que LPRC n'a droit à aucune compensation. Le permis fluvial a été octroyé en 2009 à Junex contre paiement par celle-ci d'une somme de 1 354,10 \$ représentant la rente pour la première année⁴⁶⁵. La demanderesse prétend que, deux ans plus tard, ce permis vaudrait plus de 100 millions de dollars, et ce, malgré le fait que l'existence de réserves sur le territoire du permis n'ait pas été établie.

350. Avant le début de cet arbitrage, la demanderesse et LPRC n'ont jamais attribué une telle valeur aux intérêts de cette dernière dans le permis fluvial. C'est seulement à la suite de la révocation de ce permis qu'elles ont cherché à établir que ces intérêts avaient une certaine valeur. Il découle de la preuve présentée par la demanderesse que LPRC espérait que les intérêts qu'elle avait acquis dans le shale d'Utica au Québec recélaient des ressources qui pourraient être commercialisées si les conditions le permettaient. Cependant, au moment de la révocation du permis fluvial, l'exploration dans le Bloc Champlain/Bécancour en était toujours aux étapes préliminaires et il était loin d'être établi que ce permis avait une valeur ou qu'il pourrait en avoir une.

351. Par ailleurs, la valeur exagérée des intérêts de LPRC dans le permis fluvial mise de l'avant par la demanderesse n'est pas appuyée par la preuve. Elle est fondée sur un scénario qui suppose l'absence de toute mesure du gouvernement du Québec limitant, ou pouvant compromettre ou retarder la décision de procéder au développement de la ressource. Il ne s'agit donc pas d'une mesure appropriée de la juste valeur marchande (« JVM ») du permis fluvial ou des dommages causés par la révocation du permis fluvial.

352. En l'absence de la *Loi*, LPRC n'aurait pas développé le permis fluvial, ou à tout le moins ne l'aurait pas fait avant plusieurs années, notamment à cause de l'ÉES-GS en cours, de l'incertitude liée au développement du cadre législatif et réglementaire applicable à la mise en

⁴⁶⁵ Au Québec, les permis de recherche étaient octroyés à ceux qui le demandaient moyennant le paiement d'une rente annuelle minimale ainsi que l'obligation de réaliser certains travaux.

valeur des ressources en hydrocarbures, du manque d'acceptabilité sociale et du changement au régime de redevances qui risquait, de l'avis même de LPRC, de rendre le développement du Bloc Champlain/Bécancour non viable commercialement. De plus, la chute du prix du gaz naturel qui s'est amorcée avant et s'est précipitée après la révocation du permis fluvial aurait de toute façon rendu le projet non rentable. Alors qu'aucune autre exploitation de gaz de schiste n'existe à l'heure actuelle au Québec, la demanderesse prétend que LPRC aurait triomphé de tous les obstacles réglementaires et techniques, des difficultés de financement et des questions d'acceptabilité sociale et qu'elle aurait mené à bien son projet, sans retard dans son échéancier. Cette thèse est non seulement optimiste, mais elle est irréaliste.

353. La demanderesse suggère que la JVM des intérêts de LPRC dans le permis fluvial doit être calculée sur la base de la valeur actualisée des flux de trésorerie (« DCF »), et ce, malgré le fait qu'elle n'avait aucun historique de profits et qu'aucune exploitation de gaz de schiste n'existe au Québec. Il serait inapproprié et hautement spéculatif d'octroyer une compensation à LPRC sur la base d'une telle méthode dans les circonstances. Si le Tribunal décidait néanmoins que cette méthode de calcul est appropriée, le montant réclamé par la demanderesse demeure grossièrement exagéré. Le Canada explique ci-dessous que l'approche de FTI est erronée et que le Tribunal ne peut s'y fier. Selon Deloitte, en faisant les ajustements pour tenir compte des risques reliés au permis fluvial, et en adoptant un taux d'actualisation (*discount rate*) plus approprié, la valeur des intérêts de LPRC dans le permis fluvial se situerait plutôt entre 1 700 000 \$ et 7 800 000 \$ avant les intérêts pré-sentence. Les transactions que Deloitte a considérées et qui ont eu lieu au Québec et en Ontario sur des terrains non développés de même nature suggèrent une valeur qui se situe au bas de la fourchette.

354. L'absence de transactions pour des ressources en hydrocarbures non conventionnelles dans le shale d'Utica après le début de l'ÉES-GS suggère même que le permis fluvial n'avait pas de valeur en date de la révocation.

355. Finalement, aucun coût n'a été encouru spécifiquement sur ou pour le permis fluvial. Même si le Tribunal concluait qu'une portion des frais encourus sur le Bloc Champlain/Bécancour est liée au développement du permis fluvial, en tenant compte seulement

des coûts encourus après la délivrance du permis fluvial, ces coûts n'excéderaient pas [REDACTED].

356. Vu l'ensemble des circonstances et l'objectif légitime poursuivi par la *Loi*, il serait d'autant plus inapproprié de conclure qu'une entreprise n'ayant fait aucun investissement sur le permis en question et n'étant pas en mesure d'établir avec une certitude suffisante sa juste valeur marchande ait droit à une compensation.

B. Les parties s'entendent sur une compensation représentant la JVM des intérêts de LPRC dans le permis fluvial à la date immédiatement avant l'adoption de la *Loi*, mais pas sur la méthode pour évaluer la JVM

357. Dans la mesure où le Tribunal en vient à la conclusion qu'il y a eu une violation qui donne lieu à compensation et décide que la demanderesse est en droit de réclamer des dommages pour la révocation du permis fluvial, les parties s'entendent sur le fait que le Tribunal doit considérer la JVM des intérêts de LPRC dans le permis fluvial en date du 12 juin 2011, soit le jour avant l'adoption de la *Loi*.⁴⁶⁶

358. Dans son mémoire en réplique, la demanderesse invoque le concept de réparation intégrale afin de bonifier sa réclamation⁴⁶⁷ (ce qui est par ailleurs sans fondement), mais elle ne réclame aucune somme autre que celle représentant supposément la JVM des intérêts de LPRC en date du 12 juin 2011.

359. Tel que discuté ci-après, bien que les parties s'entendent sur une compensation basée sur la JVM, elles ne s'entendent pas sur la méthode à utiliser pour l'évaluer.

360. Le Canada maintient que la valeur actualisée des flux de trésorerie est une méthode inappropriée pour calculer une compensation dans des circonstances comme celles en l'espèce où il n'y avait ni réserve établie, ni historique de profits. Par ailleurs, il n'existe pas ou très peu de transactions similaires pendant la période pertinente et celles qui ont eu lieu corroborent que

⁴⁶⁶ CER-005-FTI Reply Report, para. 2.1; RER-003B-Deloitte-Dommages, para. 38. Deloitte fournit cependant une liste d'éléments à propos desquels FTI semble déroger à la définition de JVM. Voir RER-003B-Deloitte-Dommages, para. 46-48.

⁴⁶⁷ Mémoire en réplique, para. 633(a) : « The Claimant argued in its Memorial that the principle of full reparation applies and the standard of compensation is, at a minimum, the full market value of the Claimant's investment » [Nos soulignements].

les intérêts de LPRC n'avaient pas ou peu de valeur marchande. Le Canada ne suggère pas qu'une compensation des coûts encourus représente la JVM des intérêts de LPRC dans le permis fluvial. Toutefois, si le Tribunal envisageait une compensation sur la base des coûts irrécupérables, le Canada rappelle que LPRC n'a pas engagé de tels coûts, ni prouvé que les coûts qu'elle allègue visaient le permis fluvial et donc qu'ils n'auraient pas été encourus en l'absence de ce permis. Quelle que soit la méthode adoptée par le Tribunal, il n'y a donc pas lieu de compenser la demanderesse.

C. L'évaluation présentée par la demanderesse ne mesure pas la JVM en l'absence de la révocation du permis fluvial puisqu'elle exclut aussi l'effet d'autres mesures

361. Depuis le début de cet arbitrage, la demanderesse identifie clairement dans ses plaidoiries la *Loi* comme étant la seule mesure contestée⁴⁶⁸. Plus spécifiquement, la demanderesse prétend que la révocation du permis fluvial est en violation des obligations du Canada en vertu des articles 1105 et 1110 de l'ALÉNA. Or, dans la section de son mémoire en réplique portant sur les dommages, la demanderesse suggère que les délais dans l'adoption du cadre législatif et réglementaire et l'incertitude reliée à l'exploitation du gaz de schiste ne doivent pas être pris en compte puisqu'ils découlent des mêmes événements que la *Loi*⁴⁶⁹. Il est difficile de réconcilier cette affirmation de la demanderesse avec le fait que seule la *Loi* est contestée.

362. Dans son contre-mémoire, le Canada expliquait que les annonces et les actions du gouvernement du Québec reliées au développement du cadre législatif et réglementaire ainsi que les incertitudes qui existaient par rapport au projet de développement du permis fluvial même en l'absence de la *Loi* doivent être prises en compte dans le calcul de la JVM⁴⁷⁰.

363. Les experts de la demanderesse n'ont pas corrigé le tir dans leur deuxième rapport et ils persistent à mettre de l'avant un scénario alternatif qui n'est pas limité à l'absence de révocation du permis fluvial :

⁴⁶⁸Par exemple, voir para. 7, 273, 278 et 335 du mémoire de la demanderesse ainsi que les para. 248, 284-285 et 445 de son mémoire en réplique. De même, FTI définit les violations alléguées comme étant « the passing of Bill 18 by the Government of Québec on June 13 2011 which revoked all Petroleum and Natural Gas Exploratory Permits previously granted beneath the St. Lawrence River without compensation », CER-002-FTI Report, p. 4.

⁴⁶⁹ Mémoire en réplique, para. 642(e).

⁴⁷⁰ Contre-mémoire, para. 556.

In the counterfactual case under which our analysis of damages was prepared, the Claimant is assumed to have the legal right to exploit the gas resources contained in the River Permit Area (absent the Respondent's alleged breaches), and thus the "noise" in the marketplace relating to the announcements made by the Government of Quebec and environmental opposition would not impact the damages analysis as it is assumed to be resolved by the time River Permit reached production. Furthermore, we understand that prior to the Valuation Date, Lone Pine felt "comfortable and confident" that they would receive all necessary permits based on their historical experience in working well with the government agencies in Quebec and having always been granted the ability to carry out their plans⁴⁷¹.

364. Ainsi, loin de présenter la JVM des intérêts de LPRC dans le permis fluvial au jour avant la révocation, FTI fonde ses calculs de la valeur des intérêts de LPRC sur un scénario où cette dernière serait en position de procéder à l'exploitation du permis fluvial. L'évaluation des experts de la demanderesse présuppose l'absence de toute mesure du gouvernement du Québec qui pourrait nuire au projet, c'est-à-dire un scénario idéal où il n'y aurait pas d'ÉES-GS, aucun retard dans le développement du cadre législatif et réglementaire sur l'exploitation du gaz de schiste, aucun resserrement de la réglementation environnementale et aucune incertitude quant au changement au régime de redevances. FTI présume non seulement que LPRC aurait toujours ses intérêts dans le permis fluvial, mais également que toute incertitude réglementaire liée à l'exploitation du gaz de schiste au Québec aurait été réglée de façon à permettre l'exploitation du permis fluvial selon un plan de développement et un échéancier optimal. À cet égard, il est faux de prétendre que le Canada n'a pas contesté la causalité dans la mesure où il s'est objecté au fait que FTI ne limite pas la mesure de la compensation aux seuls dommages causés par la révocation du permis fluvial⁴⁷². La mesure de la compensation proposée par la demanderesse et ses experts en raison de la révocation du permis fluvial est inappropriée et elle doit être rejetée pour les raisons que le Canada rappelle ci-dessous.

365. Premièrement, l'annonce d'une interdiction des activités d'exploration et d'exploitation d'hydrocarbures dans l'estuaire et le nord-ouest du golfe du Saint-Laurent en septembre 2010, la publication du Rapport 273 du BAPE et l'annonce de l'ÉES-GS en mars 2011 sont des mesures distinctes de la *Loi* que la demanderesse ne conteste pas⁴⁷³. D'ailleurs, dans son mémoire en

⁴⁷¹ CER-005-FTI-Reply Report, para. 10.32 [Nos soulignements].

⁴⁷² Mémoire en réplique, para. 602.

⁴⁷³ Bien que LPRI n'a jamais remis en cause la prudence dont a fait preuve le gouvernement du Québec à cet égard (sauf la *Loi* elle-même), le paragraphe 642(e) du mémoire en réplique suggère que l'incertitude émane des mêmes

réplique, la demanderesse fait amplement état de ce processus de développement du cadre législatif et réglementaire. Elle reconnaît le bien-fondé du processus d'acquisition de connaissances et de consultations nécessaire à son développement⁴⁷⁴. Ce processus, auquel a participé LPRC, a débuté bien avant le 12 juin 2011 et est toujours en cours⁴⁷⁵.

366. Par ailleurs, bien avant l'adoption de la *Loi* et la révocation des permis dans le fleuve Saint-Laurent, l'industrie (incluant LPRC⁴⁷⁶) était préoccupée par l'opposition de la population quant à l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste, par la direction que prendrait le gouvernement du Québec quant au développement de l'industrie et par le type de réglementation (notamment le régime de redevances) qui pourrait être mis en place. Aucune transaction sur des actifs de cette nature n'a été identifiée au Québec après le début de l'ÉES-GS, ce qui suggère que l'industrie préférerait attendre que la réglementation propre au développement des ressources en hydrocarbures soit en place avant de procéder à tout développement ou investissement additionnel⁴⁷⁷. Dans sa déclaration, monsieur Dorrins fait état de l'incertitude présente à l'époque et qui s'est poursuivie par la suite. Il fait notamment référence à l'ÉES-GS (qui était en cours dès mars 2011) et à l'absence de cadre réglementaire comme causes de cette incertitude. Selon lui, personne ne voulait être un « cobaye » dans ce climat d'incertitude et les compagnies ont réalloué les fonds vers d'autres projets⁴⁷⁸.

367. D'ailleurs, plusieurs entreprises qui s'étaient intéressées au shale d'Utica au Québec ont décidé en 2010-2011 de réallouer leurs fonds vers des projets plus prometteurs à court terme et de mettre en veilleuse le développement de leurs intérêts au Québec. Par exemple, Questerre, une entreprise qui a commencé à forer des puits en même temps que Forest Oil dans la région, a suspendu son projet pilote de puits horizontal à l'automne 2010 (avant la révocation). Le dernier rapport financier de l'entreprise note ce qui suit : « [a]long with social acceptability, hydrocarbon

événements ayant mené à la violation de l'ALENA et ne doivent donc pas être pris en compte. Ce paragraphe qui reflète l'approche de FTI est contredit par le reste du mémoire en réplique.

⁴⁷⁴ Voir notamment mémoire en réplique, para. 427-433.

⁴⁷⁵ Voir mémoire en duplique, para. 45-46.

⁴⁷⁶ Déjà en janvier 2011, des communications internes de la compagnie faisait état des incertitudes créées par le moratoire : **R-193**, Courriels entre Mel Stahl et Robert Welch, « Subject: RE », 10 janvier 2011.

⁴⁷⁷ Les experts des parties n'ont pas été en mesure d'identifier des transactions dans le shale d'Utica après septembre 2010 sur la base d'information disponible publiquement.

⁴⁷⁸ CWS-008-Reply Witness Statement of Peter Dorrins, para. 16 et 19.

and environmental regulations are prerequisites to the resumption of field activities to assess the Company's Utica shale discovery in the province. »⁴⁷⁹

368. Il est donc injustifié de faire abstraction de ces facteurs puisqu'ils ne découlent pas de la *Loi*, que les risques étaient connus en date de l'évaluation de la JVM et qu'un acheteur potentiel en aurait nécessairement tenu compte.

369. Deuxièmement, FTI tient pour acquis que LPRC aurait obtenu tous les permis et autorisations nécessaires pour l'exploitation du gaz de schiste et que l'entreprise aurait pu procéder à la production dès 2013. Cette prémisse ignore tous les risques liés à l'obtention des autorisations nécessaires et qui auraient existé indépendamment de la *Loi*⁴⁸⁰. Aux fins du calcul de la JVM, les risques qui auraient pu empêcher, limiter ou retarder le développement du permis fluvial (par exemple, l'impossibilité de forer des puits chevauchant le territoire de plusieurs permis, les restrictions liées à la présence de la centrale nucléaire de Gentilly, la mise en place de la réglementation environnementale, l'acceptabilité sociale nécessaire à l'obtention des autorisations, etc.) et qu'un acheteur potentiel aurait considérés à la date de l'évaluation doivent être inclus.

370. FTI n'explique pas sur quoi elle s'appuie pour justifier cette prémisse. Il appert clairement de la preuve que ni LPRC ni l'industrie ne croyaient à l'époque que le cadre législatif et réglementaire nécessaire à l'exploitation du gaz de schiste serait en place rapidement et qu'il y avait des doutes quant à la possibilité d'obtenir dans l'intervalle les permis et autorisations nécessaires pour forer des puits additionnels et mettre en place des projets pilotes⁴⁸¹. De même, la question de l'acceptabilité sociale demeure toujours un défi.

⁴⁷⁹ **R-278**, Questerre Energy Corporation, *Quarterly Report No.1 of 2017*, 8 février 2017, p. 10 : l'entreprise note qu'elle n'envisage pas la possibilité de produire du gaz avant 2019 au plus tôt.

⁴⁸⁰ FTI fonde cette prémisse sur les déclarations de monsieur Axani et le fait que la compagnie était confiante qu'elle obtiendrait les permis puisqu'elle n'avait jamais eu de problèmes dans d'autres juridictions. La demanderesse n'a pas établi que c'est une prémisse raisonnable. La preuve démontre que la compagnie elle-même avait des doutes à cet égard.

⁴⁸¹ **CER-002A**, Lone Pine, "Lone Pine Resources Inc. Supplemented Prep Prospectus", May 25, 2011, p. 127. Dans ce document, Lone Pine fait référence au rapport du BAPE et à l'ÉES-GS lancée en mars 2011. Elle indique qu'elle ne pourra procéder à la fracturation hydraulique que pour les fins de collecte d'information scientifique pendant les 18 à 30 mois prévus pour l'ÉES-GS qui mènerait éventuellement à des recommandations de changements au cadre législatif et réglementaire pour l'exploration et l'exploitation gazière et pétrolière au Québec. **R-267**, « Lone Pine –

371. C'est seulement en acceptant ces prémisses erronées que FTI peut choisir d'inclure uniquement un facteur de risque de nature technique dans ses calculs de la valeur actualisée des flux de trésorerie. Cela explique aussi le choix de FTI de transactions hors-Québec (Horn River) afin d'attribuer une valeur plus élevée au permis fluvial. Mais comme il est discuté plus loin, ces comparaisons sont inappropriées.

372. En mettant de côté toute incertitude réglementaire, et en présupposant que LPRC aurait obtenu tous les permis et autorisations nécessaires, et qu'elle aurait procédé à l'exploitation des ressources se trouvant sur le territoire du permis fluvial en 2013, la demanderesse ne propose pas une mesure de la JVM des intérêts de LPRC en l'absence de la révocation du permis fluvial, ni des dommages causés par la mesure contestée.

D. La demanderesse n'a toujours pas démontré qu'elle a droit à une compensation pour la révocation du permis fluvial

1. Contrairement à ce qu'elle prétend, il faut que la demanderesse établisse, avec une certitude raisonnable, à la fois l'existence d'un dommage en raison de la révocation du permis fluvial et le quantum des dommages

373. Dans son mémoire en réplique, la demanderesse suggère qu'il est suffisant d'établir selon le critère de la prépondérance des probabilités qu'elle a subi un dommage du fait de la révocation du permis fluvial et qu'un fardeau de la preuve moindre s'applique pour ce qui est du *quantum* des dommages. Si un tel fardeau de la preuve n'est jamais justifié, il l'est d'autant moins dans ce cas-ci.

374. D'abord, la demanderesse a tort de prétendre que la preuve de la violation de l'ALÉNA suffit à justifier une compensation. La révocation du permis fluvial ne signifie pas nécessairement que LPRC ait subi un dommage dans la mesure où le permis n'avait pas de valeur. Monsieur Dorrins explique dans sa déclaration qu'il est courant pour des entreprises de ne pas renouveler ou de rendre au gouvernement certains permis d'exploration⁴⁸².

Potential investor questions May 6, 2011 » : L'entreprise indique que pendant cette période il n'est pas clair ce qui serait permis mais qu'elle n'envisageait pas de forage au Québec à tout le moins pour la prochaine année.

⁴⁸² CWS-008-Reply Witness Statement of Peter Dorrins, para. 17. Monsieur Dorrins fait référence au fait que Junex a elle-même renoncé à certains permis dans des cas où elle ne croyait plus qu'ils avaient de la valeur. Par ailleurs, il y a un coût minime pour les compagnies de garder ces permis même s'ils n'ont aucune valeur apparente. Par

375. Deuxièmement, il est généralement accepté que la demanderesse doit démontrer avec un degré de certitude raisonnable les dommages qu'elle réclame⁴⁸³. Au moment de la révocation du permis fluvial, LPRC ne savait pas si ses intérêts dans ce permis avaient une quelconque valeur, et cette valeur, s'il y en a une, n'a toujours pas été établie par LPRC avec un degré de certitude suffisant⁴⁸⁴. Pour les raisons discutées dans le contre-mémoire du Canada et reprises ci-dessous, aucune méthode de calcul de la JVM ne permet d'établir que le permis fluvial avait une valeur positive.

376. Finalement, la demanderesse reconnaît que le Tribunal ne peut octroyer une compensation pour des dommages spéculatifs ou simplement possibles⁴⁸⁵. Pourtant, le montant de la compensation qu'elle réclame se fonde sur de nombreux éléments de nature spéculative dont la possibilité de découverte de la ressource et d'exploitation commerciale rentable. [REDACTED]

377. La demanderesse ne s'est donc toujours pas déchargée de son fardeau de la preuve d'établir le montant de la compensation réclamée et sa réclamation doit par conséquent être rejetée.

exemple, la compagnie peut espérer que des travaux soient faits par d'autres et résulter en une valeur potentielle pour leur permis.

⁴⁸³ **CLA-013**, Mark Kantor, "Chapter 2: Basic Valuation Approaches", *Valuation for Arbitration* (Kluwer Law International, 2008), p. 110 : « Ordinarily in legal systems, the burden of proof lies with the moving party. In some circumstances, however, equitable consideration triggers a shift in the burden. In the area of damages, equitable considerations may cut both ways. »; **RLA-107**, Hugo Perezcano Diaz, « Chapter 6: Damages in Investor-State Arbitration: Applicable Law and Burden of Proof », dans Yves Derains and Richard H. Kreindler (eds), *Evaluation of Damages in International Arbitration*, Dossiers of the ICC Institute of World Business Law, Volume 4, Kluwer Law International, International Chamber of Commerce (ICC), 2006, p. 120.

⁴⁸⁴ D'ailleurs, LPRC admet qu'elle est seulement en mesure de fournir une évaluation de la valeur de ses intérêts dans le permis fluvial et elle demande au Tribunal « an award of compensatory damages in an amount to be proven at the hearing but which the Claimant currently estimates to be [REDACTED] inclusive of pre-award interest. », mémoire en réplique, para. 715 [Nos soulignements].

⁴⁸⁵ Mémoire en réplique, para. 603.

⁴⁸⁶ [REDACTED]

2. La demanderesse n'a toujours pas établi que ses intérêts dans le permis fluvial avaient une valeur marchande au moment de la révocation

378. De nombreux éléments de preuve contemporains à la révocation appuient la décision prise par le gouvernement du Québec de ne pas offrir de compensation monétaire aux entreprises dont les permis de recherche ont été révoqués et contredisent l'évaluation proposée par la demanderesse de la valeur de ses intérêts dans le permis fluvial. Dans son mémoire en réplique, la demanderesse ignore notamment que :

- Aucune découverte de gisement de gaz naturel sur le permis fluvial ou sur les permis du Bloc Champlain/Bécancour n'a été déclarée au gouvernement du Québec. La ressource était classifiée comme « non découverte ».
- Le prospectus de LPRC de mai 2011 ne fait référence à aucune réserve gazière (prouvée, probable ou possible) pour les propriétés dans le shale d'Utica au Québec. Aucune valeur potentielle n'est attribuée à ces propriétés en contraste avec certaines propriétés situées en Alberta où des réserves ont été établies.
- Les relevés de données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz de LPRC ne font état d'aucune réserve de gaz naturel pour les propriétés dans le shale d'Utica au Québec.
- LPRC n'a attribué aucune valeur à ses intérêts dans le shale d'Utica pour les fins de ses documents comptables et déclarations d'impôts.
- Dans son évaluation du plan d'arrangement avec les créanciers proposé par la demanderesse en 2013, le contrôleur PricewaterhouseCoopers a estimé que les actifs de la demanderesse au Québec dans leur ensemble, dont celles du Bloc Champlain/Bécancour, n'avaient pas ou peu de valeur.
- La révocation potentielle du permis fluvial n'a pas été considérée comme étant un élément significatif méritant d'être rapporté au prospectus et aucune divulgation n'a été faite aux investisseurs dans les mois suivant la révocation.
- L'industrie elle-même n'attribuait pas (ou peu) de valeur à de tels permis : suivant le début de l'ÉES-GS, il n'y a pas eu de transactions reliées à un permis d'exploration pour des ressources non conventionnelles au Québec.

(a) L'existence de ressources gazières exploitables sur le territoire du permis fluvial n'avait pas été établie au moment de la révocation et il n'y avait aucune certitude quant au développement du projet

379. Dans son mémoire en réplique, la demanderesse prétend que son projet était un projet économiquement viable et que la ressource aurait été exploitée avec succès s'il n'y avait pas eu

révocation du permis fluvial. Dans sa deuxième déclaration, monsieur Axani décrit certaines données techniques que LPRC avait acquises avant la révocation du permis et qui, selon lui, démontraient qu'il existait une ressource qui permettrait un développement commercial⁴⁸⁷. Or, malgré les déclarations de monsieur Axani et les nombreuses pages consacrées par la demanderesse à convaincre le Tribunal que le développement du projet était inévitable, la réalité est que le projet en était aux étapes préliminaires, qu'aucune ressource n'avait été découverte, qu'aucune réserve n'était établie et qu'aucune valeur autre que purement spéculative ne pouvait être attribuée au permis fluvial.

(i) La ressource sur le territoire du permis fluvial était classifiée comme « non découverte »

380. Dans son mémoire en réplique, la demanderesse prétend que le Canada a tort d'affirmer que la présence de gaz naturel exploitable n'était pas établie⁴⁸⁸. Elle suggère que des résultats positifs de tests dans les puits du Bloc Champlain/Bécancour et dans ceux d'autres entreprises dans le shale d'Utica au Québec justifiaient sa conclusion qu'il existait une ressource dans le territoire du permis fluvial dont l'exploitation pourrait être rentable. Ces affirmations sont directement contredites par les faits : la ressource dans le shale d'Utica demeurait prospective et la ressource dans le territoire du permis fluvial était classée comme « non découverte ».

381. Aucun puits n'avait été foré sur le territoire du permis fluvial et aucune découverte de gaz de schiste n'avait été déclarée sur ce permis ou sur le territoire du Bloc Champlain/Bécancour. Si une découverte avait été faite, elle aurait dû être rapportée au ministre des Ressources naturelles, ce qui n'a pas été fait⁴⁸⁹. Les experts des parties s'entendent par ailleurs sur cette catégorisation de la ressource comme étant non découverte⁴⁹⁰.

⁴⁸⁷ CWS-006-Reply Witness Statement of Doug Axani, para. 29 et suivants.

⁴⁸⁸ Mémoire en réplique, para. 609.

⁴⁸⁹ **R-002**, *Loi sur les mines*, RLRQ, chapitre M-13.1 (version en vigueur le 12 juin 2011), article 176; RER-004-Gagné, para. 103-104. La transmission d'un avis de découverte d'un gisement de pétrole ou de gaz naturel au ministre des Ressources naturelles est requise dès qu'un titulaire de permis de recherche fait la découverte d'un gisement de pétrole ou de gaz naturel. Junex n'a pas fourni de tel avis sur aucun des permis du Bloc Champlain/Bécancour.

⁴⁹⁰ CER-001-GLJ Report, pages 4-5; RER-003A-Deloitte-Ressources, para. 8.

382. Tous les documents de l'entreprise, tant internes que publics, font état des intérêts de LPRC au Québec, incluant les permis du Bloc Champlain/Bécancour dont le permis fluvial, comme étant des territoires non développés et des ressources non découvertes.

383. Selon le tableau de classification des réserves et ressources en hydrocarbures utilisé par les ingénieurs et évaluateurs en réserves, le permis fluvial se trouvait tout en bas de l'échelle de maturité d'un projet :

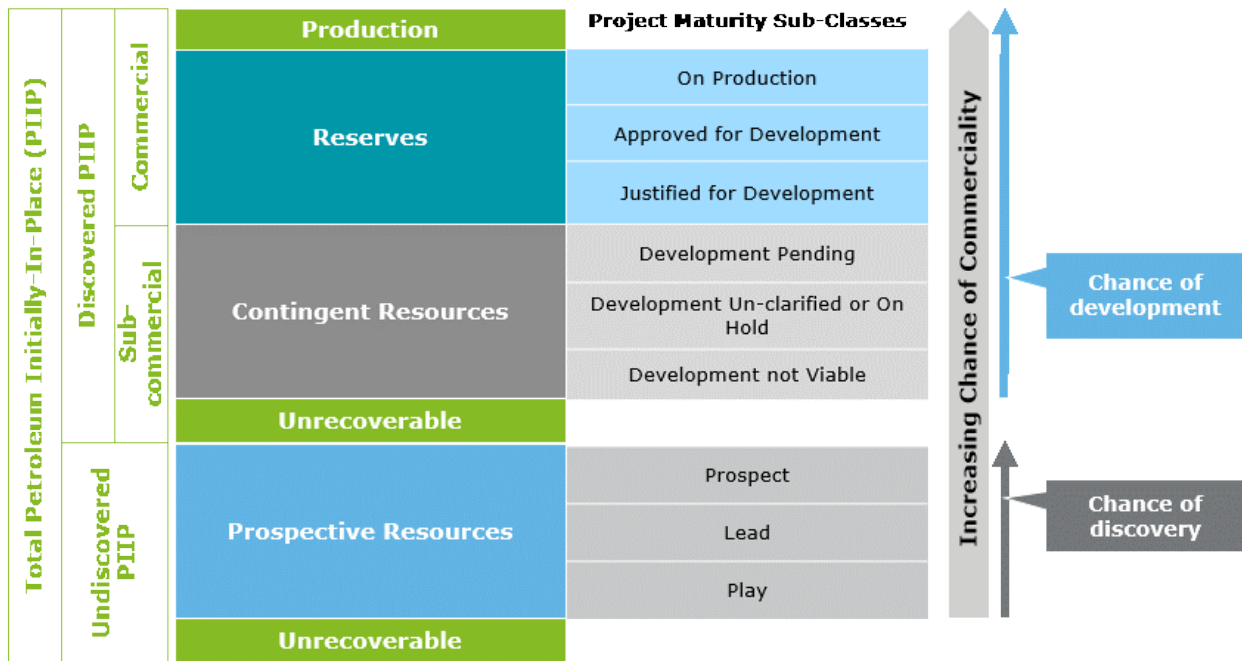


Image adapted from: SPE-PRMS, 2007

Figure 2 Diagramme de classification des réserves/ressources en hydrocarbures⁴⁹¹

384. La catégorie des ressources prospectives est celle qui présente le plus haut niveau de risque puisqu'elle est sujette à la fois à une possibilité de découverte (« *chance of discovery* ») et à une possibilité de mise en valeur (« *chance of development* »)⁴⁹².

⁴⁹¹ RER-003B-Deloitte-Dommages, Appendice D.

⁴⁹² RER-001A-Deloitte Ressources, p. 65.

385. Toute mesure de dommages fondée sur la valeur de ressources pouvant uniquement être théoriquement découvertes et développées est donc hautement spéculative⁴⁹³.

386. C'est pour cette raison que les autorités des valeurs mobilières au Canada réglementent de façon stricte la façon dont l'information relative aux ressources prospectives est présentée. La divulgation d'information concernant des ressources prospectives est permise, mais seulement requise si cette information est significative vis-à-vis de l'émetteur assujetti. L'émetteur assujetti doit être prudent et ne pas divulguer l'information sur de telles ressources d'une façon qui pourrait être trompeuse en raison du degré d'incertitude et de risque qui est rattachée.

387. Lorsqu'une entreprise divulgue des données quant à la valeur de la ressource prospective, la présentation de l'information doit se conformer à plusieurs critères. Notamment, les données sur les ressources prospectives ne peuvent être regroupées avec celles sur les réserves⁴⁹⁴ puisque les quantités d'hydrocarbures évaluées et les valeurs qui y sont associées dans chaque cas, même après ajustements et taux d'actualisation, ne sont pas considérées équivalentes⁴⁹⁵.

388. Dans ses *Relevés de données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz* LPRC n'a pas fourni d'évaluation quant à la quantité ou à la valeur des ressources prospectives pour ses permis au Québec⁴⁹⁶. De plus, dans le prospectus de LPRC, aucune estimation de la valeur de la ressource n'est incluse. Les intérêts dans le shale d'Utica sont simplement décrits comme « significant undeveloped shale acreage positions in the Utica

⁴⁹³ Des puits subséquents auraient pu révéler qu'il n'y avait pas de ressource ou de ressource suffisante dans le permis fluvial ou que la ressource n'était pas exploitable pour des raisons techniques ou que les coûts pour le faire étaient trop élevés.

⁴⁹⁴ Ni la quantité attribuée aux diverses catégories ou la valeur de ces quantités peuvent être regroupées puisqu'il ne s'agit pas de montants ou valeurs équivalentes. Un dollar pouvant être attribué à une réserve n'est pas équivalent à un dollar pouvant être attribué à une ressource. **R-173**, National Instrument 51-101 Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities (NI 51-101), art. 5.16.

⁴⁹⁵ Comme l'explique Deloitte, la valeur nette actualisée (*net present value*) ne représente pas la JVM. RER-003A-Deloitte-Ressources, para. 63 et note de bas de page 26 laquelle réfère à l'item 5.6 de la pièce **R-173**, National Instrument 51-101 Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities (NI 51-101), art. 5.16.

⁴⁹⁶ Dans les rapports **R-279**, Lone Pine Resources Inc, *Statement of Reserves Data and Other Oil and Gas Information (Form NI 51-101)*, 22 mars 2012 : les terrains au Québec sont tous identifiés sous l'item 6.2 (terrains sans réserves attribuées). LPRC ne rapporte que la superficie en acres des terrains au Québec et ils sont tous identifiés comme des terrains non développés (*undeveloped acreage*). Voir aussi **CER-002A**, Lone Pine Resources Inc, *Supplemented Prep Prospectus*, 25 May 2011; **R-280**, Companion Policy 51-101 "Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities" qui explique les obligations de divulgation reliées à ces relevés.

Shale [...] which are in the early stages of evaluation. »⁴⁹⁷. Le fait que LPRC n'ait jamais elle-même attribué une valeur à la ressource liée au permis fluvial (ni d'ailleurs de façon plus générale à ses intérêts dans les ressources pouvant être présentes dans le shale d'Utica au Québec) suggère que cette information ne pouvait pas être présentée avec une certitude suffisante⁴⁹⁸.

389. Malgré les déclarations sans équivoque de monsieur Axani voulant que la ressource présente dans le shale d'Utica au Québec et sous le fleuve Saint-Laurent était viable économiquement et aurait été développée avec succès, les documents contemporains démontrent que de l'information additionnelle était nécessaire avant même de pouvoir déterminer s'il y avait un gisement de gaz pouvant être exploité.

390. Comme l'explique Deloitte, des forages et des tests supplémentaires seraient nécessaires afin de catégoriser la ressource comme étant une ressource découverte et éventuelle (« *contingent* »). Afin d'être considérée comme « découverte », une ressource doit faire l'objet de plus d'activités d'exploration afin qu'un évaluateur de réserves qualifié soit suffisamment confiant de la présence de quantités d'hydrocarbures qui peuvent être exploitées de façon commerciale⁴⁹⁹.

391. Contrairement à ce que suggère la demanderesse⁵⁰⁰, le fait que LPRC avait foré certains puits sur des terrains adjacents au permis fluvial (mais aucun permettant d'évaluer la ressource dans le fleuve Saint-Laurent) ne permet pas d'éliminer tous les risques (« *de-risk* ») reliés à la

⁴⁹⁷ **CER-002A**, Lone Pine Resources Inc, Supplemented Prep Prospectus, 25 may 2011. Dans ce prospectus, les terrains dans le shale d'Utica sont seulement présentés dans la liste des propriétés et en référence à la superficie détenue.

⁴⁹⁸ **R-281**, *Alberta Securities Act*, RSA 2000, c S-4, art. 113(1) : le prospectus doit inclure « full true and plain disclosure of all material facts in prospectus ». L'expression « Material fact » y est définie comme étant « a fact that would reasonably be expected to have a significant effect on the market price or value of the securities ». Toute omission d'un fait significatif (« material fact ») serait considérée une violation des obligations de divulgation (voir art. 1(ii) : « Misrepresentation” is an untrue statement of a material fact or an omission to state a material fact »).

⁴⁹⁹ RER-003A-Deloitte-Ressources, para. 8 : « The evaluated lands are estimated to contain undiscovered prospective resources of gas-in-place. Further drilling and testing of wells within the area in question would be required in order to reclassify these resources to the discovered and contingent categories. To reclassify the prospective resources within the River Permit area to contingent, an exploration well that demonstrates movable hydrocarbons would be required. »

⁵⁰⁰ Mémoire en réplique, para. 170 et 192; CWS-006-Reply Witness Statement of Doug Axani, para. 37.

chance de découverte dans le territoire du permis fluvial⁵⁰¹. Si certaines caractéristiques du réservoir potentiel avaient été identifiées, les premiers résultats étaient mitigés et ne permettaient pas d'en venir à des conclusions fermes. Des forages additionnels auraient été nécessaires afin de tester et déterminer la taille et l'emplacement du réservoir⁵⁰².

392. Selon Deloitte, les risques reliés à la découverte de la ressource demeuraient significatifs. La chance de découverte serait, non pas de 81 % comme le prétend GLJ, mais de 30 %. Comme l'explique Deloitte dans son deuxième rapport sur l'évaluation de la ressource, un pourcentage de 30 % est raisonnable puisque le shale d'Utica au Québec en est toujours à un stade peu avancé de développement et qu'il n'y a pas suffisamment de données pour comprendre les propriétés de la roche réservoir⁵⁰³.

(ii) Même si la ressource avait été découverte, il n'y avait aucune certitude quant au développement du projet

393. Contrairement à ce que soutient la demanderesse dans son mémoire en réplique, la preuve démontre que LPRC en était encore à l'étape de l'exploration du permis fluvial et qu'il n'y avait aucune certitude quant au développement du projet.

394. La Société canadienne des gaz non conventionnels (« SCGNC ») décrit comme suit les étapes d'exploration et d'évaluation qui sont nécessaires pour qu'une entreprise puisse décider de passer ou non à l'étape du développement :

- Étape 1 : Identification de la ressource en gaz
- Étape 2 : Forages d'évaluation initiaux
- Étape 3 : Forages entrepris dans le cadre d'un projet pilote
- Étape 4 : Essai de production pilote
- Étape 5 : Développement commercial⁵⁰⁴

⁵⁰¹ RER-003A-Deloitte-Ressources, para. 40.

⁵⁰² RER-003A-Deloitte-Ressources, para. 51.

⁵⁰³ RER-003A-Deloitte-Ressources, para. 38.

⁵⁰⁴ **RER-003A-002**, Canadian Society for Unconventional Resources, "Understanding Shale Gaz in Canada"; **R-294/CER-003A-002**, Société canadienne des gaz non conventionnels, « Introduction au gaz de schiste au Canada », pp. 8-9. Deloitte fournit aussi des explications quant à chacune de ces étapes : RER-003A-Deloitte-Ressources, para. 43-48.

395. Comme l'explique Deloitte dans son deuxième rapport sur l'évaluation de la ressource, l'échéancier relatif au développement de ressources gazières varie en fonction de l'expérience dans la zone gazière en question et du niveau de développement de cette dernière⁵⁰⁵.

396. Selon Deloitte, LPRC en était toujours à la deuxième étape :

In 2011, Lone Pine had not yet reached the third stage of development in any of their permits. According to CSUR, this suggests that it would take approximately two or three years for Lone Pine to reach the final stage of development. Deloitte's cash flows have assumed a start date of 2013 for the ramp up to full scale development based on this time frame. This assumption does not account for any delays or obstacles to development that could be caused by legal issues (for example, the inability to drill between permits), changes in the legislative and regulatory framework, difficulties in getting regulatory approval from the government, access rights from land owners, financing or other factors⁵⁰⁶.

397. Cette conclusion de Deloitte est d'ailleurs appuyée par une présentation de Junex en date du mois de septembre 2012. Dans cette présentation, monsieur Dorrins explique que pour ce qui est du potentiel en pétrole et en gaz dans le shale d'Utica, l'industrie en est toujours à l'étape des forages d'évaluation initiaux (étape 2)⁵⁰⁷.

398. Pour compléter l'étape 3, LPRC aurait dû forer deux ou trois puits dans le cadre d'un projet pilote afin de déterminer les propriétés du réservoir et les techniques de forage et de complétion qui devraient être utilisées⁵⁰⁸. Généralement, à cette étape, des puits horizontaux auraient été forés dans d'autres régions susceptibles de contenir du gaz de schiste et des essais de production préliminaires auraient été menés. LPRC aurait ensuite dû forer plusieurs puits horizontaux à partir d'une seule plateforme, optimiser ses techniques de complétion, mener un essai de production pilote ainsi que planifier et acquérir des emprises de gazoduc (étape 4)⁵⁰⁹. Cette étape est une simulation du plan de développement complet et elle donne à l'entreprise l'occasion d'évaluer la faisabilité de son projet. Elle permet aussi de confirmer la taille du réservoir, de

⁵⁰⁵ RER-003A-Deloitte-Ressources, para. 43

⁵⁰⁶ RER-003A-Deloitte-Ressources, para. 49. [Nos soulignements]

⁵⁰⁷ **R-282**, Junex, « Petroleum & Natural Gas Resource Potential of Quebec Shales – Exploration & Production – Presented by Peter Dorrins », p. 48.

⁵⁰⁸ **R-294/RER-003A-002**, Société canadienne des gaz non-conventionnels, « Introduction au gaz de schiste au Canada », p. 9; RER-003A-Deloitte-Ressources, para. 46 et 52.

⁵⁰⁹ **R-294/RER-003A-002**, Société canadienne des gaz non-conventionnels, « Introduction au gaz de schiste au Canada », p. 9.

mener des essais quant aux « *sweet spots* » et d'obtenir une indication de la productibilité (« *deliverability* ») du réservoir⁵¹⁰. Dépendamment des résultats de ces essais, LPRC aurait dû décider si elle voulait aller de l'avant et procéder à l'étape 5 (développement commercial) auquel cas elle aurait dû obtenir les autorisations gouvernementales nécessaires à l'exploitation⁵¹¹.

399. Monsieur Axani, dans sa déclaration en appui au mémoire en réplique de la demanderesse, suggère qu'il s'agissait simplement de faire quelques forages dans le cadre d'un projet pilote et de raccorder un ou deux puits avant de commencer à produire et vendre du gaz⁵¹². Un courriel interne de LPRI, en date du 15 décembre 2010, présente un état des lieux différent. Monsieur Mel Stahl explique ce qui suit :

There are no wells currently planned. No permits have been applied for. The only place close to being ready to drill would be the St Gregoire location. Currently none of the lands could be considered developed. We have not applied to MNR to convert any portion of an Exploration License into a Production lease⁵¹³.

400. C'est seulement lorsque l'exploration en aurait été à une étape plus avancée et que certains forages horizontaux auraient été faits dans le fleuve que l'entreprise aurait été en mesure de déterminer si la ressource pouvait être classifiée en tant que réserve. À ce moment, LPRC aurait évalué les résultats afin de déterminer si le projet devait passer à l'étape du développement, quelle priorité lui serait accordée en fonction des autres projets de l'entreprise et quel échéancier serait applicable. Comme le note monsieur Dorrins dans sa déclaration au soutien du mémoire en réplique de la demanderesse, « [c]ommercial viability is demonstrated by the company making an application that includes, amongst other information, a development program and an estimate of the recoverable reserves of hydrocarbons. These would incorporate a model to show that the resource deposit that the company believes exists can be economically produced »⁵¹⁴. Or, aucun plan de cette nature n'a été déposé auprès du gouvernement du Québec. LPRC ne peut donc prétendre que la viabilité économique du projet était certaine ou même probable.

⁵¹⁰ RER-003A-Deloitte-Ressources, para. 47.

⁵¹¹ **R-294/RER-003A-002**, Société canadienne des gaz non-conventionnels, « Introduction au gaz de schiste au Canada »; RER-003A-Deloitte-Ressources, para. 48.

⁵¹² CWS-006-Reply Witness Statement of Doug Axani, para. 24. Voir aussi Mémoire en réplique, para. 207-208.

⁵¹³ **R-174**, Courriels entre Mel Stahl et Robert Welch, « Subject: Quebec Wells », 15 décembre 2010, p. 2.

⁵¹⁴ CWS-008- Reply Witness Statement of Peter Dorrins, para. 5(a).

401. Il semble donc que la version des faits présentée par monsieur Axani dans sa déclaration a plutôt été développée dans le contexte de cet arbitrage. Dans le contexte de la production documentaire dans cet arbitrage, la demanderesse n'a d'ailleurs produit aucun document contemporain pouvant être considéré comme un plan de développement et appuyant les déclarations de monsieur Axani. Quant au document interne qui est cité à de multiples reprises par la demanderesse afin d'appuyer ses allégations quant à l'existence d'un plan de développement⁵¹⁵, il s'agit plutôt d'une présentation destinée aux investisseurs qui ne présente pas les caractéristiques d'un véritable plan de développement. Il ne contient aucune information concernant le permis fluvial, mis à part sa superficie. L'entreprise n'en était tout simplement pas rendue à cette étape.

402. Non seulement LPRC n'avait-elle pas encore de plan de développement, mais il est clair que le Bloc Champlain/Bécancour ne figurait pas parmi ses priorités. LPRI suggère qu'en décembre 2010 l'entreprise était prête à compléter l'étape de l'exploration avec les données techniques dont elle disposait alors⁵¹⁶. Rien dans les documents concernant l'appel public à l'épargne, les rapports ou les budgets préparés à l'époque n'appuie cette affirmation. Dans un document en date d'avril/mai 2011 qui a été préparé dans le contexte de son appel public à l'épargne, la demanderesse indique même que le shale d'Utica au Québec ne fait pas l'objet d'activités de mise en valeur⁵¹⁷.

403. Ce que LPRC présente maintenant comme base de ses calculs des dommages, c'est un plan de développement idéal qui n'existait pas lorsque le permis fluvial a été révoqué.

404. Bien qu'il soit possible dans certaines circonstances qu'un projet passe de l'exploration au développement dans un horizon de cinq ans, comme l'explique la SCGNC, « [l]e rythme de la mise en valeur dépend surtout du degré de complexité que présente la ressource en question, du succès des activités techniques, des facteurs locaux et de la conjoncture du marché. »⁵¹⁸ Pour les raisons mentionnées précédemment, aucune entreprise qui était engagée dans l'exploration du

⁵¹⁵ **C-153**, Forest Oil, December 2010 "In the Zone" Presentation.

⁵¹⁶ Mémoire en réplique, para. 179.

⁵¹⁷ **R-283**, Lone Pine Resources Inc, « Initial Public Offering », avril/mai 2011

⁵¹⁸ **R-294/RER-003A-002**, Société canadienne des gaz non-conventionnels, « Introduction au gaz de schiste au Canada ».

gaz de schiste au Québec ne s'attendait en 2010-2011 à pouvoir procéder à l'étape de production dans un avenir rapproché.

405. Dans un document préparé seulement quelques jours après l'adoption de la *Loi*, la demanderesse expliquait que l'exploitation des ressources se trouvant sous le fleuve Saint-Laurent n'aurait pas eu lieu avant que d'autres travaux d'exploration n'aient été menés et que l'industrie soit convaincue qu'elle puisse y avoir accès. La demanderesse reconnaissait aussi qu'elle n'en serait pas arrivée à cette étape avant cinq ou dix ans et que plus de temps pourrait être nécessaire⁵¹⁹.

406. Les documents internes de l'entreprise démontrent aussi que la poursuite des travaux d'exploration sur les permis au Québec était considérée incertaine de façon générale:

Upcoming work program discussed. CFOL indicated that we had lots of projects to do in other BU's and that until we had a good understanding of the new regulations, royalties and any other costs to do an economic evaluation of Quebec that we would not be doing any new exploration work in the near future⁵²⁰.

407. Une analyse interne de décembre 2010 fait état de plusieurs éléments nécessaires et de risques potentiels qui pourraient affecter la décision de procéder au développement des permis du Bloc Champlain/Bécancour :

Area	Play	Risks			Upside			How to Determine When to Stop or Proceed		
		Primary	Secondary	Tertiary	Primary	Secondary	Tertiary	1st Stage	2nd Stage	3rd Stage
St. Lawrence Lowlands	Utica	Potential inability to adequately frac in a complex geological environment	Potential severe regulatory restrictions on development	Costs might be too high to develop play	Large land position with long lease terms	Large OGIP	Potentially good market	Outcome of the BAPE hearings, passage or rejection of the Hydrocarbon Act and fracking moratorium	Horizontal test of Dolgeville member of the Utica Shale in two different structural settings	Long-term test of at least one successful horizontal well

Figure 3 Internal documents analysis of risks « risks/upside analysis – excel sheet 2010 »⁵²¹

⁵¹⁹ **R-284**, « Bill 18: An Act to Limit Oil and Gas Activities », p. 4.

⁵²⁰ **R-285**, « Meeting with MRNF April 7 2011 in Québec City » and « Meeting with MDEP April 8 2011 in Montreal ».

⁵²¹ **R-268**, « Risks/Upsides analysis update – 2 novembre 2010 ».

408. L'identification de ces risques contredit les allégations de la demanderesse voulant que la production de gaz aurait débuté en 2013. Par ailleurs, comme le Canada l'a expliqué dans son contre-mémoire, pendant les travaux de l'ÉES-GS qui se sont déroulés du 8 mars 2011 au 15 janvier 2014, les nouveaux forages et les opérations de fracturation hydraulique n'étaient autorisés que pour les fins d'acquisition de connaissances scientifiques et le type de travaux pouvant être effectués pendant cette période était limité⁵²². Par conséquent, il aurait été impossible pour LPRC de commencer la production de gaz de schiste sur le territoire du permis fluvial en 2013.

(b) Les documents internes de l'entreprise et le rapport du contrôleur PWC n'attribuent aucune valeur au permis fluvial

409. Les documents comptables internes de l'entreprise contredisent la réclamation de la demanderesse. En fait, ils n'attribuent pas de valeur au permis fluvial.

411. Des communications internes de l'entreprise montrent qu'elle cherchait à établir la valeur de ses intérêts dans le permis fluvial (ce qu'elle n'avait jusqu'alors pas fait) principalement à des fins de recours judiciaire contre le gouvernement. Après avoir noté que le permis fluvial n'était peut-être pas aussi prometteur que les permis terrestres et qu'il serait plus difficile et coûteux à développer⁵²⁴, monsieur Howe note ce qui suit:

The next recommended steps are:

- [...] Determine the value of our Permit 2009PG490 [...]

We are losing 12 % of our acreage in a Provence (sic) that is becoming less and less attractive to work in. How much is the actual value of these lands considering if we

⁵²² Contre-mémoire, para. 566.

⁵²³ **R-286**, Forest Oil and CFOL fair value of Quebec new ventures as of dec 31 2010.

⁵²⁴ **R-176**, Courriel de M. Robert Welch à David Anderson, Shona Mackenzie, Doug Axani et Gordon Howe, « Subject: Québec Major Development », 19 mai 2011 : « CFOL holds permit 2009PG490: 13541ha (33,460 net acres) which amounts to 12.2 % of our total land holdings in Quebec. The River licenses may not be as prospective as the remainder of the lands, and do require significant expense to access. » [Nos soulignements].

did hold them? The majority of the value is the metrics for potential divestment. The timeframe it would take to get to develop that permit given all of the other prospects is quite long and a tedious process at best. [...] ⁵²⁵.

412. De plus, tel que l'a noté le Canada dans son contre-mémoire, dans le cadre de son rapport sur le plan d'arrangement avec les créanciers proposé par la demanderesse en 2013, le contrôleur PricewaterhouseCoopers a évalué que les actifs de la demanderesse au Québec, lesquels incluent les intérêts contractuels dans les quatre permis terrestres de Junex du Bloc Champlain/Bécancour, n'avaient pas ou peu de valeur ⁵²⁶. La demanderesse n'a pas expliqué pourquoi cette évaluation indépendante devrait être mise de côté.

(c) Le fait que Canadian Forest Oil n'ait pas divulgué la révocation du permis fluvial immédiatement contredit la valeur du permis fluvial mise de l'avant par la demanderesse

413. La valeur réclamée par la demanderesse pour les intérêts de LPRC dans le permis fluvial suggère qu'il s'agit d'un actif important représentant près de 10 % de la capitalisation boursière et 22 % de l'équité nette de l'entreprise ⁵²⁷. Or, la révocation potentielle du permis fluvial n'a pas été considérée comme étant un élément significatif méritant d'être rapporté dans le prospectus et aucune divulgation n'a été faite aux investisseurs dans les mois suivant la révocation ⁵²⁸. Dans des communications internes à la suite de la révocation des permis, la question du besoin de divulguer la révocation s'est posée :

What can we do now that the bill is law:

⁵²⁵ **R-176**, Courriel de M. Robert Welch à David Anderson, Shona Mackenzie, Doug Axani et Gordon Howe, « Subject: Québec Major Development », 19 mai 2011.

⁵²⁶ Contre-mémoire, para. 264; **R-090**, PricewaterhouseCoopers, Lone Pine Resources Inc. et al., *Monitor Sixth Report to Court*, 10 décembre 2013, p. 24 : « 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. »

⁵²⁷ Selon NASDAQ, la capitalisation boursière de LPRI au 26 mai 2011 était de 1 066 141 000 \$ et, selon le prospectus, l'équité nette était de 468 087 000 \$.

⁵²⁸ Un élément est considéré comme significatif et doit être rapporté s'il peut influencer la valeur des actions de l'entreprise.

First thing is to contact our lawyers and the lawyers that put together the IPO. Then we'll need to determine the materiality of the loss as it relates to our company. After that if it is material I think we have to make a press release⁵²⁹.

414. Ayant examiné si la révocation constituait une information significative qui devait être divulguée parce qu'elle pouvait avoir un effet sur la décision d'un investisseur raisonnable, il semble que l'entreprise ait conclu rapidement que ce n'était pas le cas⁵³⁰. Pourtant si l'information était significative, elle aurait dû indiquer la possibilité de révocation dans le prospectus (puisque le projet de loi 18 avait été présenté à l'Assemblée nationale) et, dans les jours suivant la révocation, faire une divulgation immédiate.

(d) Il n'y a eu que peu ou pas de transactions portant sur des droits similaires au cours de la période pertinente

415. Suivant le début de l'ÉES-GS, il ne semble y avoir eu aucune transaction reliée à des permis d'exploration de ressources non conventionnelles au Québec⁵³¹. Il est donc difficile de prétendre que le permis fluvial avait une valeur, et certainement pas une valeur de l'ordre de ce que la demanderesse prétend. Les transactions précédant l'ÉES-GS font quant à elles état d'une valeur modique reliée aux permis dans les basses-terres du Saint-Laurent.

416. FTI reconnaît qu'il n'y a pas de véritables transactions similaires qui permettent de mesurer la valeur du permis fluvial sur le marché en date du 12 juin 2011 et se sert de ce fait pour justifier l'utilisation de la méthode DCF⁵³². Cette absence de transactions suggère plutôt qu'il n'y avait pas de marché pour de tels intérêts à cette date et donc que la valeur pourrait être nulle.

⁵²⁹ R-287, « Bill 18: An Act to Limit Oil and Gas Activities ».

⁵³⁰ Les documents produits ne font état d'aucune discussion détaillée. Cela suggère qu'il y avait peu de doutes qu'il ne s'agissait pas d'information significative.

⁵³¹ RER-003B-Deloitte-Dommages, para. 333 et note de bas de page 203.

⁵³² CER-005-FTI Reply Report, para. 11.6 : « The fact that no 'true' comparable exists for the River Permit project at the Valuation Date absent the Alleged Violations highlights that the DCF methodology is the only valuation methodology that can be used to arrive at an opinion of value in this particular case since it allows us to assess the future cash flow the River Permit project would have generated based on the available technical and economic information specific to the project, and also allows us to apply the relevant risks that relate to those future cash flows. »

417. Des déclarations du président de l'APGQ et du président-directeur général de Junex en mars 2011, auxquelles le Canada a déjà fait référence dans son contre-mémoire, démontrent l'absence d'acheteurs intéressés par ces ressources⁵³³.

418. L'auteur Mark Kantor discute d'ailleurs du scénario où il n'existe pas de marché pour un actif. Après avoir noté que les parties et les arbitres cherchent souvent des substituts pour construire un marché hypothétique et établir une JVM, il conclut ce qui suit : « [i]t is worth noting, of course, that if no actual market exists and no realistic comparable or substitute is available, those circumstances may in fact signal that the market value of the relevant business is zero [...] »⁵³⁴.

E. La méthode DCF ne peut être appliquée en l'espèce et l'évaluation des dommages par les experts de la demanderesse est exagérée

419. La demanderesse soutient toujours que la méthode DCF est appropriée en ce qui concerne l'évaluation des intérêts de LPRC dans le permis fluvial. Le Canada demeure d'avis que cette méthode n'est pas appropriée dans les circonstances. Par ailleurs, si une telle méthodologie est retenue, Deloitte démontre dans sa critique du deuxième rapport de FTI que les dommages compensatoires réclamés par la demanderesse demeurent grossièrement exagérés.

1. L'application de la méthode DCF au projet de LPRC n'est pas appropriée

420. Les principes de droit international applicables en matière de dommages édictent sans ambiguïté qu'il est inapproprié d'octroyer une indemnité pour des réclamations de nature spéculative. À cet égard, les commentaires de la Commission du droit international portant sur le *Projet d'articles sur la responsabilité de l'État pour fait internationalement illicite* précisent que

⁵³³ **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. 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, le président de l'APGQ déclarait qu'il n'y avait pas d'acheteurs pour de tels permis de recherche et le PDG de Junex, monsieur Jean-Yves Lavoie, ajoutait qu'il serait prêt à vendre à ce prix si un acheteur se montrait intéressé, mais qu'il n'avait pas reçu d'offre. Quelques jours plus tard, monsieur Lavoie se disait même prêt à vendre ses permis pour un montant de 500 \$CA/hectare. **R-288**, Thierry Larivière, « L'industrie encaisse le rapport du BAPE », paru dans *La Terre de chez nous*, Vol. 82 (8), 17 mars 2011, p. 16. Ces montants correspondraient à environ 7 700 000 \$CA et 6 700 000 \$CA pour tout le territoire couvert par le permis fluvial.

⁵³⁴ **CLA-013**, Mark Kantor, "Chapter 2: Basic Valuation Approaches", *Valuation for Arbitration* (Kluwer Law International, 2008), pp. 59-60.

« [d]es tribunaux ont hésité à accorder des indemnités dans le cadre de réclamations émaillées d'éléments relevant foncièrement du domaine de la spéculation » puisque « 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. »⁵³⁵ Ces commentaires indiquent aussi clairement qu'une indemnité à titre de perte de profits futurs ne peut être 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 », ce qui peut être fait par des contrats ou « en vertu d'une longue série de transactions commerciales »⁵³⁶.

421. La demanderesse fait référence à la définition de la notion de « juste valeur marchande » incluse dans les lignes directrices de la Banque mondiale en matière d'investissement direct étranger et explique que ce concept est défini en fonction de ce que l'on sait à propos d'un investissement (par exemple, le fait qu'il en soit à un stade précoce de développement)⁵³⁷. Elle omet cependant de préciser que ces mêmes lignes directrices indiquent que l'utilisation de la méthode DCF est raisonnable pour une entreprise en activité avec un historique de profits⁵³⁸, ce qui est loin d'être le cas en l'espèce.

⁵³⁵ **RLA-108**, « Projet d'articles sur la responsabilité de l'État pour fait internationalement illicite et commentaires y relatifs » dans *l'Annuaire de la Commission du droit international 2001*, vol. 11, partie 2, New York, NU, 2011 à la p. 61, article 36, commentaire (27).

⁵³⁶ **RLA-108**, « Projet d'articles sur la responsabilité de l'État pour fait internationalement illicite et commentaires y relatifs » dans *l'Annuaire de la Commission du droit international 2001*, vol. 11, partie 2, New York, NU, 2011 à la p. 61, article 36, commentaire (27). Voir aussi **RLA-038**, Sergey Ripinsky et Kevin Williams, *Damages in International Investment Law*, Londres, British Institute of International and Comparative Law, 2008, p. 201: « Financial theory suggests that the DCF method is the easiest to use for assets whose cash flows are currently positive or are expected to be positive and can be estimated with some reliability for future periods, and where there is a proxy available for the risk that can be used to obtain discount rates. The further away we get from this idealized setting, the more difficult DCF valuation becomes. »

⁵³⁷ Mémoire en réplique, para. 635.

⁵³⁸ **CLA-108**, World Bank, "Guidelines on the Treatment of Foreign Direct Investment" in *Legal Framework for the Treatment of Foreign Investment: Report to the Development Committee and Guidelines on the Treatment of Foreign Direct Investment*, volume II (Washington, D.C. 1992) 33, para. IV.6. Ces lignes directrices définissent une entreprise en activité (*going concern*) comme suit : « "going concern" means an enterprise consisting of income-producing assets which has been in operation for a sufficient period of time to generate the data required for the calculation of future income and which could have been expected with reasonable certainty, if the taking had not occurred, to continue producing legitimate income over the course of its economic life in the general circumstances following the taking by the State ».

422. Tel que le Canada l'a expliqué dans son contre-mémoire⁵³⁹, de nombreux tribunaux ont décidé de ne pas appliquer la méthode DCF dans des affaires concernant des investissements qui n'avaient pas d'historique opérationnel suffisamment long puisque les profits futurs étaient de nature trop spéculative⁵⁴⁰. Dans de telles situations, la plupart des tribunaux se limitent à octroyer une indemnité correspondant aux sommes qui ont été effectivement investies et ils refusent généralement de quantifier des dommages en fonction de la possibilité pour une entreprise de générer des revenus⁵⁴¹.

423. Par exemple, le tribunal dans l'affaire *Metalclad* a décidé que lorsqu'une entreprise n'a pas été en activité pendant une période suffisamment longue pour établir un rendement ou lorsqu'elle n'a pas été en mesure de réaliser des profits, les profits futurs ne peuvent être utilisés afin d'établir la juste valeur marchande⁵⁴². Dans cette affaire, l'investisseur avait acheté une propriété, obtenu des permis et du financement ainsi que construit des installations avant que le Mexique n'adopte un décret de nature environnementale. Malgré cela, le tribunal a jugé que, puisque le dépotoir n'avait jamais été en opération, il était plus approprié de calculer la juste valeur marchande en faisant référence aux sommes investies par Metalclad dans son projet⁵⁴³.

424. Quant au tribunal dans l'affaire *Siemens*, il n'a accordé à la demanderesse que ses coûts irrécupérables malgré le fait que l'entreprise avait un contrat de services parce qu'elle n'était pas en activité⁵⁴⁴. Le tribunal dans *PSEG Global* a rejeté une réclamation pour profits futurs la déclarant trop spéculative parce que l'investissement en était toujours à l'étape de la

⁵³⁹ Contre-mémoire, para. 578.

⁵⁴⁰ Comme le note Ripinsky : « The review of the case law shows that the key factor in whether the DCF method will be accepted by a tribunal in a specific dispute is the amount of evidence demonstrating the likelihood of projected cash flows actually being realized. The standard of proof in this respect appears to be rather high. So far, the tribunals have treated the historic data of enterprise's profitable operations as the best support for future projections. » **RLA-038**, Sergey Ripinsky et Kevin Williams, *Damages in International Investment Law*, Londres, British Institute of International and Comparative Law, 2008, p. 211.

⁵⁴¹ **RLA-109**, Borzu Sabahi et Lukas Hoder, « Certainty in Recovery of Damages for Losses to New or Incomplete Businesses – Three paradigms: *Biloune v. Ghana*, *Gemplus v. Mexico*, and *Siag v. Egypt* », (2016) 3:2 *Journal of Damages in International Arbitration*, p. 97.

⁵⁴² **CLA-044**, *Metalclad Corporation v United Mexican States*, ICSID Case No. ARB(AF)/97/1, Award (30 August 2000), para. 120.

⁵⁴³ **CLA-044**, *Metalclad Corporation v United Mexican States*, ICSID Case No. ARB(AF)/97/1, Award (30 August 2000), para. 121-122.

⁵⁴⁴ **CLA-059**, *Siemens A.G. v. Argentine Republic*, ICSID Case No. ARB/02/8, Award (6 February 2007), para. 362-389.

planification⁵⁴⁵. Dans l'affaire *Wena*, la demanderesse réclamait une indemnité pour la perte de profits et la perte d'occasion quant à l'exploitation d'hôtels⁵⁴⁶. La demanderesse avait exploité l'un de ses hôtels pour une période de moins de 18 mois et effectuait des rénovations dans un autre hôtel. Néanmoins, le tribunal a décidé que la réclamation était inappropriée parce qu'elle était trop spéculative et il n'a accordé que les coûts irrécupérables⁵⁴⁷.

425. Tel que mentionné dans le contre-mémoire du Canada⁵⁴⁸, le tribunal dans l'affaire *Khan Resources* a également rejeté une évaluation reposant sur la méthode DCF parce que plusieurs facteurs, dont l'incertitude liée à l'obtention du financement nécessaire à l'exploitation de la mine, rendaient son utilisation spéculative⁵⁴⁹.

426. Plus récemment, dans l'affaire *Windstream*, un tribunal constitué en vertu du chapitre 11 de l'ALÉNA a refusé d'utiliser la méthode DCF malgré le fait que la demanderesse disposait d'un contrat qui lui garantissait des ventes d'électricité à un prix fixe pendant 20 ans. Même en présence d'un contrat garantissant un flux de revenus, le tribunal a conclu que le projet en était à un stade de développement précoce, tel que démontré par le fait que le processus d'obtention des permis n'était pas terminé⁵⁵⁰. Dans les circonstances, le tribunal a conclu qu'il serait inapproprié d'établir la JVM en vertu de la méthode DCF⁵⁵¹.

427. Face au grand nombre de décisions rendues par des tribunaux arbitraux qui ont rejeté l'utilisation de la méthode DCF dans des affaires impliquant des projets de nature spéculative⁵⁵²,

⁵⁴⁵ **CLA-054**, *PSEG Global, Inc et al v. Republic of Turkey*, ICSID Case No. ARB/02/5, Award (19 January 2007), para. 313-315.

⁵⁴⁶ **RLA-087**, *Wena Hotels LTD. v. Arab Republic of Egypt* (Affaire CIRDI n° ARB/98/4) Award, 8 décembre 2000, para. 119.

⁵⁴⁷ **RLA-087**, *Wena Hotels LTD. v. Arab Republic of Egypt* (Affaire CIRDI n° ARB/98/4) Award, 8 décembre 2000, para. 123.

⁵⁴⁸ Contre-mémoire, para. 590.

⁵⁴⁹ **RLA-063**, *Khan Resources Inc., et al v. Government of Mongolia* (CNUDCI) Award on the Merits, 2 mars 2015, para. 392.

⁵⁵⁰ **CLA-106**, *Windstream Energy LLC v Government of Canada*, Award (27 September 2016), para. 475.

⁵⁵¹ **CLA-106**, *Windstream Energy LLC v Government of Canada*, Award (27 September 2016), para. 475.

⁵⁵² Les affaires citées par le Canada aux paragraphes suivants ne sont pas les seules où des réclamations pour perte de profits ont été rejetées dans le cas d'entreprises qui n'étaient pas en activité parce qu'elles étaient trop spéculatives. Voir aussi : **CLA-032**, *Compañiá de Aguas del Aconquija S.A. and Vivendi Universal S.A. v. Argentine Republic* (ICSID Case No. ARB/97/3) Award (II), 20 August 2007, para. 8.3.3-8.3.11; **CLA-061**, *Tecnicas*

la demanderesse plaide – et de manière peu convaincante - la spécificité de l'industrie du pétrole et du gaz⁵⁵³.

428. Par exemple, la demanderesse cite l'affaire *Stati* afin d'appuyer son affirmation voulant que les parties dans de récents différends investisseur-État concernant des ressources en hydrocarbures ont convenu que la méthode DCF était la méthode appropriée sans débattre de la question. La demanderesse ne précise cependant pas que, dans cette affaire, la méthode DCF n'a été utilisée que pour évaluer des actifs qui en étaient déjà à l'étape de la production et non des actifs qui, comme le permis fluvial, en était à un stade préliminaire d'exploration⁵⁵⁴. En fait, le tribunal dans cette affaire a même rejeté une réclamation à titre de profits futurs relativement à d'autres actifs en expliquant que la demanderesse ne s'était pas déchargée de son fardeau de la preuve, ce qu'elle aurait dû faire en démontrant un historique de profits ou des obligations contractuelles qui lui garantiraient des revenus pendant un certain nombre d'années⁵⁵⁵. Ce tribunal a ajouté que ce fardeau de la preuve était applicable même aux projets se trouvant à un

Medicambientales Tecmed S.A. v. United Mexican States (ICSID Case No. ARB(AF)/00/2) Award, 29 May 2003, para. 185-186; **CLA-059**, *Siemens A.G. v. The Argentine Republic*, (ICSID Case No. ARB/02/8) Award, 6 February 2007, para. 355 et 379-385; **RLA-110**, *Waguih Elie George Siag and Clorinda Vecchi v. Arab Republic of Egypt* (Affaire CIRDI n° ARB/05/15) Award, 1 juin 2009, para. 570.

⁵⁵³ Mémoire en réplique, para. 643.

⁵⁵⁴ **CLA-107**, *Anatolie Stati, Gabriel Stati, Ascom Group SA and Terra Raf Trans Traiding Ltd v Kazakhstan*, SCC Case No. V(116/2010) Award (19 December 2013), para. 217 (« The Borankol structure was discovered in 1959, with test drilling finalized in 1973. The Tolkyin field structure was discovered in 1992. ») et para. 267 (Production in the Tolkyin Field declined from 2005 – 2007, until there was a jump in production from 2007 – 2008. This sudden increase in gas production led to an associated increase in water production (“water cut”), which led to a significant and sustained reduction in gas production, a situation that continues to date. In relation to the Borankol field, liquid production declined beginning in 2005 and gas production declined beginning in 2004. »)

⁵⁵⁵ **CLA-107**, *Anatolie Stati, Gabriel Stati, Ascom Group SA and Terra Raf Trans Traiding Ltd v Kazakhstan*, SCC Case No. V(116/2010) Award (19 December 2013), para. 1688 (« This Tribunal does not need to go into these legal issues because it considers that, in any event, Claimants have not been able to provide sufficient factual proof for the lost profits they claim. In this context, Respondent [...] has rightly referred to the comments in Prof. Crawford's Commentaries on the ILC Articles on State Responsibility and to respective comments in earlier awards that the investor must meet a high standard of proof to establish a claim for lost profits, especially due to the degree of economic, political, and social exposure of long-term investment projects. To meet this standard, an investor must show that their project either has a track record of profitability rooted in a perennial history of operations, or has binding contractual revenue obligations in place that establish the expectation of profit at a certain level over a given number of years. This is true even for projects in early stages. ») et para. 1691 (« [...] Claimants have not provided sufficient evidence that they would have realized the alleged lost profit or opportunity. »)

stade précoce et il s'est limité à l'octroi des sommes effectivement dépensées par les demandeurs⁵⁵⁶.

429. À l'appui de ses prétentions que la méthode DCF est appropriée dans le contexte de l'industrie du pétrole et du gaz et que son utilisation est justifiée même dans les cas où il n'y a pas d'historique de profits, la demanderesse ne cite que deux affaires (*Gold Reserve* et *Al-Bahloul*) dont la première concernait des concessions minières et non un projet d'exploration d'hydrocarbures. Ces affaires n'appuient pas ses prétentions et leurs faits se distinguent de façon importante de ceux de la présente affaire.

430. Dans l'affaire *Gold Reserve*, le tribunal a utilisé la méthode DCF relativement à des concessions minières d'une durée de 20 ans parce que des permis avaient été délivrés, des travaux importants avaient été entrepris et des études de faisabilité avaient été effectuées⁵⁵⁷. Cependant, le tribunal n'a octroyé une indemnité à titre de profits futurs qu'en ce qui concerne les droits qui avaient été acquis par la demanderesse et non ceux relatifs à une autre parcelle de terrain (« *North Parcel* ») relativement à laquelle elle aurait pu acquérir des droits plus tard⁵⁵⁸. Puisque le tribunal ne pouvait pas être certain que la demanderesse avait le droit d'exploiter cette parcelle, il a décidé qu'il serait hasardeux de supposer qu'un acheteur consentant aurait évalué cette parcelle comme si un droit avait été acquis⁵⁵⁹. De plus, le tribunal a refusé d'attribuer une valeur à des ressources additionnelles (« *additional resources* ») dans les termes suivants :

However, the Tribunal must consider what the value that a willing buyer would have been likely to ascribe to such resources as at April 2008. Given that, as described by Respondent, these resources have the “lowest level of geological confidence” and that the Canadian Institute of Mining, Metallurgy and Petroleum on Valuation of Mineral Properties (“CIMVal”) Guidelines, to which Claimant refers, acknowledges the “higher risk or uncertainty” associated with these resources and cautions that they should only be used with great care, the Tribunal finds the additional resources to be too speculative to include in the present valuation. The Tribunal concludes in this case

⁵⁵⁶ **CLA-107**, *Anatolie Stati, Gabriel Stati, Ascom Group SA and Terra Raf Trans Trading Ltd v Kazakhstan*, SCC Case No. V(116/2010) Award (19 December 2013), para. 1686-1688.

⁵⁵⁷ **CLA-088**, *Gold Reserve Inc. v. Bolivarian Republic of Venezuela*, ICSID Case No. ARB(AF)/09/1, Award (22 September 2014), para. 578-579.

⁵⁵⁸ **CLA-088**, *Gold Reserve Inc. v. Bolivarian Republic of Venezuela*, ICSID Case No. ARB(AF)/09/1, Award (22 September 2014), para. 682.

⁵⁵⁹ **CLA-088**, *Gold Reserve Inc. v. Bolivarian Republic of Venezuela*, ICSID Case No. ARB(AF)/09/1, Award (22 September 2014), para. 682.

that for the purposes of a fair market valuation, it will not ascribe any value to the additional resources in its calculations⁵⁶⁰.

431. Quant à l'affaire *Al-Bahloul*, le Canada a déjà expliqué de façon détaillée dans son contre-mémoire les raisons pour lesquelles elle ne peut servir à appuyer les arguments de la demanderesse quant à l'applicabilité de la méthode DCF à son projet⁵⁶¹. Dans son mémoire en réplique, la demanderesse s'éloigne du test en quatre étapes élaboré par le tribunal pour déterminer si l'utilisation de cette méthode est appropriée⁵⁶² pour plutôt faire référence à une série de soi-disant « indices » qui justifieraient l'application de la méthode DCF à son projet⁵⁶³.

432. Pour des motifs qu'il a déjà expliqués et qui sont résumés ci-dessous, le Canada est en désaccord avec les faits tels que présentés par la demanderesse. Les éléments considérés par le tribunal dans *Al-Bahloul* suggèrent plutôt que l'application de la méthode DCF n'est pas appropriée en l'espèce :

- (i) **Existence de permis d'exploration et d'exploitation délivrés par les autorités gouvernementales responsables** : ce n'est pas la demanderesse, mais bien Junex qui était titulaire du permis de recherche. De plus, aucun bail d'exploitation n'avait été demandé ou délivré.
- (ii) **Existence de ressources en hydrocarbures** : au moment de la révocation du permis fluvial, il n'y avait que très peu d'information sur les ressources en hydrocarbures se trouvant dans les basses-terres du Saint-Laurent et encore moins en ce qui concerne le territoire du permis fluvial. Les ressources étaient

⁵⁶⁰ **CLA-088**, *Gold Reserve Inc. v. Bolivarian Republic of Venezuela*, ICSID Case No. ARB(AF)/09/1, Award (22 September 2014), para. 780 [Nos soulignements et références omises]

⁵⁶¹ Contre-mémoire, para. 586-589.

⁵⁶² **CLA-048/094**, *Mohammad Ammar Al-Bahloul v. Republic of Tajikistan*, Final Award (8 June 2010) SCC Case No. V064/2008, para. 77 : « The Tribunal thus considers that there are four steps to pass before cash flow can be expected: financing of the exploration, finding hydrocarbons, financing the extraction and the sale. To Determine whether the DCF-method can be applied to assess the value of the licenses, the following questions need to be analysed: (1) Was Claimant able to finance the exploration for hydrocarbons? (2) Would the exploration have been successful, i.e. Claimant found oil & gas reserves which could be exploited? (3) Would Claimant have been able to finance and perform the exploitation of any hydrocarbon reserves found? (4) Would it have been possible to sell any hydrocarbons produced? »

⁵⁶³ Mémoire en réplique, para. 647.

considérées comme non découvertes et prospectives. Les experts de la demanderesse et du Canada s'entendent sur cette catégorisation⁵⁶⁴.

- (iii) **Travaux d'exploration et d'exploitation effectués** : la demanderesse n'a effectué que des travaux limités sur les permis terrestres et elle n'a pas démontré qu'ils visaient l'évaluation des ressources se trouvant sur le territoire du permis fluvial.
- (iv) **Financement adéquat** : le seul élément de preuve cité par la demanderesse pour appuyer ses allégations quant au financement du projet est la déclaration de monsieur Axani. Même si ce dernier explique qu'il était confiant que LPRC aurait obtenu les fonds nécessaires pour terminer l'exploration du projet et commencer la production, la demanderesse a dû se placer sous la protection de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies* en 2013. L'une des raisons ayant mené à son insolvabilité était l'accès limité aux liquidités nécessaires pour financer les opérations de l'entreprise⁵⁶⁵. Il est donc plus qu'incertain que LPRC aurait disposé du financement nécessaire à l'exploration et l'exploitation des ressources se trouvant sur le permis fluvial.
- (v) **Probabilité de découvrir des ressources commercialement viables** : le deuxième rapport sur l'évaluation de la ressource de Deloitte confirme que la possibilité qu'un puits foré dans le shale d'Utica mène à la découverte d'hydrocarbures est de 30 %.
- (vi) **Expérience dans l'industrie** : bien que LPRC mène des projets ailleurs au Canada, elle n'avait aucune expérience au Québec avant de signer le Contrat d'affermage et le Contrat fluvial avec Junex. Le défendeur a déjà expliqué les raisons pour lesquelles le contexte québécois était différent et l'expérience de

⁵⁶⁴ CER-001-GLJ Report, pages 4-5; RER-003A-Deloitte-Ressources, para. 8.

⁵⁶⁵ **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.

LPRC dans l'Ouest canadien ne peut être simplement transposée dans une autre province.

433. Dans une sentence récente concernant la nationalisation de l'industrie minière aurifère (*Rusoro Mining c. Venezuela*), le tribunal a dû choisir une méthode afin d'évaluer plusieurs projets de l'investisseur. Reconnaissant que la méthode DCF était couramment utilisée dans les arbitrages en matière d'investissement, le tribunal a néanmoins précisé qu'elle ne peut pas être appliquée en toutes circonstances⁵⁶⁶ et a expliqué que cette méthode ne donne des résultats satisfaisants que si tous les critères suivants, ou du moins un nombre important de ceux-ci, sont réunis :

- (i) L'entreprise a un historique de profits établi (« *established historical record of financial performance* »).
- (ii) Il existe des prévisions fiables de ses flux de trésorerie, idéalement sous forme d'un plan de développement détaillé adopté *in tempore insuspecto*, préparé par les administrateurs de la compagnie et vérifié par un expert impartial.
- (iii) Le prix auquel l'entreprise sera en mesure de vendre ses produits et services peut être déterminé avec une certitude raisonnable.
- (iv) Le plan d'affaires peut être financé avec des fonds générés par le projet lui-même (« *self-generated cash* ») ou si des fonds additionnels sont nécessaires, il ne doit pas y avoir d'incertitude quant à la disponibilité du financement.
- (v) Il est possible de calculer un coût moyen pondéré du capital (WACC) valable (« *meaningful WACC* »), incluant une prime de risque-pays (« *country risk premium* ») qui présente fidèlement le risque politique dans le pays hôte.
- (vi) L'entreprise est active dans un secteur où la pression réglementaire est faible, ou si elle est élevée, sa portée et ses effets doivent être prévisibles; il doit être

⁵⁶⁶ **CLA-100**, *Rusoro Mining Limited v The Bolivarian Republic of Venezuela*, ICSID Case No. ARB(AF)/12/5 Award (22 August 2016), para. 758-759.

possible de déterminer l'impact de la réglementation sur les flux de trésorerie futurs avec un minimum de certitude⁵⁶⁷.

434. Le tribunal a rejeté l'évaluation faite selon la méthode DCF qu'il a jugé inappropriée étant donné les circonstances dans lesquelles se trouvait l'entreprise⁵⁶⁸. En ce qui concerne les six critères énumérés ci-dessus, le tribunal a notamment jugé que Rusoro n'avait pas d'historique de profits, que le prix de l'or était hautement volatil, qu'il était incertain que l'entreprise obtiendrait le financement nécessaire pour mener à terme son plan d'affaires et que le secteur en question avait fait l'objet de pression réglementaire accrue, ce qui rendait impossible toute prédiction présentant le moindre degré de certitude quant à l'impact sur les flux de trésorerie futurs. Finalement, le tribunal a noté que les droits miniers de la demanderesse avaient une durée limitée et que l'évaluation selon la méthode DCF tenait pour acquis leur renouvellement⁵⁶⁹. Pour ces raisons, le tribunal a rejeté l'évaluation DCF qui lui avait été soumise par la demanderesse⁵⁷⁰.

435. L'analyse du projet de LPRC concernant le permis fluvial doit mener à la même conclusion. Celui-ci n'avait aucun historique de profits. De plus, l'entreprise n'avait aucun plan de développement détaillé. Le seul document présenté par la demanderesse comme plan de développement est une présentation interne⁵⁷¹. Le prix du gaz naturel est aussi volatil. Il est incertain que le projet de LPRC aurait pu être financé par des fonds qu'il aurait lui-même généré ou que des fonds additionnels auraient été disponibles. Le cadre législatif et réglementaire régissant l'exploration et l'exploitation du gaz de schiste au Québec était et est toujours en évolution et il était impossible de déterminer son impact sur les flux de trésorerie avec un minimum de certitude, notamment en ce qui concerne le montant des redevances qui devraient être versées par les entreprises exploitant de telles ressources.

⁵⁶⁷ **CLA-100**, *Rusoro Mining Limited v The Bolivarian Republic of Venezuela*, ICSID Case No. ARB(AF)/12/5 Award (22 August 2016), para. 759.

⁵⁶⁸ **CLA-100**, *Rusoro Mining Limited v The Bolivarian Republic of Venezuela*, ICSID Case No. ARB(AF)/12/5 Award (22 August 2016), para. 785.

⁵⁶⁹ **CLA-100**, *Rusoro Mining Limited v The Bolivarian Republic of Venezuela*, ICSID Case No. ARB(AF)/12/5 Award (22 August 2016), para. 785.

⁵⁷⁰ **CLA-100**, *Rusoro Mining Limited v The Bolivarian Republic of Venezuela*, ICSID Case No. ARB(AF)/12/5 Award (22 August 2016), para. 786.

⁵⁷¹ **C-153**, Forest Oil, December 2010 "In the Zone" Presentation.

436. La demanderesse tente de démontrer de façon peu convaincante que le projet de LPRC remplissait les critères élaborés par le tribunal dans l'affaire *Vivendi II* pour que la méthode DCF soit applicable à un projet qui n'était pas en activité⁵⁷². Pour les raisons expliquées dans les paragraphes précédents, même en appliquant cette liste de critères, il est impossible d'en arriver à la conclusion que la méthode DCF peut être utilisée afin d'évaluer la juste valeur marchande des intérêts de LPRC.

437. Le Canada note également que les autorités des valeurs mobilières canadiennes considèrent qu'une évaluation des revenus nets futurs tirés de réserves de pétrole et gaz (et non de ressources prospectives comme en l'espèce), même en tenant compte d'un taux d'actualisation et des facteurs de risque pertinents, ne représente pas la JVM⁵⁷³.

438. Vu ce qui précède, le Tribunal ne peut octroyer une indemnité en se fondant sur une perte de profits futurs lorsque ces derniers sont de nature spéculative. Lorsque le projet d'une entreprise n'est pas en activité, que l'existence des ressources en faisant l'objet est incertaine, que plusieurs autorisations restent à obtenir et que le contexte réglementaire est en constante évolution, l'utilisation de la méthode DCF n'est tout simplement pas appropriée, car elle serait fondée sur un château de cartes.

439. Le Canada souhaite mettre fin à toute ambiguïté quant au sens à donner au fait que ses experts aient calculé la JVM des intérêts de LPRC en utilisant la méthode DCF. Comme les experts du Canada l'expliquent, ils ont utilisé cette méthode afin de répondre aux conclusions de FTI sur cette question. Ils ne se prononcent pas quant à l'opportunité d'utiliser cette méthode d'un point de vue juridique⁵⁷⁴. Étant donné les arguments présentés par le Canada, sa position à ce sujet ne devrait pas laisser place à interprétation. Malgré les nombreuses tentatives de la demanderesse en ce sens, le Tribunal ne doit y voir aucune admission de la part du Canada.

⁵⁷² Mémoire en réplique, para. 640-642.

⁵⁷³ **R-173**, National Instrument 51-101 Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities (NI 51-101), art. 5.6: « an estimate of future net revenue, with or without discount, does not represent fair market value »; **R-280**, Companion Policy 51-101 « Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities » : art. 5.5 : « a risked or un-risked net present value of future net revenue is not a measure of fair market value ».

⁵⁷⁴ RER-003B-Deloitte-Dommages, para. 32. Les experts du Canada notent aussi que les entreprises et investisseurs choisissent souvent de ne pas utiliser la méthode DCF dans le cas de ressources prospectives : RER-003B-Deloitte-Dommages, para. 33.

2. L'évaluation des dommages en vertu de la méthode DCF préparée par les experts de la demanderesse est exagérée

(a) Deloitte a modifié son évaluation du potentiel gazier pour tenir compte de la nouvelle information produite par la demanderesse

440. Dans son deuxième rapport sur l'évaluation de la ressource, Deloitte a révisé son évaluation du potentiel gazier du permis fluvial afin de tenir compte de certains commentaires de GLJ et de données obtenues dans le contexte de la production documentaire. Les modifications effectuées par Deloitte portent sur des paramètres tels le volume de la roche, la pression du réservoir et le gaz adsorbé⁵⁷⁵. Il en résulte une augmentation du volume de gaz récupérable (qui est désormais plus ou moins équivalent à celui évalué par GLJ) ainsi qu'une augmentation du nombre de puits qui devraient être forés afin d'exploiter le gaz⁵⁷⁶. Par contre, les experts de la demanderesse prévoient qu'un plus grand nombre de puits sera nécessaire à l'exploitation de la ressource⁵⁷⁷.

441. Deloitte n'a pas modifié les sommes représentant les coûts des immobilisations (« *capital costs* ») et les coûts d'opération (« *operating costs* »). Vu le nombre de puits plus élevé prévu par GLJ, le total de ses coûts des immobilisations est cependant plus élevé que celui de Deloitte⁵⁷⁸. Quant aux coûts d'opération, Deloitte explique que la portion qui est attribuable aux coûts variables est plus élevée dans ses calculs que dans ceux de GLJ parce que cette dernière n'a pas inclus de sommes relatives à la compression et au traitement du gaz⁵⁷⁹.

442. Nonobstant les différences entre les avis des experts des parties quant à l'évaluation de la ressource, au final, les flux de trésorerie calculés par Deloitte sont plus élevés que ceux de GLJ⁵⁸⁰.

⁵⁷⁵ RER-003A-Deloitte-Ressources, para. 3.

⁵⁷⁶ RER-003A-Deloitte-Ressources, para. 6 et 19.

⁵⁷⁷ RER-003A-Deloitte-Ressources, para. 20.

⁵⁷⁸ RER-003A-Deloitte-Ressources, para. 26.

⁵⁷⁹ RER-003A-Deloitte-Ressources, para. 26. Au paragraphe 27, Deloitte explique qu'il n'y a aucune installation de compression et de traitement à proximité du permis fluvial.

⁵⁸⁰ RER-003A-Deloitte-Ressources, tableau 8.

443. La différence principale concerne l'évaluation du risque géologique. À ce sujet, Deloitte est toujours d'avis qu'un risque géologique de 30 % est raisonnable étant donné l'incertitude liée aux caractéristiques de la roche réservoir et elle considère que le taux de 81 % utilisé par GLJ est trop optimiste :

Given the Utica shale in Quebec is at an early stage of exploration, there is insufficient data available to fully understand the reservoir rock of this play. The variability of the shale and the uncertainty of rock properties required for successful hydraulic fracturing add considerable risk. Therefore, Deloitte believes that a geological risk of 30 percent is reasonable and that GLJ's geological risk of 81 percent is overly optimistic, as not substantiated by contemporaneously collected data.

We note that extensive flow and buildup tests were performed for both the A250 (Junex, Bécancour #8) and A251 (Canadian Forest Oil, Champlain #1) wells in addition to a fracture treatment for well A250. However, the results of these tests were disappointing, with both wells producing less than 100 Mcf/d. This demonstrates that more data is needed to demonstrate that the reservoir can be successfully fractured⁵⁸¹.

444. Selon Deloitte, le puits St-Édouard qui est cité par la demanderesse à plusieurs reprises comme démontrant le potentiel du permis fluvial n'est pas un bon comparable⁵⁸².

(b) La demanderesse sous-estime les risques liés au projet de LPRC

445. Quant à l'évaluation des dommages, Deloitte établit désormais la JVM des intérêts de LPRC dans le permis fluvial à une somme de 1.7 – 7.8 million \$US, avant les intérêts présente. Cette augmentation de l'évaluation de la JVM des intérêts de LPRC dans le permis fluvial s'explique par celle des flux de trésorerie qui résulte elle-même de la modification du volume de gaz récupérable⁵⁸³.

446. Deloitte est toujours d'avis que le coût moyen pondéré du capital (« *weighted average cost of capital* » ou WACC) de 10.4 % utilisé par FTI n'est pas approprié pour les raisons suivantes :

- (a) Il ne tient pas suffisamment compte du risque spécifique aux actifs en question (« *asset-specific risk* »);
- (b) Le ratio de la dette par rapport à la structure du capital (« *debt-to-capitalization ratio* ») de 38.2 % est trop élevé; et

⁵⁸¹ RER-003A-Deloitte-Ressources, para. 38-39.

⁵⁸² RER-003A-Deloitte-Ressources, para. 37.

⁵⁸³ RER-003B-Deloitte-Dommages, para. 325.

- (c) Les entreprises publiques de référence (« *selected guideline public companies* ») utilisées par FTI pour déterminer le coefficient bêta ne sont pas comparables aux intérêts de LPRC relatifs au permis fluvial⁵⁸⁴.

447. Quant au premier élément, le risque spécifique aux actifs, il s'agit de la principale différence entre les taux d'actualisation calculés par FTI et Deloitte⁵⁸⁵. Les experts du Canada expliquent qu'il doit être tenu compte du risque spécifique (« *unsystematic risk* ») dans le calcul du taux d'actualisation⁵⁸⁶. À cet égard, Deloitte indique que le risque spécifique aux actifs peut affecter les flux de trésorerie (et donc la JVM) de différentes façons, soit en retardant le développement d'un projet, soit en limitant ou en empêchant la récupération de la ressource⁵⁸⁷.

448. Dans son deuxième rapport sur l'évaluation des dommages, Deloitte fournit des commentaires détaillés justifiant l'inclusion de tous les facteurs suivants dont elle a tenu compte dans ses calculs :

- (a) Risques économiques et commerciaux, incluant les risques sociaux, environnementaux et politiques ainsi que les risques de retard dans le développement du projet : ces risques sont notamment liés au : prix du gaz naturel, à l'acceptabilité sociale, au contexte réglementaire (dont les modifications au régime des redevances, l'impossibilité de forer entre les permis et les modifications à être apportées au cadre législatif et réglementaire en matière environnementale), à l'infrastructure gazière, aux dépassements de coûts et au rendement des puits⁵⁸⁸;
- (b) Risques reliés à la présence de la centrale nucléaire de Gentilly dont le processus de déclasserement ne sera pas complété avant au plus tôt 2065⁵⁸⁹;
- (c) Risques reliés à la pénurie de main-d'œuvre qualifiée au Québec⁵⁹⁰;

⁵⁸⁴ RER-003B-Deloitte-Dommages, para. 20.

⁵⁸⁵ RER-003B-Deloitte-Dommages, para. 87 et 102.

⁵⁸⁶ RER-003B-Deloitte-Dommages, para. 21.c et 87.

⁵⁸⁷ RER-003B-Deloitte-Dommages, para. 110-111. Quant au risque de retard dans le développement du projet, en 2011, LPRC n'envisageait pas de débiter l'exploitation de la ressource en 2013 contrairement à ce qu'elle soutient dans son mémoire en réplique. En effet, dans un document préparé à l'intention de ses investisseurs, LPRI mentionnait ce qui suit : « Quebec (sic) in the early stages of developing their oil & gas industry & the associated regulatory structure. Recent government announcements indicate that the next 18-30 months will be a data gathering process to improve public understanding. During this time drilling & completion activities will be allowed for the purposes of scientific knowledge. We (sic) currently waiting on clarification from the government as to what that means and in the next year or so we don't envisage conducting any drilling in Quebec. » Voir **R-267**, « Lone Pine – Potential investor questions May 6, 2011 » [Nos soulignements].

⁵⁸⁸ RER-003B-Deloitte-Dommages, para. 116-134.

⁵⁸⁹ RER-003B-Deloitte-Dommages, para. 135-141.

- (d) Risques de dépassements de coûts⁵⁹¹; et
- (e) Risques reliés au manque de diversification géographique⁵⁹².

449. Deloitte conclut que le taux d'actualisation choisi par FTI serait plus approprié pour une entreprise qui a des activités dans différentes régions pétrolières et gazières et qui a des réserves prouvées et probables⁵⁹³. Elle maintient que son taux se situant entre 18.3 % et 19.9 % est approprié et explique que la révision de certains documents fournis par la demanderesse dans le contexte de la production documentaire l'amène à conclure que les risques sont plus élevés qu'elle ne l'avait envisagé dans son premier rapport, ce qui milite en faveur d'un taux se situant au haut de cette fourchette⁵⁹⁴.

450. Le Canada se réfère à son contre-mémoire pour une discussion détaillée de ces risques. Dans son mémoire en duplique, le Canada se borne à apporter quelques clarifications additionnelles en réponse à des allégations incluses dans le mémoire en réplique de la demanderesse.

451. Quant aux risques reliés à la présence de la centrale nucléaire de Gentilly, il ne s'agit pas d'une question aussi simple à régler que le prétend la demanderesse. Par ailleurs, cette dernière peut difficilement prétendre qu'elle n'était pas au courant d'éventuelles restrictions puisqu'une note à cet effet était incluse dans la lettre de transmission du permis fluvial à Junex⁵⁹⁵. Cette question a aussi fait l'objet d'une lettre de novembre 2010 adressée au BAPE par Hydro-Québec dans laquelle le titulaire du permis de la centrale expliquait que les activités de forage horizontal et de fracturation hydraulique étaient clairement incompatibles avec la présence d'une centrale

⁵⁹⁰ RER-003B-Deloitte-Dommages, para. 142-150. Voir aussi **R-289**, Alexandre Shields, « Gaz de schiste – Deux projets sur la glace, faute de main-d'œuvre », *Le Devoir*, 16 octobre 2010 – Stéphane Perrault, porte-parole pour Talisman, explique que la décision de reporter des travaux de quelques mois a été prise « en raison de la difficulté à trouver une équipe spécialisée dans la fracturation qui soit disponible » et « qu'il n'est pas aisé de dénicher des travailleurs 'pour seulement deux puits', compte tenu du fait que les équipes doivent impérativement provenir des États-Unis ou de l'Ouest canadien ».

⁵⁹¹ RER-003B-Deloitte-Dommages, para. 151-155.

⁵⁹² RER-003B-Deloitte-Dommages, para. 156-161.

⁵⁹³ RER-003B-Deloitte-Dommages, para. 63. Deloitte note aussi que les risques économiques et commerciaux sont plus importants dans le cas de ressources prospectives. Voir RER-003B-Deloitte-Dommages, para. 123.

⁵⁹⁴ RER-003B-Deloitte-Dommages, para. 21.b.

⁵⁹⁵ **C-031**, Letter from QMNR to Junex re – approval of exploration permits 2009PG490 to 2009PG492 (26 March 2009).

nucléaire et s'y opposait⁵⁹⁶. Les mêmes préoccupations ont été soulevées par un groupe de citoyens lors des audiences publiques de la CCSN portant sur le renouvellement du permis de la centrale qui ont été tenues en décembre 2010 et en avril 2011⁵⁹⁷.

452. À la suite de ces audiences, la CCSN a envoyé une lettre au ministère des Ressources naturelles lui rappelant sa compétence exclusive en matière de sûreté nucléaire et indiquant qu'elle devrait mener certaines études avant que des activités de forage horizontal aient lieu⁵⁹⁸. Le ministère a répondu à cette lettre en expliquant qu'il était conscient de la nécessité d'assurer l'intégrité de la centrale et des infrastructures connexes et en déclarant que le forage et la fracturation hydraulique ne seraient pas autorisés dans le sol et le sous-sol du site⁵⁹⁹. Tel que le déclare monsieur Gosselin, « la présence de la centrale nucléaire aurait été un obstacle majeur à tout forage de puits à proximité de la centrale » et LPRC n'aurait pas pu effectuer un tel forage « à moins d'avoir été en mesure de démontrer qu'un tel forage n'aurait pas porté atteinte à la sécurité de la centrale nucléaire »⁶⁰⁰.

453. En ce qui concerne l'infrastructure gazière, la demanderesse fait aussi plusieurs allégations quant à certains avantages de nature logistique et commerciale liés à l'exploitation du gaz sur le territoire du permis fluvial. Elle fait notamment référence à la présence d'un système de gazoducs et de collecte de gaz (« *pipeline-gathering system* ») existant qui permettrait de transporter le gaz des deux côtés du fleuve Saint-Laurent⁶⁰¹. Or, il n'existe aucune infrastructure de collecte de gaz à proximité du permis fluvial et la construction de telles installations aurait été

⁵⁹⁶ **R-209**, Hydro-Québec, Réponse à la question du document DQ2, 3 novembre 2010, produit dans le cadre de : **R-024**, BAPE, Rapport 273, Rapport d'enquête et d'audience publique, Développement durable de l'industrie des gaz de schiste au Québec, février 2011.

⁵⁹⁷ **R-208**, Commission canadienne de sûreté nucléaire, *Compte rendu des délibérations, y compris les motifs de décision relativement à Hydro-Québec*, « Demande de renouvellement du permis d'exploitation de la centrale nucléaire de Gentilly-2 et du permis de son installation de stockage de déchets radioactifs pour une période de 5 ans », 29 juin 2011, p. 11-12.

⁵⁹⁸ **R-235**, Lettre du directeur – division du programme de la réglementation de Gentilly de la Commission canadienne de sûreté nucléaire, M. François Rinfret, au directeur général hydrocarbures et biocarburants du Ministère des Ressources naturelles et de la faune, M. Alain Lefebvre, 7 avril 2011.

⁵⁹⁹ **R-211**, Lettre du directeur général hydrocarbures et biocarburants du Ministère des Ressources naturelles et de la faune, M. Alain Lefebvre, au directeur – division du programme de la réglementation de Gentilly de la Commission canadienne de sûreté nucléaire, M. François Rinfret, 4 mai 2011, p. 2.

⁶⁰⁰ RWS-003A-Gosselin, para. 23.

⁶⁰¹ Mémoire en réplique, para. 173.

très coûteuse. Selon la demanderesse, le parc industriel de Bécancour, l'usine de cogénération de TransCanada et les entreprises situées à Trois-Rivières étaient des clients tout désignés pour le gaz qui aurait été produit par LPRC⁶⁰². LPRI ne fait cependant référence à aucune discussion avec des clients potentiels et elle ne cite que quelques documents de nature très générale et promotionnelle pour appuyer ses allégations. Ce faisant, la demanderesse omet de mentionner quelques faits importants dont la cessation des opérations de l'usine de cogénération en 2007⁶⁰³. De surcroît, il n'y a aucune garantie que Gaz Métro, le distributeur de gaz naturel dans la région où se trouve le permis fluvial, aurait acheté le gaz produit par LPRC pour le revendre aux clients potentiels identifiés par la demanderesse.

454. Quant à l'allégation de monsieur Axani voulant que le gaz naturel produit au Québec serait vendu à un prix plus élevé⁶⁰⁴, tel qu'expliqué dans le Rapport 307 du BAPE, il est peu probable que les producteurs au Québec toucheraient une prime de proximité puisque les distributeurs de gaz de la province ont accepté de payer un montant équivalent au coût du transport pour le gaz provenant de l'Alberta ou des États-Unis⁶⁰⁵. Cette décision pourrait rendre le gaz de schiste québécois non compétitif et les distributeurs québécois de gaz naturel auraient pu décider de continuer d'utiliser leurs sources d'approvisionnement existantes⁶⁰⁶.

(c) [REDACTED]

455. [REDACTED]

⁶⁰² Mémoire en réplique, para. 174; CWS-006-Reply Witness Statement of Doug Axani, para. 41.

⁶⁰³ **R-290**, Régie de l'énergie, Décision D-2014-086, *Demande d'approbation des amendements à l'entente de 2009 portant sur la suspension temporaire des livraisons de la centrale de TCE*, 27 mai 2014

⁶⁰⁴ Mémoire en réplique, para. 184; CWS-006-Reply Witness Statement of Doug Axani – 19 May 2017, para. 59.

⁶⁰⁵ **R-027**, BAPE, Rapport 307, Rapport d'enquête et d'audience publique, 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, novembre 2014, pp. 300, 390-391 et 433.

⁶⁰⁶ **R-027**, BAPE, Rapport 307, Rapport d'enquête et d'audience publique, 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, novembre 2014, p. 86.

⁶⁰⁷ CER-005-FTI Reply Report, para. 5.2b.

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

458. Pour appuyer sa position voulant que la participation de [REDACTED] ne doive pas être incluse dans le calcul d'une possible indemnité, la demanderesse cite un passage de *l'Affaire relative à l'usine de Chorzów* et réfère à son application dans l'affaire *Occidental*. Or, les faits dans cette affaire étaient très différents de ceux en l'espèce. En effet, dans cette affaire, le projet en question en était déjà à l'étape de la production et l'intérêt de la tierce partie s'était déjà concrétisé⁶¹⁵. Par ailleurs, dans l'affaire *Occidental*, la demanderesse avait également déposé en

⁶⁰⁸ CER-005-FTI Reply Report, para. 8.6.

⁶⁰⁹ CER-005-FTI Reply Report, para. 8.9.

⁶¹⁰ RER-003B-Deloitte-Dommages, para. 222.

⁶¹¹ RER-003B-Deloitte-Dommages, para. 222.

⁶¹² RER-001B-Deloitte-Dommages, para. 88; RER-003B-Deloitte-Dommages, para. 224.

⁶¹³ CER-005-FTI Reply Report, para. 8.7.

⁶¹⁴ RER-003B-Deloitte-Dommages, para. 225.

⁶¹⁵ **CLA-051**, *Occidental Petroleum Corporation, et al. v. Ecuador*, ICSID Case No. ARB/06/11, Award (5 October 2012), para. 113 et 126 : « After eight years of exploration, OEPC began production from Block 15 in 1993 » et « 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. »).

preuve un contrat l'obligeant à verser à la tierce partie un pourcentage de toute indemnité reçue dans le cadre de l'arbitrage, lequel correspondait à sa participation dans l'investissement⁶¹⁶.

459. La situation dans la présente affaire est tout autre : le projet de LPRC ne s'est pas concrétisé et [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED].

460. De plus, dans son mémoire en réplique, la demanderesse omet de préciser que la décision dans l'affaire *Occidental* a fait l'objet d'une décision sur l'annulation dans laquelle le comité a partiellement annulé la sentence arbitrale et réduit le montant de l'indemnité accordée par la majorité du tribunal afin d'exclure le montant qui représentait l'intérêt de 40 % détenu par la tierce partie (AEC)⁶¹⁹. Ce faisant, le comité a noté que les tribunaux arbitraux n'ont pas une compétence absolue, qu'ils ne peuvent rendre des décisions qu'en ce qui concerne des différends entre des investisseurs qui sont protégés par un traité et des États qui y consentent et que les investisseurs ne peuvent étendre la compétence *ratione personae* des tribunaux arbitraux en exécutant des contrats avec des tierces parties⁶²⁰. En l'espèce, Junex, une entreprise canadienne,

⁶¹⁶ **CLA-051**, *Occidental Petroleum Corporation, et al. v. Ecuador*, ICSID Case No. ARB/06/11, Award (5 October 2012), para. 653-654.

⁶¹⁷ **C-017**, Letter Agreement between Forest Oil and Junex, dated 5 June 2006, para. 8.

⁶¹⁸ Les experts de la demanderesse admettent d'ailleurs que ce n'est que si LPRI ou LPRC demeurent tenues de payer une redevance ou une participation à Junex à même une indemnité reçue dans le cadre de cet arbitrage que cette indemnité doit être fondée sur une participation de 100 % afin de réparer intégralement le préjudice. Voir CER-005-FTI Reply Report, para. 5.2.i.a. (« Further, in the event that the Claimant or LPRC remains liable to pay Junex for the GORR or its working interest from any award received in this arbitration, damages must be based on a 100 % interest in order to make them whole. »)

⁶¹⁹ **RLA-111**, *Occidental Petroleum Corporation, et al. v. Ecuador* (Affaire CIRDI n° ARB/06/11), Decision on Annulment of the Award, 2 novembre 2015, para. 292-301.

⁶²⁰ **RLA-111**, *Occidental Petroleum Corporation, et al. v. Ecuador* (Affaire CIRDI n° ARB/06/11), Decision on Annulment of the Award, 2 novembre 2015, para. 263. Aux paragraphes 273 et suivants, le comité cite différentes sentences dans lesquels les tribunaux arbitraux ont conclu qu'une partie qui ne bénéficie pas de la protection d'un traité ne peut recevoir une indemnité, et ce, même si celle-ci est réclamée en son nom par un investisseur protégé au titre du traité. Il s'agit notamment des affaires **RLA-059**, *Impregilo S.p.A. v. Argentine Republic* (Affaire CIRDI n° ARB/07/17) Award, 21 juin 2011, para. 144-151; **CLA-054**, *PSEG Global, Inc et al v. Republic of Turkey*, ICSID

ne saurait profiter des dispositions de l'ALÉNA afin de recouvrer la redevance ou de faire valoir sa participation.

461. Dans son opinion dissidente dans l'affaire *Occidental*, le professeur Stern avait d'ailleurs conclu ce qui suit : « [t]his means that, in a DCF method of calculation of the Claimants' damages, based on an evaluation of their future profits, any damages granted to the Claimants cannot exceed their part of the profits. »⁶²¹ Elle avait d'ailleurs reconnu que les tribunaux arbitraux n'ont aucun moyen de contraindre une partie à verser une portion des indemnités à une autre entreprise qui n'est pas partie à la décision, ce qui pouvait mener à un enrichissement injustifié⁶²². Il appert donc que la part de Junex doit nécessairement être déduite des profits qui auraient pu être réalisés par LPRC afin d'éviter un enrichissement injustifié.

462. De même, dans l'affaire *Khan Resources*, le tribunal a jugé que les principes de réparation en droit international, tel qu'établis dans l'*Affaire relative à l'usine de Chorzów*, sont clairs lorsqu'ils édictent qu'un investisseur n'a droit à une indemnité que pour les pertes qu'il a effectivement subies et non pour les pertes subies par des tierces parties relativement auxquelles le tribunal n'a aucune compétence⁶²³.

F. Une évaluation des dommages fondée sur le marché confirme les résultats de l'évaluation en vertu de la méthode DCF menée par les experts du Canada

463. Les experts des deux parties utilisent certaines transactions afin de corroborer la JVM établie à l'aide de la méthode DCF⁶²⁴. Dans son contre-mémoire, le Canada a expliqué que les

Case No. ARB/02/5, Award (19 January 2007), para. 325; **RLA-112**, *Mihaly International Corporation v. Democratic Socialist Republic of Sri Lanka* (Affaire CIRDI n° ARB/00/2), Award, 15 mars 2002, para. 24.

⁶²¹ **RLA-113**, *Occidental Petroleum Corporation, et al. v. Ecuador* (Affaire CIRDI n° ARB/06/11), Dissenting opinion of Professor Brigitte Stern, 20 septembre 2012, para. 162. Au même paragraphe, citant un mémoire du défendeur dans cette affaire, le professeur Stern a aussi écrit ce qui suit « [t]heir losses cannot be higher than their expected profits. Thus, awarding Claimants 100 % of the purported economic losses would overcompensate and unjustly enrich them ».

⁶²² **RLA-113**, *Occidental Petroleum Corporation, et al. v. Ecuador* (Affaire CIRDI n° ARB/06/11), Dissenting opinion of Professor Brigitte Stern, 20 septembre 2012, para. 164, citant **RLA-059**, *Impregilo S.p.A. v. Argentine Republic* (Affaire CIRDI n° ARB/07/17) Award, 21 juin 2011, para. 152.

⁶²³ **RLA-063**, *Khan Resources Inc., et al v. Government of Mongolia* (CNUDCI), Award on the Merits, 2 mars 2015, para. 388.

⁶²⁴ CER-005-FTI Reply Report, para. 11.1; RER-003B-Deloitte-Dommages, para. 236-263. Dans son deuxième rapport, FTI indique que l'approche fondée sur le marché utilisée par Deloitte (transactions et sociétés ouvertes comparables) contient des erreurs. Deloitte a tenu compte de certains commentaires de FTI et fait les corrections

transactions antérieures à la révocation du permis fluvial qui sont utilisées par FTI ne sont tout simplement pas comparables aux intérêts de LPRC dans ce dernier, notamment parce qu'elles ont eu lieu dans une zone gazière (Horn River) qui présente un environnement géologique et réglementaire très différent de celui du permis fluvial et qui est fortement développée⁶²⁵. Or, les tribunaux arbitraux ont reconnu l'importance d'utiliser des transactions qui sont véritablement comparables lorsque la méthode des transactions antérieures est utilisée⁶²⁶.

464. Comme le disait le président de l'APGQ en mars 2011, soit quelques mois à peine avant la révocation du permis fluvial, on ne peut absolument pas comparer les transactions qui ont eu lieu dans l'ouest du pays et au Québec, et d'autres provinces canadiennes (Nouveau-Brunswick, Terre-Neuve et Nouvelle-Écosse) étaient dans des situations plus comparables à celle du Québec⁶²⁷. Quelques jours plus tard, et en réaction au contenu d'un document du gouvernement du Québec portant sur le régime de redevances, la demanderesse déclarait même ce qui suit : « the Quebec shale gas wells don't perform anything like the Horn River or the Montney »⁶²⁸. Les experts de la demanderesse semblent donc ignorer ce que les membres de l'industrie gazière savaient déjà depuis de nombreuses années.

465. Dans son deuxième rapport, FTI prétend que les transactions dans la région de Horn River sont comparables, entre autres, parce qu'elles n'ont pas subi l'effet des annonces faites avant la date d'évaluation. Tel qu'expliqué précédemment, la demanderesse et ses experts ne peuvent ignorer l'impact de ces annonces et de mesures autres que la révocation du permis fluvial dans leur quantification des dommages puisqu'elles sont distinctes de la *Loi* et ne sont pas contestées

appropriées, notamment en ce qui concerne la valeur et le nombre d'acres de la transaction impliquant Questerre. Deloitte a également remplacé la superficie brute (*gross acreage*) par la superficie nette (*net acreage*) en ce qui concerne quatre des cinq sociétés ouvertes comparables incluses dans son analyse.

⁶²⁵ Contre-mémoire, para. 625-629. Voir aussi RER-003B-Deloitte-Dommages, para. 256-261.

⁶²⁶ **RLA-063**, *Khan Resources Inc., et al v. Government of Mongolia* (CNUDCI) Award on the Merits, 2 mars 2015, para. 398; **CLA-051**, *Occidental Petroleum Corporation, et al. v. Ecuador*, ICSID Case No. ARB/06/11, Award (5 October 2012), para. 787.

⁶²⁷ **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.

⁶²⁸ **R-192**, Courriel à Shona Mackenzie, « Subject: RE: My proposed response to Talisman regarding yesterday's Quebec announcement », 18 mars 2011.

par la demanderesse⁶²⁹. Il n'est cependant pas étonnant que FTI utilise à nouveau cet argument puisqu'il lui permet d'ignorer les transactions utilisées par Deloitte qui ont eu lieu dans le bassin de l'Utica entre 2008 et 2010 et qui sont beaucoup plus pertinentes quant à l'évaluation des intérêts de LPRC.

466. FTI allègue que les cinq transactions choisies par Deloitte ne fournissent pas une bonne mesure de la JVM des intérêts de LPRC parce que le territoire du permis fluvial en était supposément à une étape plus avancée de développement et qu'un nombre d'entre elles ont eu lieu avant des développements importants en matière d'exploration dans le shale d'Utica⁶³⁰. Dans son deuxième rapport, Deloitte répond à ces allégations et explique que les transactions qu'elle a utilisées sont les plus appropriées⁶³¹. Selon l'analyse des transactions antérieures de Deloitte et en utilisant la valeur médiane par acre (3.74 \$)⁶³², la valeur du permis fluvial serait approximativement de 125 000 \$.

467. Bien qu'elle reconnaisse que les données relatives aux prix des actions puissent être utilisées afin de valider les résultats d'une évaluation en vertu de la méthode DCF⁶³³, FTI n'a pas mené une analyse des sociétés ouvertes comparables (« *guideline public company analysis* »). Dans son deuxième rapport sur l'évaluation des dommages, Deloitte explique les raisons pour lesquelles les cinq entreprises qu'elle a retenues pour les fins de cette analyse sont appropriées⁶³⁴. FTI prétend ici aussi que l'effet d'annonces et de mesures qui ne font pas l'objet du présent arbitrage devrait être ignoré⁶³⁵, ce qui ne saurait être le cas.

468. FTI se fonde sur le nombre peu élevé de transactions véritablement comparables afin de justifier son recours à des soi-disant données probantes supplémentaires (« *additional objective market evidence on value* »), notamment les taux d'actualisation cités dans le *Ibbotson Cost of*

⁶²⁹ Mémoire en duplique, para. 361-372.

⁶³⁰ CER-005-FTI Reply Report, para. 11.4 et 11.34.

⁶³¹ RER-003B-Deloitte-Dommages, para. 236-263.

⁶³² RER-003B-Deloitte-Dommages, para. 255.

⁶³³ CER-005-FTI Reply Report, para. 11.54.

⁶³⁴ RER-003B-Deloitte-Dommages, para. 264-289. En réponse à un commentaire de FTI, Deloitte a remplacé les acres bruts par les acres nettes dans ses calculs. Voir RER-003B-Deloitte-Dommages, para. 290-293.

⁶³⁵ CER-005-FTI Reply Report, para. 11.64-11.66.

Capital Yearbook et certains rapports préparés par des analystes ainsi que les variations du prix de l'action de Forest Oil⁶³⁶. Comme l'explique Deloitte, le recours à ces sources d'information n'est pas approprié. Par exemple, les rapports d'analystes sont préparés à d'autres fins que l'évaluation d'un actif ou d'une entreprise et ils peuvent ne pas être impartiaux⁶³⁷.

469. Quant aux quatre rapports datés de 2008 (UBS, Canaccord, Wellington West et Fraser Mackenzie), ils évaluent les actifs du shale d'Utica en recourant à la méthode DCF, ce qui constitue en fait une manière d'introduire sous l'approche de marché des données qui relèvent de l'approche fondée sur le revenu⁶³⁸. Conséquemment, si le Tribunal est d'avis que la méthode DCF ne doit pas être utilisée pour établir la JVM des intérêts de LPRC dans le permis fluvial, il ne devrait pas tenir compte de ces rapports dans son appréciation de la valeur des intérêts de LPRC.

470. En ce qui concerne les fluctuations du prix des actions, Deloitte critique l'approche de FTI en expliquant qu'elles sont liées à la performance générale du marché et au prix du gaz plutôt qu'à un évènement isolé comme la révocation du permis fluvial⁶³⁹.

G. LPRC n'a encouru aucun coût propre au permis fluvial et l'évaluation des coûts irrécupérables (« *sunk costs* ») de la demanderesse est exagérée

471. Dans son contre-mémoire, le Canada a expliqué les raisons pour lesquelles les coûts encourus par la demanderesse ne sont pas une bonne mesure de la JVM du permis fluvial⁶⁴⁰. Comme le note Ripinsky, dans certaines industries à haut risque (comme l'exploitation du pétrole), la JVM d'un investissement peut être nulle malgré d'énormes injections de capitaux.

⁶³⁶ CER-005-FTI Reply Report, para. 11.7-11.8.

⁶³⁷ RER-003B-Deloitte-Dommages, para. 313.f.

⁶³⁸ RER-003B-Deloitte-Dommages, para. 297.

⁶³⁹ RER-003B-Deloitte-Dommages, para. 312.

⁶⁴⁰ Contre-mémoire, para. 634-643. Voir aussi **RLA-038**, Sergey Ripinsky et Kevin Williams, *Damages in International Investment Law*, Londres, British Institute of International and Comparative Law, 2008, p. 261 : « Even though the historic cost approach, complemented by an award of interest, may well be a fair way of measuring compensation, and sometimes is the best available evidence of FMV, it generally does not meet the legal requirement to make the award equivalent to the investment's FMV. »

Les sommes investies ne sont alors pas déterminantes quant au prix qu'un acheteur hypothétique serait prêt à payer pour l'investissement⁶⁴¹.

472. La demanderesse admet que les sommes investies ne représentent pas la JVM du permis fluvial⁶⁴², mais elle met tout de même de l'avant une évaluation alternative de ses dommages sur la base des coûts encourus. Une évaluation sur la base des coûts encourus est une façon de remettre l'investisseur dans la situation où il aurait été s'il n'avait pas réalisé l'investissement.

473. Dans son mémoire en réplique, la demanderesse conteste l'allocation des coûts encourus en fonction de la superficie des permis du Bloc Champlain/Bécancour faite par les experts du Canada⁶⁴³, mais elle ne démontre toujours pas en quoi il est approprié de réclamer les coûts encourus sur le territoire d'autres permis.

474. Le Canada réitère que les coûts réclamés par la demanderesse sont inappropriés puisqu'ils ne peuvent pas être directement attribués au permis fluvial.

475. Premièrement, les travaux en question ont été menés sur le territoire de trois des permis terrestres. La demanderesse n'a pas réclamé de sommes pour des travaux effectués sur le territoire du permis fluvial parce qu'elle n'en a tout simplement pas faits. Aucun permis que ce soit pour un forage ou un autre type d'activité d'exploration n'a été demandé au ministère des Ressources naturelles en ce qui concerne le permis fluvial. La demanderesse admet ce fait, mais elle suggère qu'il n'était jamais question de forer dans le fleuve à partir du territoire de ce permis. Cela ne change en rien le fait qu'elle n'a pas établi que les travaux sur les permis terrestres n'auraient pas été réalisés en l'absence du permis fluvial.

476. Deuxièmement, de nombreux éléments de preuve contredisent les allégations de la demanderesse et les affirmations de monsieur Axani quant aux frais encourus. Tel que discuté à la section I.G., il est faux de prétendre que les coûts totalisant 11 600 000 \$ n'incluent que les

⁶⁴¹ **RLA-038**, Sergey Ripinsky et Kevin Williams, *Damages in International Investment Law*, Londres, British Institute of International and Comparative Law, 2008, p. 231.

⁶⁴² Mémoire en réplique, para. 693.

⁶⁴³ Mémoire en réplique, para. 698.

sommes qui se rapportent au permis fluvial, que le territoire du permis fluvial constituait le « *sweet spot* » ou que les travaux n'auraient pas été effectués en l'absence du permis fluvial.

477. Il en résulte que la demanderesse n'a pas démontré les coûts encourus spécifiquement pour le permis fluvial. Les travaux effectués ont toujours leur utilité parce que les permis terrestres sont toujours valides et donc aucune compensation ne peut être accordée.

478. Si le Tribunal accepte que cette approche représente une base de compensation appropriée dans les circonstances, il lui incombe de déterminer quels coûts auraient été tout de même encourus en l'absence de la délivrance du permis fluvial. Le Canada maintient qu'une allocation faite selon la méthodologie utilisée par Deloitte est appropriée. Selon les calculs de Deloitte, si le Tribunal allouait les coûts encourus à l'ensemble des cinq permis en fonction de leur superficie respective, une somme de 2 300 000 \$ serait attribuable au permis fluvial. En tenant également compte de la date de délivrance du permis fluvial, le montant de la compensation serait plutôt de

██████████⁶⁴⁴.

H. Les évènements postérieurs à la révocation appuient la conclusion que la demanderesse n'a pas droit à une compensation

479. Les parties s'entendent sur le fait que l'évaluation de la JVM du permis fluvial doit se faire sur la base de l'information qui était raisonnablement prévisible pour un acheteur potentiel en date du 12 juin 2011. Toutefois, les évènements postérieurs à la révocation peuvent servir à valider les prévisions et à révéler la véritable valeur d'un investissement⁶⁴⁵. Dans le cas présent, les faits postérieurs à la révocation confirment que (1) les projets de développement mis de l'avant par la demanderesse dans le cadre de cet arbitrage sont irréalistes, (2) les prix du gaz sont sujets à un haut niveau d'incertitude et (3) la demanderesse sous-estime les risques liés à l'absence de cadre législatif et réglementaire.

480. Premièrement, tel que discuté dans la section I.A., l'existence de ressources gazières exploitables sur le territoire du permis fluvial et dans les basses-terres du Saint-Laurent n'a pas

⁶⁴⁴ RER-001B-Deloitte-Dommages, para. 106-108; RER-003B-Deloitte-Dommages, para. 316.

⁶⁴⁵ **CLA-013**, Mark Kantor, "Chapter 2: Basic Valuation Approaches", *Valuation for Arbitration* (Kluwer Law International, 2008), pp. 68-69; **RLA-038**, Sergey Ripinsky et Kevin Williams, *Damages in International Investment Law*, Londres, British Institute of International and Comparative Law, 2008, pp. 258-259

encore été démontrée et il n’y a toujours pas d’exploitation commerciale du gaz de schiste au Québec. Donc, même sans la révocation du permis fluvial, il est irréaliste de suggérer que LPRC aurait investi les sommes et les efforts nécessaires afin d’exploiter le permis fluvial et aurait réussi à le faire de façon rentable. Le fait que les permis terrestres du Bloc Champlain/Bécancour adjacents au permis fluvial n’ont toujours pas été développés appuie également cette conclusion. La demanderesse n’a pas expliqué pourquoi il en aurait été autrement avec le permis fluvial. De plus, comme le note Deloitte, il est peu probable que LPRC ait eu la capacité financière de mener à bien ce projet :

In addition, if it is decided that the calculation should place LPRC back in the position they would have been but for the revocation of the River Permit and should take into “account the particular circumstances of the Claimant” as suggested by FTI, Lone Pine’s ability to finance its project to completion should be considered. FTI’s analysis, which is based on GLJ’s analysis, implies that production would commence in 2013 with negative cash flows, i.e. losses of income were expected until 2017. We note that, in September 2013, Lone Pine and its subsidiaries filed for Companies’ Creditors Arrangement Act (“CCAA”) protection. This suggests that Lone Pine may not have had the financial wherewithal to fund the development of the River Permit Interests, or that the project would need to be self-funding. Said another way, the development of the River Permit Interests would be contingent upon the project generating positive cash flow. Lone Pine’s ability to finance the project or the project being self-funding may have, at a minimum, extended the length of time required to develop the asset, which in turn would reduce the alleged damages due to the impact of the time value of money. *In addition, based on the actual performance of the natural gas industry subsequent to the Valuation Date, the project may have been deemed uncommercial by Lone Pine and delayed indefinitely*⁶⁴⁶.

481. Deuxièmement, la chute importante des prix du gaz naturel après la date de la révocation démontre le haut niveau de risque relié aux prévisions du prix du gaz naturel et donc de tout calcul de la JVM qui se fonde sur ces projections. La chute du prix du gaz naturel aurait eu un effet significatif sur l’intérêt d’acheteurs potentiels et sur la valeur de toute ressource prospective dans le shale d’Utica incluant le permis fluvial. Comme le Canada l’a noté dans son contre-mémoire, le comité de l’ÉES-GS et le Rapport 307 du BAPE concluaient tous les deux en 2014 que l’exploitation du gaz de schiste dans les basses-terres du Saint-Laurent ne serait pas rentable pour l’industrie basé sur les prix du gaz naturel et les projections pour les 25 prochaines

⁶⁴⁶ RER-003B-Deloitte-Dommages, para. 52.

années⁶⁴⁷. En tenant compte de la chute du prix du gaz naturel, Deloitte conclut que le permis fluvial ne serait pas commercialement viable :

We further note that if FTI's calculation is updated for actual Henry Hub prices and the aforementioned updated forward curve, the FMV of the River Permit Interests would be nil as the cash flows result in a negative NPV. This indicates that the asset is no longer commercially viable, as at the Valuation Date. (see Appendix F)⁶⁴⁸.

482. Troisièmement, l'incertitude reliée à l'absence d'un cadre législatif et réglementaire au Québec était un élément important de risque pour l'industrie et qui affectait la valeur des intérêts au Québec au moment de la révocation. Le développement du cadre législatif et réglementaire que l'industrie considérait nécessaire avant de procéder au développement n'est toujours pas finalisé. Il n'est donc pas surprenant qu'aucun projet de développement ne soit en cours.

483. Accorder une compensation à LPRC sur la base d'une valeur théorique qu'aurait eu le permis fluvial, s'il n'y avait pas d'incertitude réglementaire ou de retard et si le prix du gaz naturel était demeuré élevé, placerait plutôt LPRC dans une meilleure position qu'elle ne l'aurait été sans la révocation du permis fluvial.

484. Dans les faits, si le permis fluvial de Junex n'avait pas été révoqué, les intérêts de LPRC dans ce permis n'auraient de toute façon pas eu de valeur en raison notamment de la chute du prix du gaz naturel et des retards reliés au développement du cadre législatif et réglementaire.

VII. INTÉRÊTS

A. La partie demanderesse n'a pas droit à des intérêts

485. Le Canada maintient que la question des intérêts est sans objet puisque la demanderesse n'a pas démontré l'existence de dommages résultant d'une violation du chapitre 11 de l'ALÉNA. Même si le Tribunal décidait d'accorder une indemnité à LPRI pour les dommages qu'elle allègue, cette dernière n'aurait pas droit à des intérêts.

486. Les tribunaux reconnaissent que l'attribution de dommages à une partie n'entraîne pas automatiquement le versement d'intérêts. Ceux-ci ne sont appropriés que s'ils sont nécessaires

⁶⁴⁷ R-027, BAPE, Rapport 307, Rapport d'enquête et d'audience publique, *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*, novembre 2014, p. 389.

⁶⁴⁸ RER-003B-Deloitte-Dommages, para. 51.

pour remettre la partie complètement en état. Les tribunaux doivent donc déterminer au cas par cas si les faits de l'affaire justifient le versement d'un tel montant additionnel⁶⁴⁹.

487. Le fardeau d'établir que l'attribution de dommages sans l'octroi d'intérêts afférents ne constituerait pas une réparation complète incombe à la demanderesse, ce qu'elle ne conteste pas.

488. Bien qu'elle réfère également à certaines affaires où des intérêts pré-sentence ont été accordés⁶⁵⁰, la détermination des intérêts nécessaires à la remise en état doit être faite au cas par cas et la demanderesse ne démontre pas que les faits dans ces autres affaires soient similaires à ceux de cet arbitrage.

489. Les intérêts pré-sentence visent à compenser l'investisseur pour les sommes dont il a été privé en raison de la violation d'un traité, et ce jusqu'au moment de la sentence⁶⁵¹. En l'espèce, la réparation demandée repose sur une projection des profits que la demanderesse estime qu'elle aurait obtenus n'eut été de la révocation du permis fluvial. Considérant la nature spéculative du projet et son état peu avancé, le Canada maintient qu'accorder des intérêts pré-sentence impliquerait une dose inacceptable d'arbitraire. En effet, la date de début des opérations ainsi que la date de rentabilité de la demanderesse reposent sur une pléiade de facteurs dont la réalisation était incertaine au moment de la révocation du permis fluvial. Si le Tribunal estime néanmoins que l'octroi d'intérêts pré-sentence est nécessaire, ceux-ci devraient être à caractère simple et à un taux commercial raisonnable.

490. Le Canada considère que la position de la demanderesse quant au taux d'intérêt pré-sentence est disproportionnée et injustifiée. Le taux inclus dans le calcul des dommages allégués s'apparente au coût d'emprunt plutôt qu'au taux de placement ou de réinvestissement des profits.

⁶⁴⁹ **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 »; **CLA-106**, *Windstream Energy LLC v Government of Canada*, Award (27 September 2016), para. 473; **RLA-114**, *Veteran Petroleum Limited (Cyprus) c. Russian Federation* (Affaire CPA n° AA 228), Final Award, 18 juillet 2014, para. 1653.

⁶⁵⁰ Mémoire en réplique, para. 703 et 709.

⁶⁵¹ **RLA-115**, *Bernhard von Pezold and Others c. Republic of Zimbabwe* (Affaire CIRDI n° ARB/10/15), Award, 28 juillet 2015, para. 943.

Tel que le défendeur l'expliquait dans son contre-mémoire⁶⁵², la demanderesse n'a pas démontré avoir dû emprunter des sommes afin d'investir dans le projet en cause. Le Tribunal doit éviter d'accorder des taux d'intérêts qui entraîneraient une double compensation au profit de la demanderesse⁶⁵³. En l'occurrence, la demanderesse n'a pas démontré qu'un taux d'intérêt composé était nécessaire afin de compenser les dommages allégués et qu'elle aurait, dans les faits, jouit d'intérêts composés n'eut été de la révocation du permis fluvial⁶⁵⁴.

491. Le Canada considère ainsi que seul un taux commercial raisonnable représentant les intérêts que la demanderesse aurait pu accumuler plutôt que les intérêts devant être payés sur un emprunt, saurait être appliqué. Les experts du Canada reconnaissent qu'un taux d'intérêt américain pourrait être approprié, mais ils sont toujours d'avis qu'un taux sans risque devrait être utilisé⁶⁵⁵, le cas échéant. D'ailleurs, les tribunaux arbitraux jugent adéquat d'accorder un taux d'intérêt considéré « sans risque » puisqu'il n'est pas approprié de présumer qu'un État risque de contrevenir à ses obligations en droit international⁶⁵⁶.

⁶⁵² Contre-mémoire, para. 651.

⁶⁵³ **CLA-005**, United Nations, Draft Articles on Responsibility of States for Internationally Wrongful Acts, with commentaries (2001), Article 36(33). Ce principe est d'ailleurs appliqué dans **RLA-116**, *Quiborax S.A. and Non Metallic Minerals S.A. v. Plurinational State of Bolivia* (Affaire CIRDI n° ARB/06/2), Award, 16 septembre 2015, para. 514; ainsi que dans l'affaire **CLA-090**, *Ioan Micula et al v Romania*, ICSID Case No ARB/05/20, Award (11 December 2013).

⁶⁵⁴ **RLA-114**, *Veteran Petroleum Limited (Cyprus) c. Russian Federation* (Affaire CPA n° AA 228), Final Award, 18 juillet 2014, para. 1689. Dans cette affaire, le tribunal accorde des intérêts pré-sentence simples considérant les circonstances et ce, malgré le nombre de décisions récentes accordant des intérêts composés. **CLA-083**, *CMS Gas Transmission Company v. The Argentine Republic*, ICSID Case No. ARB/01/8, Award (12 May 2005), para. 471.

⁶⁵⁵ RER-003B-Deloitte-Dommages, para. 322.

⁶⁵⁶ **RLA-117**, *Vestey Group Ltd c. Bolivarian Republic of Venezuela* (Affaire CIRDI n° ARB/06/4), Award, 15 avril 2016, para. 445.

VIII. CONCLUSION

492. Pour ces motifs, le Canada demande respectueusement au Tribunal de rejeter la totalité de la réclamation de LPRI.

493. Le Canada se réserve à une date ultérieure le droit de faire des représentations quant aux dépens.

Vendredi, le 4 août 2017

*Le tout respectueusement soumis par le
Gouvernement du Canada,*

Sylvie Tabet
Jean-François Hébert
Annie Ouellet
Eric Bédard
Sébastien Lauzier
Johannie Dallaire
Marc-André Léveillé

Direction générale du droit
commercial international (JLT)
Édifice Lester B. Pearson
125 Promenade Sussex
Ottawa, Ontario
K1A 0G2
CANADA

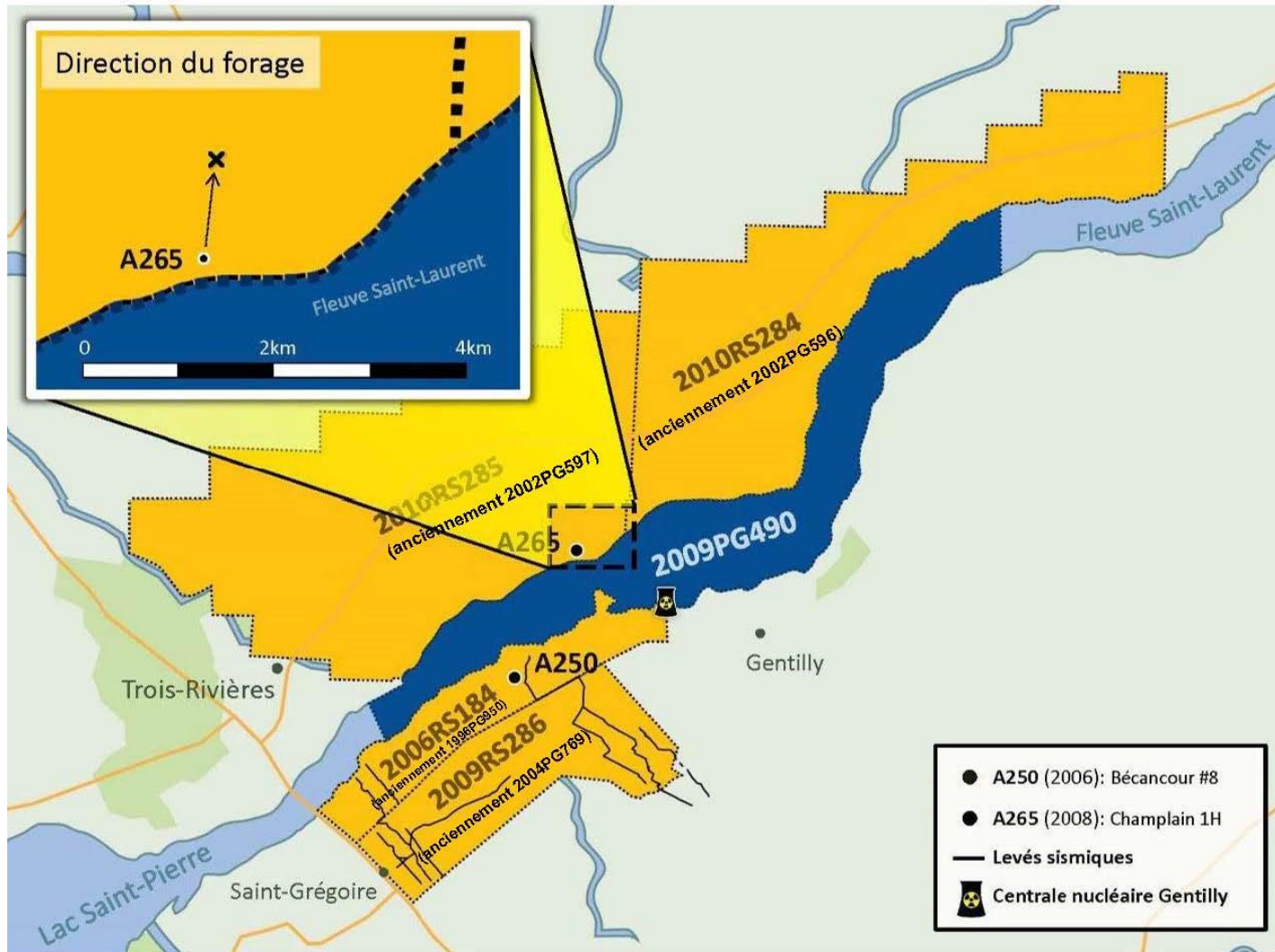


Figure 4 Carte du Bloc Champlain/Bécancour et emplacement des travaux de recherche

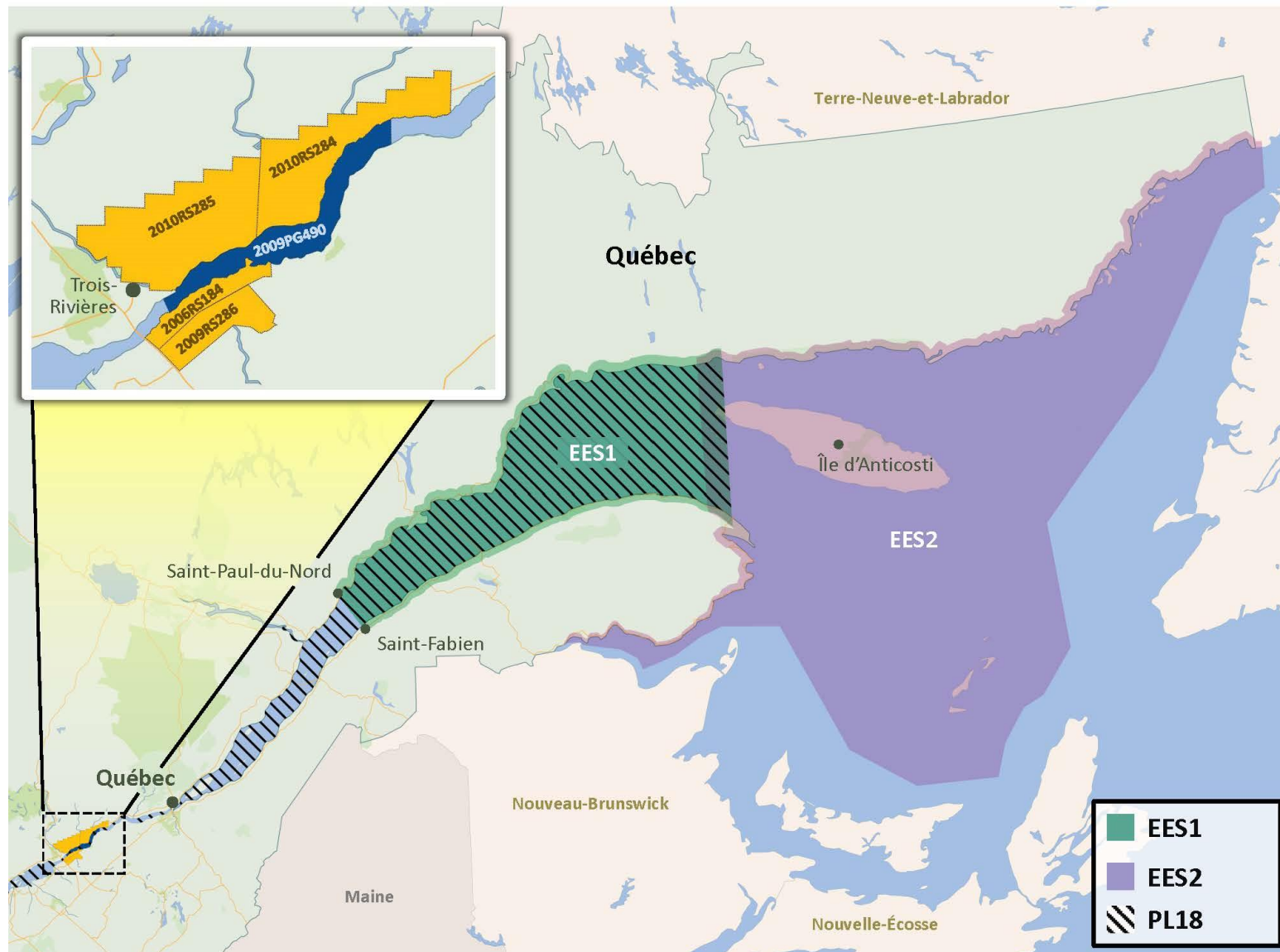


Figure 5 Territoire couvert par les ÉES en milieu marin et la Loi

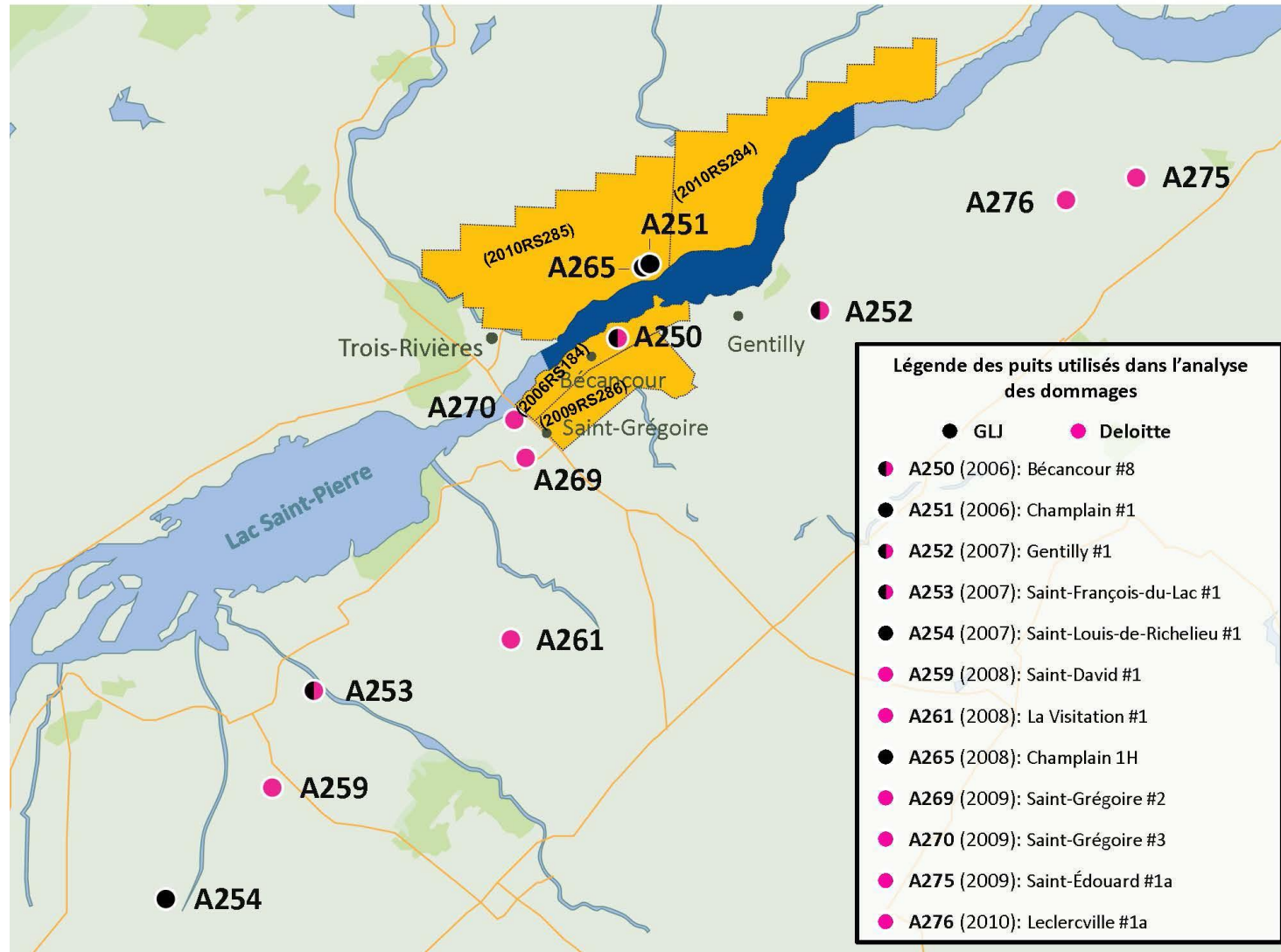
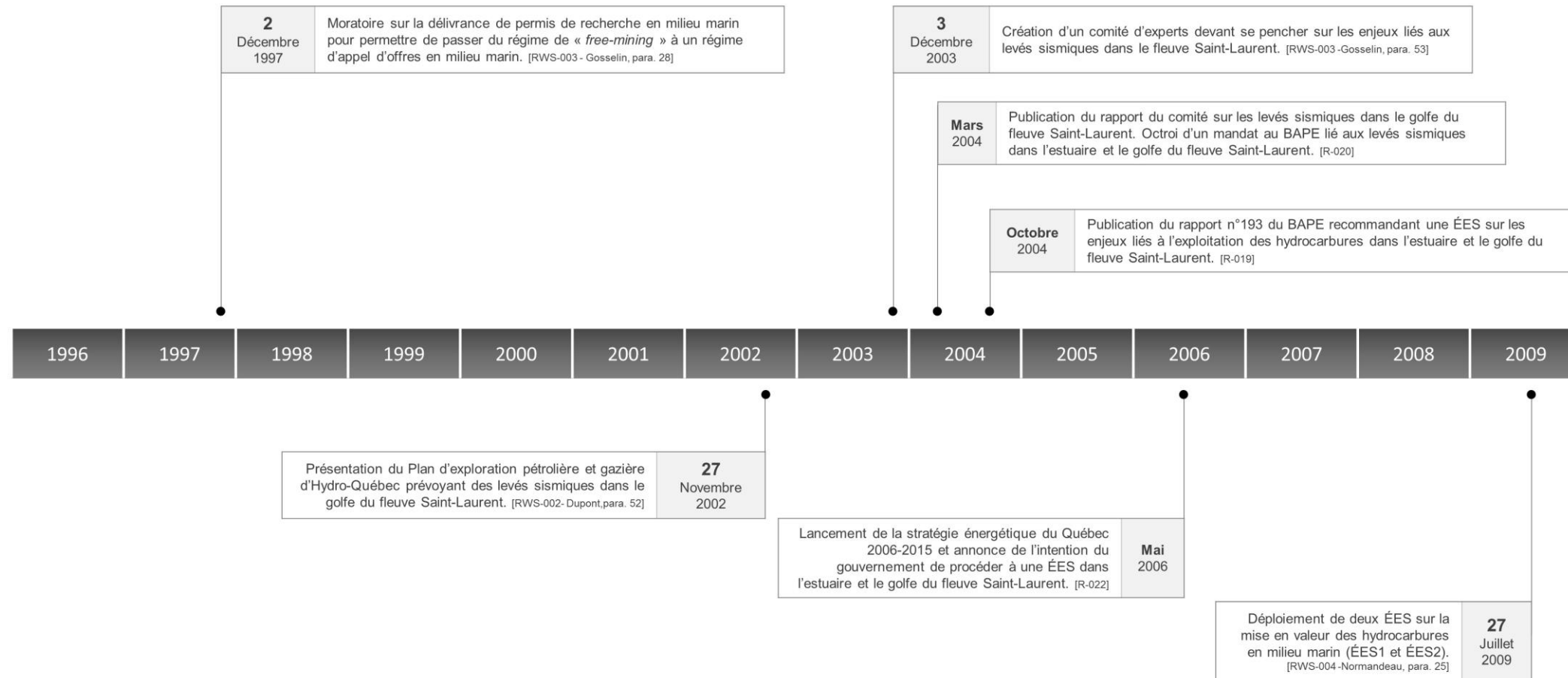


Figure 6 Puits utilisés dans l'analyse des dommages de GLJ et de Deloitte

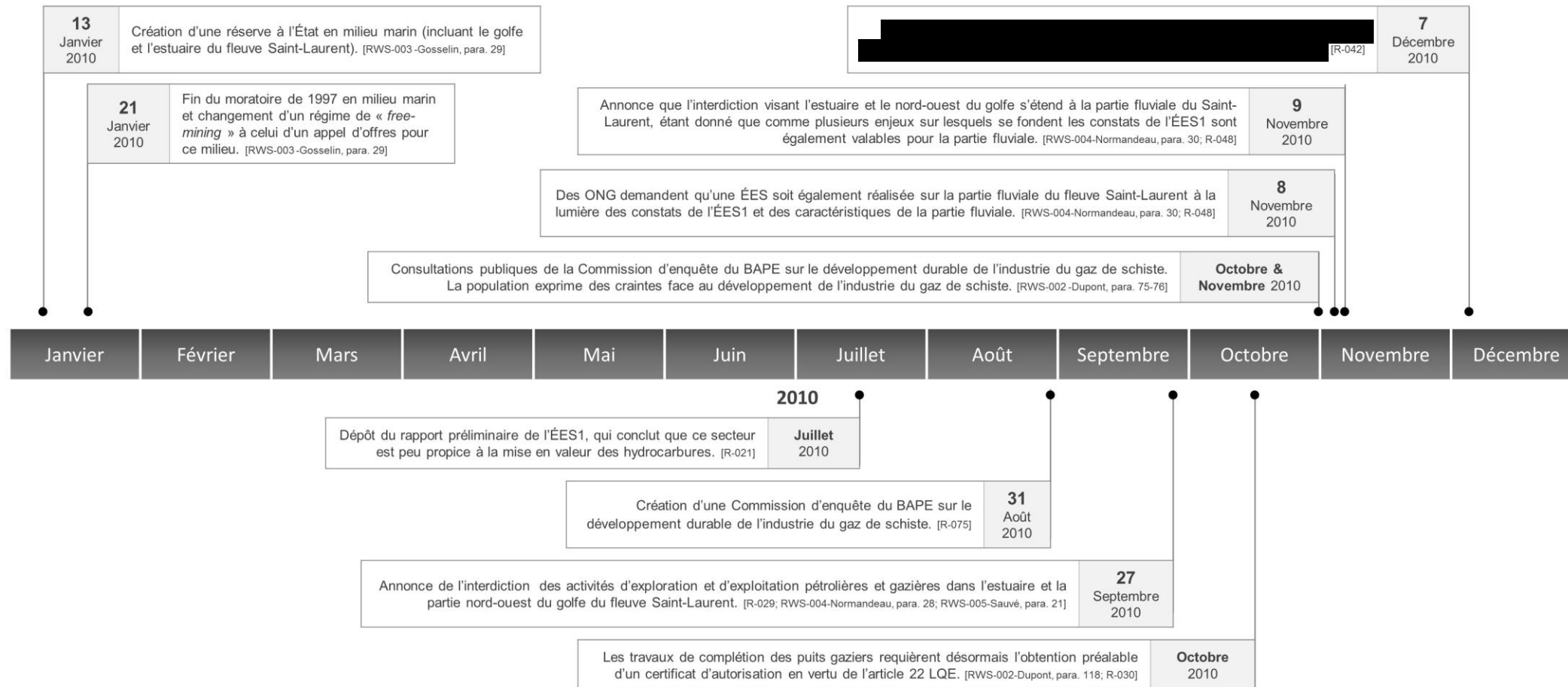
Lone Pine c Canada

Les démarches entreprises par le gouvernement du Québec pour étudier et documenter les impacts de l'exploration et l'exploitation des ressources en hydrocarbures

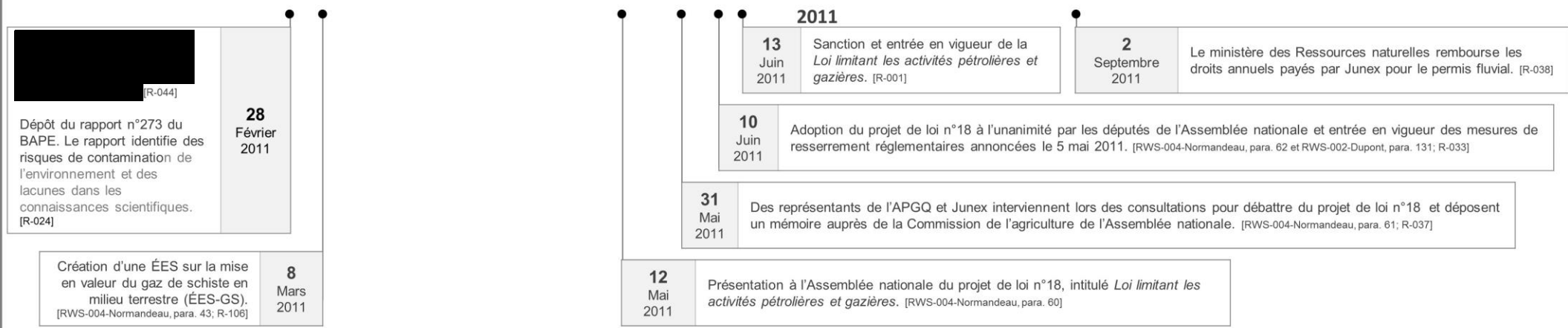
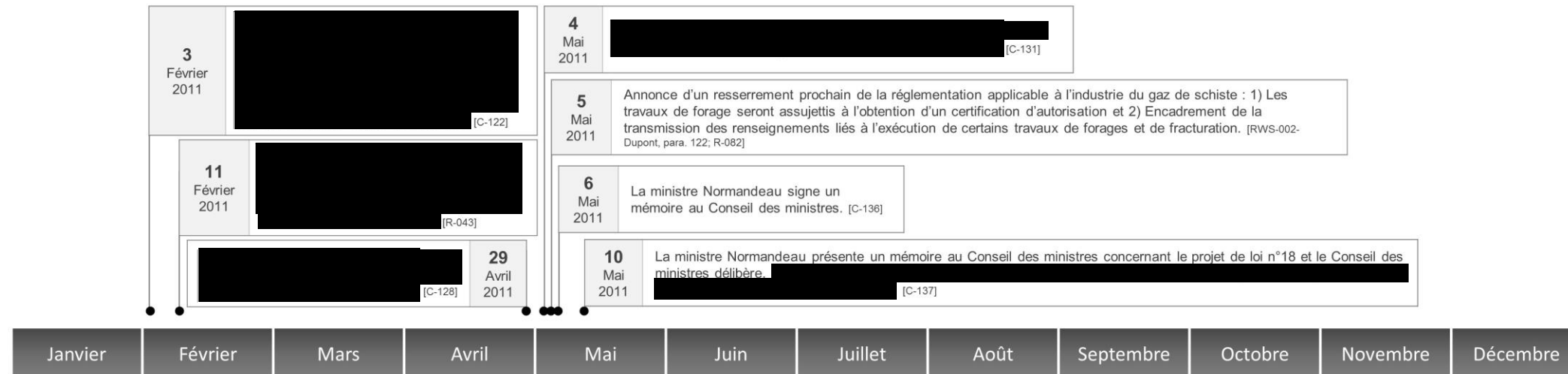
Les démarches entreprises par le gouvernement du Québec pour étudier et documenter les impacts de l'exploration et l'exploitation des ressources en hydrocarbures



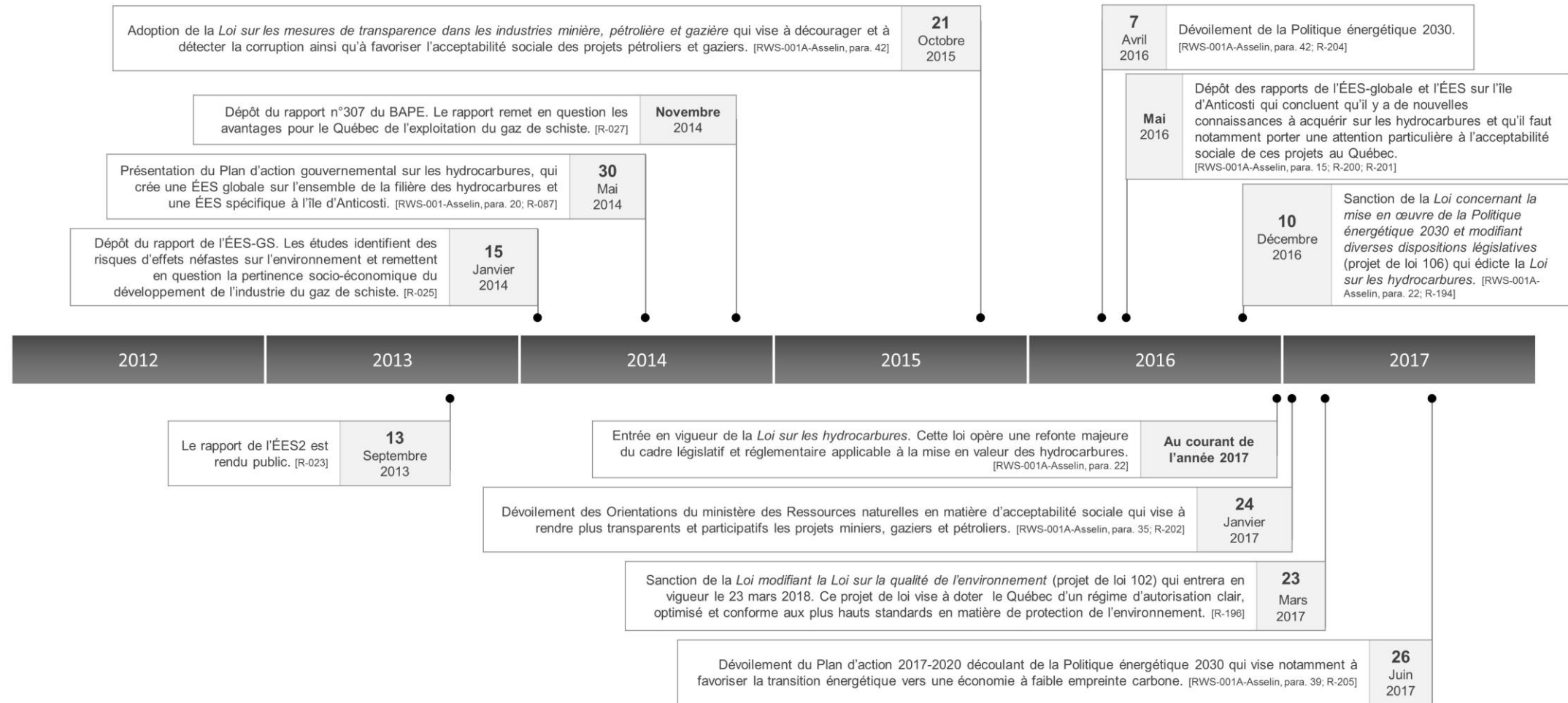
Les démarches entreprises par le gouvernement du Québec pour étudier et documenter les impacts de l'exploration et l'exploitation des ressources en hydrocarbures



Les démarches entreprises par le gouvernement du Québec pour étudier et documenter les impacts de l'exploration et l'exploitation des ressources en hydrocarbures (suite)



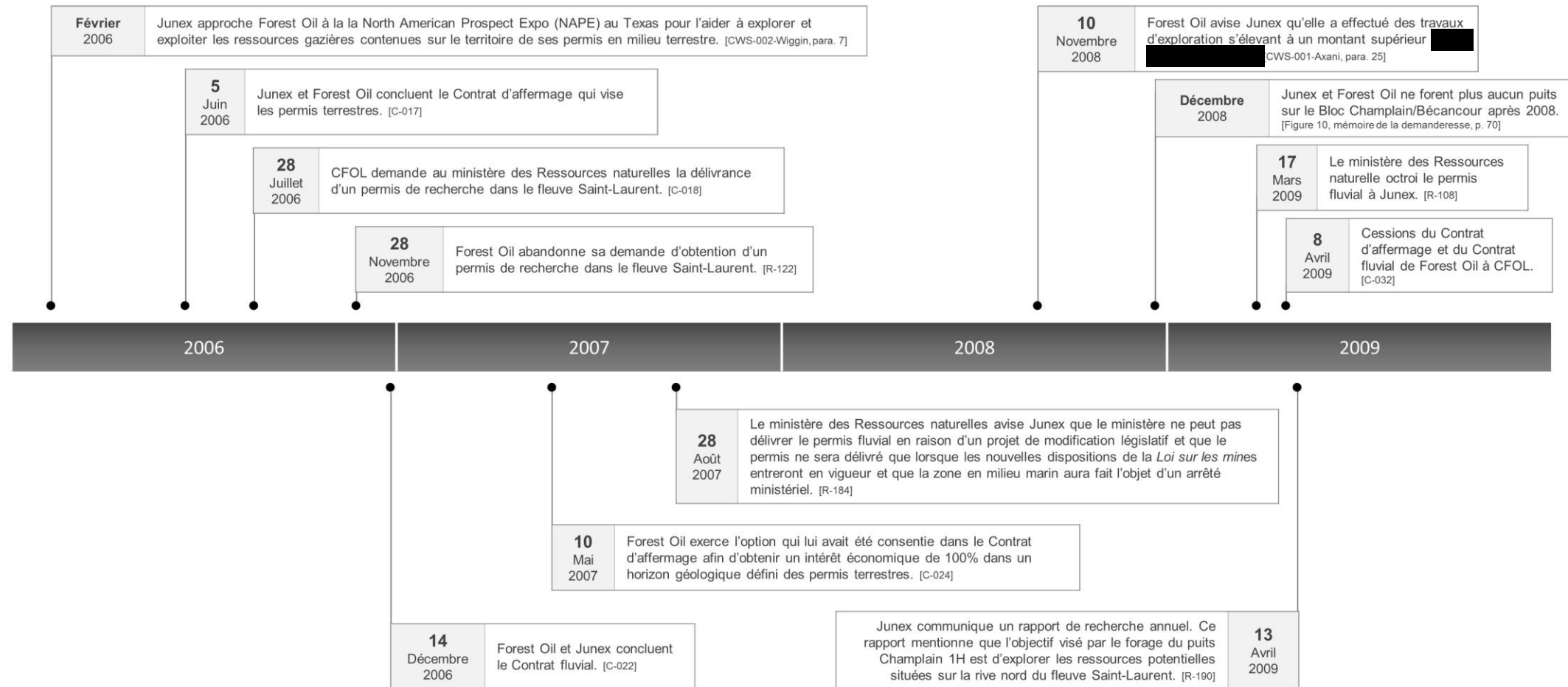
Les démarches entreprises par le gouvernement du Québec pour étudier et documenter les impacts de l'exploration et l'exploitation des ressources en hydrocarbures (suite)



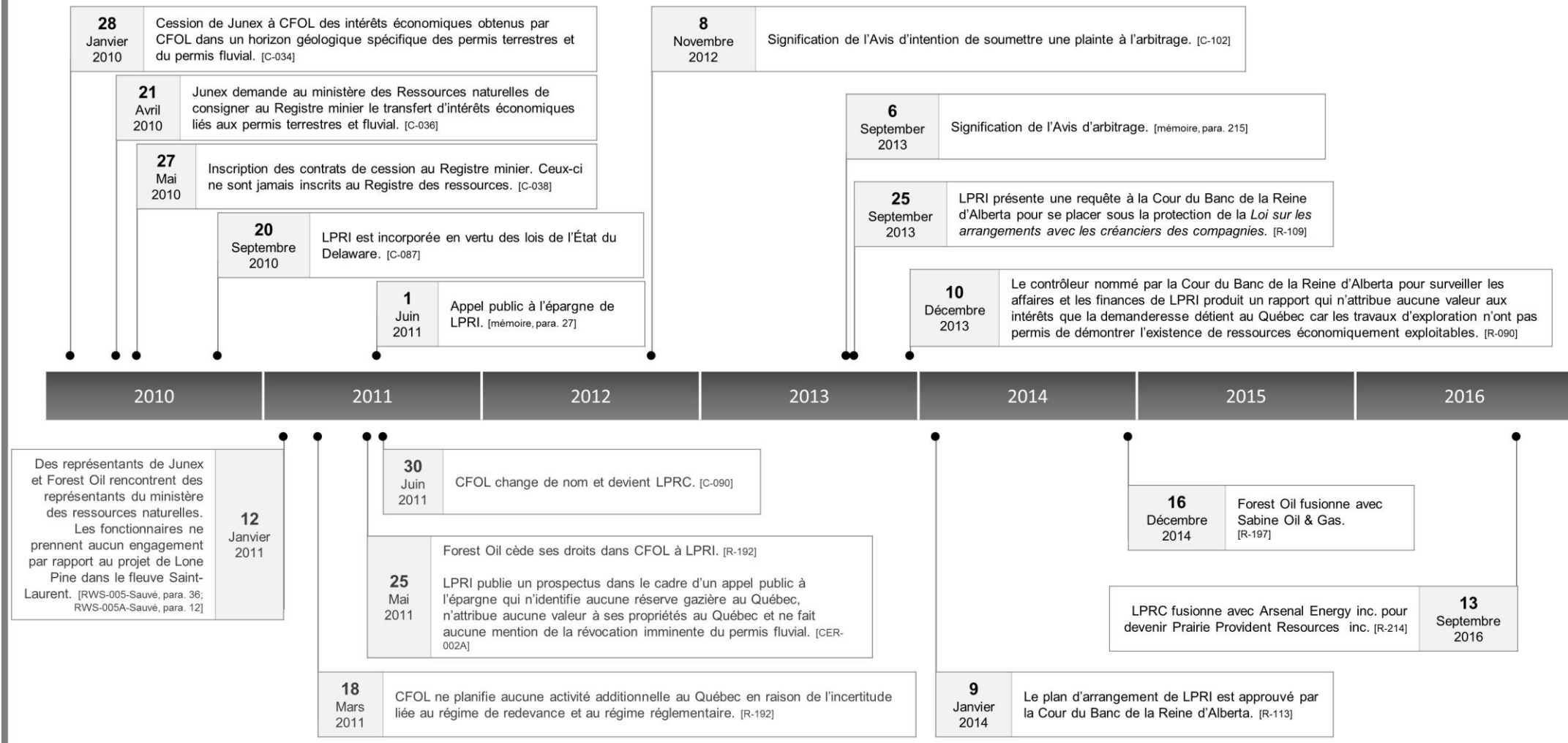
Lone Pine c Canada

Le plan de développement de Forest Oil au Québec

Le plan de développement de Forest Oil au Québec



Le plan de développement de Forest Oil au Québec (suite)



Lone Pine c Canada

Chronologie des travaux effectués sur le Bloc Champlain/Bécancour

Chronologie des travaux effectués sur le Bloc Champlain/Bécancour

