

EXAMEN
de la
Loi fédérale
sur les
hydrocarbures
par
Rowland J. Harrison, c.r.
représentant spécial
de la ministre

le 30 mai 2016

EXAMEN DE LA *LOI FÉDÉRALE SUR LES HYDROCARBURES* PAR LE REPRÉSENTANT SPÉCIAL DU MINISTRE

1.0 INTRODUCTION1
1.1 <i>Loi fédérale sur les hydrocarbures</i>1
1.2 Environnement politique, stratégique et juridique3
1.3 Nomination du représentant spécial du ministre4
1.4 Cadre de référence, processus et consultations4
1.5 Aperçu du rapport5
2.0 RÉGIME DES RESSOURCES PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES DU NORD6
2.1 <i>Souveraineté par rapport à la sécurité du régime foncier</i>6
2.2 La Couronne en tant que « propriétaire » des ressources et organisme de réglementation6
2.3 Principales lois7
2.3.1 <i>Loi fédérale sur les hydrocarbures</i>7
2.3.2 <i>Loi sur les opérations pétrolières au Canada</i>8
2.4 Conditions de permis et ententes contractuelles9
2.5 <i>Loi canadienne sur l'évaluation environnementale (2012)</i>9
2.6 Accords sur les revendications territoriales et transfert des responsabilités10
2.7 Obligation de consulter13
2.8 Politiques générales du gouvernement13
2.9 Résumé14
3.0 ORIGINES DE LA <i>LOI FÉDÉRALE SUR LES HYDROCARBURES</i>15
4.0 LE MÉCANISME DE LA LFH18

4.1 Principes sous-jacents18
4.2 Types de permis19
4.2.1 Permis de prospection19
4.2.2 Attestation de découverte importante19
4.2.3 Licences de production19
4.2.4 La « hiérarchie » des permis20
4.2.5 Autres points importants de la LFH20
4.3 Processus d’octroi des titres tel que prescrit par la Loi21
4.4 Plans de retombées économiques24
4.5 Redevances24
4.6 Fonds pour l’étude de l’environnement24
4.7 Transferts, affectations et inscription24
5.0 ADMINISTRATION DE LA LFH26
5.1 Caractère permissif ou habilitant de la Loi26
5.2 Pratiques administratives au titre de la LFH26
6.0 ÉVALUATION GÉNÉRALE DE L’EFFICACITÉ DE LA LFH28
6.1 Objectif initial de la LFH28
6.2 Contexte politique d’aujourd’hui30
6.3 Énoncé de l’objectif31
6.4 Évaluations environnementales stratégiques32
6.5 Évaluation globale34
7.0 QUESTIONS PARTICULIÈRES36
7.1 Introduction36
7.2 Durée de la période de validité du permis de prospection36

7.2.1 Dispositions actuelles	36
7.2.2 La durée maximale de la période de validité du permis de prospection devrait-elle être prolongée?	38
7.2.3 Une durée maximale révisée de la période de validité du permis de prospection devrait-elle être appliquée de façon rétrospective?	46
7.3 Régime foncier relatif aux attestations de découverte importante	48
7.4 Définition de « découverte importante »	51
7.5 Plans de retombées économiques	53
7.6 Garanties financières, capacité du soumissionnaire et approbation des transferts	54
7.7 Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE)	55
7.8 Autres enjeux	56
7.9 Enjeux n'exigeant pas de modification de la Loi	57
8.0 CONCLUSIONS ET RÉSUMÉ DES RECOMMANDATIONS	58
 ANNEXE I	
Lettre de nomination du représentant spécial du ministre	62
 ANNEXE II	
Biographie du représentant spécial du ministre	64
 ANNEXE III	
Parties consultées	66
 ANNEXE IV	
Orientation sur la portée et les processus; mandat, le 11 janvier 2016	68
 ANNEXE V	
Analyse des enjeux, le 7 mars 2016	73
 ANNEXE VI	

Liste des présentations écrites

.....79

Erratum: Dans la section 2.7 du rapport, les références à *la Charte canadienne des droits et libertés* aurait plutôt été référencée à *la Loi constitutionnelle de 1982*. En outre, à la note 71, la référence à *la partie I de la Loi constitutionnelle de 1982* aurait plutôt été référencée à *la partie II* de la Loi.

EXAMEN DE LA *LOI FÉDÉRALE SUR LES HYDROCARBURES* PAR LE REPRÉSENTANT SPÉCIAL DU MINISTRE

1.0 INTRODUCTION

1.1 *Loi fédérale sur les hydrocarbures*¹

L'exploration et l'exploitation pétrolière dans les régions du Nord et au large du Canada² sont des activités déjà anciennes. Le champ de pétrole Norman Wells dans les Territoires du Nord-Ouest a notamment commencé à produire en 1920 et continue de le faire aujourd'hui; il est considéré comme étant le plus vieux champ de pétrole en exploitation du Canada³. Le premier puits d'exploration extracôtière du Canada en mer a été foré au large de l'Île-du-Prince-Édouard en 1944⁴. Les premiers puits sur le plateau continental au large de Terre-Neuve ont été forés par battage en 1966⁵.

Dans les années 1960, l'exploration dans le Nord, dont les îles de l'Arctique, a été encouragée afin de réaliser la vision du Nord du gouvernement de l'époque⁶ et de soutenir les revendications de souveraineté du Canada dans la région⁷. Au début des années 1980, cette activité a aussi été promue, et directement subventionnée, par le régime introduit au titre du *Programme énergétique national*, pour assurer l'exploitation active des droits pétroliers et gaziers dans les terres domaniales, qui ont été décrites comme étant de plus en plus attrayantes⁸. Les activités d'exploration dans la mer de Beaufort et les îles de l'Arctique ont culminé pendant cette période, mais aucune exploitation commerciale n'a suivi, sauf le projet de Bent Horn sur l'île Cameron⁹.

¹ L.R.C. 1985, chap. 36 (2e suppl.), version modifiée.

² Ces régions étaient connues depuis 1960 comme étant des « terres du Canada », telles que définies à l'alinéa 2(1)f du *Règlement sur les terres pétrolifères et gazières du Canada* de 1960, C.P. 1960-474. Elles ont été renommées terres domaniales à l'article 2 de la LFH

³ La production actuelle du champ Norman Wells est d'environ 12 000 barils par jour.

⁴ Hillsborough no 1, foré par Island Development Co. : <http://www.gov.pe.ca/photos/original/07gasoilwells.pdf>.

⁵ Par PanAm (plus tard Amoco, maintenant BP) et Imperial Oil :

<http://www.nr.gov.nl.ca/nr/energy/petroleum/offshore/milestones.pdf>

⁶ Voir généralement, One Canada: Memoirs of the Right Honourable John G. Diefenbaker, The Years of Achievement 1957-1962 (Toronto : Macmillan of Canada, 1976).

⁷ Voir par exemple l'honorable Alvin Hamilton, ministre des Affaires du Nord et des Ressources naturelles, débats de la Chambre des communes, 10 juillet 1959, p. 5826.

⁸ Le Programme énergétique national 1980, Énergie, Mines et Ressources Canada, 28 octobre 1980, p. 45.

⁹ Le champ de pétrole Bent Horn a été découvert en 1974 et a produit un total de $4,5 \times 10^5$ m³ ou 2,8 millions de barils entre 1985 et 1996. Le champ a été abandonné avant d'avoir été totalement épuisé.

On peut faire remonter le cadre juridique de l'octroi de droits pour entreprendre ces activités pourrait remonter directement au moins jusqu'au début des années 1900, dans le cadre d'une succession ininterrompue de règlements, d'abord adoptés au titre de l'*Acte des terres fédérales*¹⁰. À partir de 1953, les règlements ont été adoptés en vertu de la *Loi sur les terres territoriales*¹¹; en 1960, elles ont été étendues aux régions extracôtières par promulgation conjointe au titre de la *Loi sur les concessions de terres domaniales*¹².

Aujourd'hui, la principale source de ce cadre pour les zones terrestres et extracôtières à l'extérieur des provinces est la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* (LFH ou la Loi)¹³. La LFH (et les documents connexes de Terre-Neuve-et-Labrador et de la Nouvelle-Écosse, comme il est indiqué ci-dessous) reflète un historique de réglementation qui s'étend sur plus d'un siècle et a été façonnée par celui-ci.

La LFH autorise l'octroi par la Couronne de droits ou de titres pour explorer, élaborer et produire du pétrole dans les régions qui relèvent de la compétence fédérale¹⁴ et qui ne sont pas couvertes par d'autres lois. La loi établit le processus par lequel ces droits peuvent être octroyés, définit les droits de base qui sont accordés par chaque type de permis, fournit une redevance à imposer sur la production et crée un fonds pour soutenir les études environnementales connexes. Toutefois, les opérations entreprises en vertu du pouvoir associé à ces droits exigent des approbations réglementaires distinctes au titre des lois d'accompagnement de la LFH, de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* (LOPC)¹⁵.

Au moment de son adoption en 1986, la LFH s'appliquait à toutes les régions du territoire du Yukon, des Territoires du Nord-Ouest¹⁶ et de l'Île de Sable, et à toutes les régions extracôtières qui ne font pas partie d'une province, jusqu'à la limite extérieure de la marge continentale¹⁷. L'application de la Loi dans certaines de ces régions a été retirée depuis au moyen de la mise en œuvre d'accords politiques subséquents.

Au large de Terre-Neuve-et-Labrador et de la Nouvelle-Écosse, l'application directe de la LFH a été respectivement remplacée par la mise en œuvre de l'Accord atlantique¹⁸ et de l'Accord Canada-Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtières¹⁹. Toutefois, ces lois symétriques

¹⁰ *L'Acte des terres fédérales, 1879* consolidé et des modifications de celui-ci en 1880 et 1881, 43 Vic., chap. 26 et 44 Vic., chap. 16. L'Acte a été abrogé en 1950 et remplacé par la *Loi sur les terres territoriales*, L.C. 1950, chap. 22, art. 26.

¹¹ *Règlements territoriaux visant le pétrole et le gaz*, C.P. 1953-525.

¹² *Règlement sur les terres pétrolifères et gazifères du Canada*, C.P. 1960-474.

¹³ Voir *supra*, note 1.

¹⁴ Cela inclut les secteurs fédéraux à l'extérieur des provinces.

¹⁵ L.R.C. 1985, chap. O-7, version modifiée.

¹⁶ À cette époque, les Territoires du Nord-Ouest incluaient le Nunavut, devenu un territoire séparé en 1999.

¹⁷ Article 2, tel qu'adopté en 1986.

¹⁸ http://www.servicenl.gov.nl.ca/printer/publications/aa_mou.pdf, version modifiée en 2005 : <http://www.gov.nl.ca/atlanticaccord/agreement.htm>.

¹⁹ <http://www.cnsopb.ns.ca/pdfs/Accord.pdf>.

fédérales-provinciales de mise en œuvre de ces accords intègrent les dispositions de la LFH; en conséquence, les principaux éléments du système de disposition des droits adopté par la LFH s'appliquent aussi aux zones extracôtières de l'Est (bien qu'avec des moyens législatifs différents).

Dans le Nord, l'application de la LFH dans les zones terrestres a été abrogée par la mise en œuvre des accords de transfert des responsabilités conclus avec le Yukon en 1993²⁰ et avec les Territoires du Nord-Ouest en 2013²¹. La Loi continue à s'appliquer au Nunavut et dans la plupart des zones extracôtières au nord du 60^e parallèle.

La responsabilité ministérielle liée à la LFH est divisée, et le ministre des Affaires autochtones et du Nord est responsable de l'administration de la Loi dans la mesure où elle s'applique au Nord. Le ministre des Ressources naturelles est responsable de l'administration de la Loi dans d'autres secteurs et est aussi le ministre fédéral responsable de l'administration de la loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique et de l'Accord Canada-Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtières.

1.2 Environnement politique, stratégique et juridique

Au cours des dernières décennies, beaucoup de choses ont changé dans l'environnement politique, stratégique et juridique du Nord, ce qui a eu des répercussions importantes sur la gestion des ressources pétrolières du Nord. Les accords sur les revendications territoriales avec les Inuvialuits de la région désignée des Inuvialuits de 1984²² et avec les Inuits de la région du Nunavut de 1993²³ incluent tous deux des dispositions concernant les responsabilités en matière de gestion des ressources fédérales dans les zones respectives des accords. Les accords de transfert des responsabilités avec le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest mentionnés ci-dessus incluent aussi des dispositions liées à la gestion fédérale des ressources pétrolières dans les zones extracôtières adjacentes.

Dans les dernières années, l'exercice des responsabilités en matière de gestion des ressources a aussi été grandement influencé par la jurisprudence changeante concernant l'obligation de la Couronne de consulter les Autochtones et de prendre des mesures d'adaptation si leurs droits peuvent être touchés.

Parallèlement à ces faits nouveaux, l'élaboration de politiques d'intérêt public est devenue de plus en plus axée sur les changements climatiques, ce qui a des répercussions sur l'exploitation des ressources du Nord. Le 10 mars 2016, le premier ministre Justin Trudeau et le président Barack Obama ont publié une *Déclaration conjointe du Canada et des États-Unis sur le climat, l'énergie et le rôle de leadership dans l'Arctique*²⁴, faisant valoir que les « émissions de gaz à effet

²⁰ <https://www.aadnc-aandc.gc.ca/fra/1369314748335/1369314778328>.

²¹ <http://devolution.gov.nt.ca/wp-content/uploads/2013/09/Final-Devolution-Agreement.pdf>.

²² http://www.inuvialuitland.com/resources/Inuvialuit_Final_Agreement.pdf.

²³ http://www.tunnngavik.com/documents/publications/LAND_CLAIMS_AGREEMENT_NUNAVUT.pdf

²⁴ <http://pm.gc.ca/fra/nouvelles/2016/03/10/declaration-conjointe-du-canada-et-des-etats-unis-climat-lenergie-et-role-de>.

de serre [...] aur[ont] une incidence disproportionnée sur la santé à long terme de l'Arctique dans son ensemble [...] » La déclaration a annoncé « un nouveau partenariat visant à saisir les occasions et relever les défis liés à l'évolution de l'Arctique », ajoutant que :

[N]ous viserons à établir une norme de classe mondiale en ce qui a trait aux activités commerciales menées dans l'Arctique (navigation, pêche, exploration et exploitation des ressources pétrolières et gazières, etc.) en fondant nos décisions et activités liées [au] développement sur des données scientifiques²⁵.

1.3 Nomination du représentant spécial du ministre

Le 10 juillet 2015, le ministre des Affaires autochtones et du Développement du Nord de l'époque a nommé Rowland J. Harrison, c.r., représentant spécial du ministre afin de réaliser un examen exhaustif des opérations de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, de prendre contact avec les groupes autochtones, les intervenants et les autres parties intéressées au besoin et de formuler des recommandations concernant la question de savoir si des modifications pourraient être apportées à la Loi dans la mesure où elle s'applique aux zones extracôtières de l'Arctique (l'Examen). La lettre du ministre datée du 10 juillet 2015 nommant un représentant spécial du ministre est jointe à l'annexe I. La biographie de celui-ci apparaît à l'annexe II.

Au début de la campagne électorale, le 4 août 2015, l'Examen du représentant spécial du ministre a été suspendu. Après l'assermentation d'un nouveau gouvernement fédéral le 4 novembre 2015, la ministre des Affaires autochtones et du Nord a confirmé la nomination du représentant spécial du ministre²⁶ et a fixé au 31 mai 2016 l'échéance du dépôt du rapport.

1.4 Cadre de référence, processus et consultations

Pour donner suite au mandat de prise de contact avec les groupes autochtones, les intervenants et les autres parties intéressées, une liste des parties à consulter a été compilée. Le représentant spécial du ministre a communiqué directement avec chacune des parties sur la liste jointe à l'annexe III et a rencontré en personne la plupart d'entre eux.

Le 11 janvier 2016, le représentant spécial du ministre a fait circuler un document d'orientation sur la portée et le processus qui est joint à l'annexe IV, tout comme le cadre de référence de l'Examen.

Après une ronde initiale de discussions en personne avec plusieurs parties intéressées, le 7 mars 2016, le représentant spécial du ministre a fait circuler un document d'analyse des enjeux, qui est joint à l'annexe V.

Le document d'analyse des enjeux invitait les parties à faire des présentations écrites au représentant spécial du ministre avant le 11 avril 2016. Une liste des présentations écrites

²⁵ *Ibid*, p. 7.

²⁶ <https://www.aadnc-aandc.gc.ca/fra/1436896797399/1436896823365>.

reçues en réponse à cette invitation est jointe à l'annexe VI. Les présentations sont disponibles sur demande à :

Direction de la gestion des ressources pétrolières et minérales
Organisation des Affaires du Nord
Affaires autochtones et du Nord Canada
819-935-2087
droits@aadnc.gc.ca

1.5 Aperçu du rapport

La LFH est une composante clé du régime global qui s'applique à l'exploration, à l'exploitation et à la production pétrolière dans le Nord. La partie 2 du rapport résume les principales composantes du régime global, définit le rôle précis de la LFH et décrit la relation de la Loi avec ces autres composantes.

Comme il a été mentionné, la LFH est la plus récente version d'un système d'octroi de droits qui a évolué sur plus d'un siècle. La partie 3 du rapport décrit les origines de la LFH dans cette évolution et l'objectif précis de la Loi de renverser certains éléments de la loi adoptée en 1980 dans le cadre du *Programme énergétique national*²⁷.

La partie 4 du rapport analyse l'idée générale et les principaux éléments de la LFH. La partie 5 décrit la pratique administrative qui est généralement suivie sous le régime de la Loi actuelle, en référence à l'application de la Loi d'une façon qui soutient les politiques du gouvernement et assume de nouvelles responsabilités légales, en particulier en lien avec les droits ancestraux et issus de traités des Autochtones.

L'évaluation par le représentant spécial du ministre de l'efficacité et du caractère approprié de la LFH fait l'objet couvre deux parties du présent rapport. La partie 6 fournit une évaluation globale de la Loi dans le contexte des politiques et des responsabilités légales actuelles. La partie 7 présente des enjeux précis qui ont été abordés pendant l'Examen.

Les conclusions globales du représentant spécial du ministre sont résumées dans la partie 8, qui contient aussi des recommandations précises.

²⁷ *Supra*, note 8.

2.0 RÉGIME DES RESSOURCES PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES DU NORD

2.1 Souveraineté *par rapport* à la sécurité du régime foncier

Les cadres juridiques pour l'octroi des droits d'exploration, d'exploitation et de production liés aux ressources pétrolières sont le fruit d'un équilibre entre les intérêts de la Couronne qui est propriétaire²⁸ des ressources, et les intérêts des entreprises qui cherchent à prendre part à ces activités. Les intérêts de la Couronne reposent sur l'optimisation du rendement de l'exploitation des ressources publiques, le « rendement » dans ce contexte incluant le rendement économique direct et le potentiel d'exploitation des ressources que le gouvernement doit utiliser pour soutenir les priorités nationales globales. En tant que souverain, l'État peut réagir aux circonstances changeantes dans l'intérêt public et est donc en mesure de changer les règles. L'intérêt principal de l'industrie, d'un autre côté, consiste à veiller à ce que les droits soient protégés et isolés dans la mesure du possible par rapport aux changements subséquents découlant des mesures prises par l'État après coup. L'impératif de l'industrie est la stabilité ou la sécurité du régime et celui du gouvernement, la réactivité, puisque l'intérêt public change constamment.

Les systèmes d'affectation des ressources visent à trouver un équilibre entre ces intérêts respectifs, en donnant des assurances concernant la sécurité du régime, tout en assurant la flexibilité, en reconnaissant qu'en définitive les gouvernements ont la responsabilité continue de maintenir l'intérêt public, soutenue par l'autorité souveraine de renier leurs engagements antérieurs, si les circonstances changeantes l'exigent.

2.2 La Couronne en tant que « propriétaire » des ressources et organisme de réglementation

Au moment d'examiner les cadres juridiques de l'exploitation du pétrole, il est important les deux rôles joués par la Couronne : (1) Elle est propriétaire de la ressource et dans cette capacité, ses intérêts, comme il a été mentionné, sont de gérer la ressource en soutenant les priorités globales à l'échelle nationale. (2) L'État a aussi des responsabilités en matière de réglementation de la sécurité, de protection de l'environnement et de conservation des ressources²⁹. Ces deux rôles peuvent être conflictuels et sont ainsi souvent séparés dans les cadres réglementaires³⁰.

²⁸ Selon la *Convention des Nations Unies sur le droit de la mer*, la Couronne détient dans les zones extracôtières, des « droits souverains » d'exploration et d'exploitation des ressources du fond marin. Ces droits ne sont pas un droit de propriété au sens habituel du terme, mais la distinction n'a aucune incidence sur le pouvoir du Canada d'adopter des lois nationales sur l'octroi de droits d'exploration et d'exploitation dans ces régions.

²⁹ À page 1 de sa présentation écrite pour le présent Examen (15 avril 2016), le gouvernement du Yukon fait référence aux deux rôles de gestion et de réglementation des ressources.

³⁰ Au lendemain de l'éclatement de la plate-forme *Deep Horizon* dans le golfe du Mexique en 2010, les fonctions du Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement des États-Unis (anciennement le Minerals Management Service) ont été réparties entre le Bureau of Ocean Energy Management et le Bureau of Safety and Environmental Enforcement : <http://www.boemre.gov/>. Dans sa présentation du 4 avril 2016 pour le présent Examen, l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) a déclaré, à la p. 5 : « La séparation du processus d'octroi des droits de la gestion des activités constitue une distinction importante que l'ACPP soutient. ».[traduction]

Le cadre juridique fédéral du Canada tient compte de ces deux fonctions. L'objet de la LFH est l'exercice du rôle de la Couronne fédérale de propriétaire de la ressource, attendu que ses responsabilités en matière de réglementation de l'exploration, de l'exploitation et de la production sont exercées principalement en vertu de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* (LOPC)³¹. La LFH traite de l'octroi par la Couronne de droits ou de titres pour explorer, exploiter et produire du pétrole, pendant que les activités entreprises dans la poursuite de ces droits sont réglementées au titre de la LOPC.

Même si la LFH et la LOPC s'appliquent parallèlement et ne peuvent pas être examinées de façon isolée l'une de l'autre, le mandat du représentant spécial du ministre était explicitement de procéder non pas à un examen direct de la LOPC, mais bien à un examen de la LFH. Le mandat exigeait toutefois que le représentant spécial du ministre prépare un rapport qui examine les lois, règlements, politiques et ententes contractuelles clés qui englobent le régime des ressources pétrolières et gazières du Nord.

2.3 Principales lois

2.3.1 *Loi fédérale sur les hydrocarbures*

L'accent de la LFH est mis sur le rôle de propriétaire de la ressource de la Couronne. Le rôle principal de la Loi est de mettre en place un cadre pour l'émission d'intérêts dans le pétrole en lien avec les terres domaniales³². « Intérêts » est le terme collectif utilisé pour les divers titres et droits qui sont prévus par la Loi³³, dont les principales formes sont les permis de prospection, les attestations de découverte importante et les permis de production. La Loi définit les droits qui sont acquis au titre de chacun de ces permis, comme il est décrit plus en détail dans les parties suivantes.

La Loi définit le processus pour l'émission d'intérêts concernant les terres de réserve de la Couronne³⁴. En général, l'émission d'un intérêt doit suivre un appel d'offres public. Toutes les conditions proposées doivent être précisées dans l'appel d'offres. L'élément central du processus est que le choix du soumissionnaire retenu doit être fondé sur un « critère unique » précisé dans l'appel d'offres³⁵.

La Loi prévoit des redevances sur la production qui doivent être fixées dans la réglementation³⁶. Elle établit aussi le Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE), dans lequel toutes les parties intéressées doivent payer un montant calculé en référence au nombre d'hectares inclus dans l'intérêt approprié³⁷.

³¹ *Supra*, note 15.

³² LFH, titre long.

³³ Article 2

³⁴ Partie II.

³⁵ Alinéa 14(3) g).

³⁶ Partie VI.

³⁷ Partie VII.

Les dispositions transitoires de la Loi ont reporté divers droits qui étaient en vigueur au moment de l'adoption de la Loi³⁸. Généralement, les titulaires d'anciens permis, d'anciens permis spéciaux de renouvellement, d'anciens accords d'exploration et d'anciennes concessions devaient négocier le remplacement des permis de prospection en vertu de la LFH³⁹. Actuellement, à l'exception de deux exceptions importantes, ces dispositions sont grandement périmées, à D'abord, lorsque les négociations pour le remplacement d'un permis de prospection ne se sont pas terminées dans le délai prévu pour une raison qui n'est pas attribuable au titulaire de l'intérêt, le ministre doit prolonger la période de négociation⁴⁰. Deuxièmement, les anciens intérêts dans les zones où une découverte importante a été faite sont convertis en attestations de découverte importante qui sont considérées comme ayant été émises au titre de la LFH⁴¹.

D'autres parties de la Loi traitent de questions connexes, y compris les transferts, les affectations et l'enregistrement des intérêts⁴², d'une part, et l'administration et l'application de la loi, d'autre part⁴³.

Comme il a été mentionné, la responsabilité ministérielle à l'égard de la LFH dans les zones qui sont soumises à ce rapport incombe à la ministre des Affaires autochtones et du Nord.

2.3.2 Loi sur les opérations pétrolières au Canada

L'accent de la LOPC, comme il est indiqué dans l'énoncé explicite de l'objet de la Loi, est la responsabilité réglementaire de la Couronne de notamment promouvoir la sécurité, la protection de l'environnement et la conservation des ressources pétrolières et gazières⁴⁴. L'article 4 interdit à toute personne de réaliser des travaux ou activités liés à l'exploration, au forage ou à la production, à la conservation, au traitement ou au transport du pétrole et du gaz dans tout secteur où la LOPC s'applique à moins que cette personne soit titulaire d'un permis d'exploitation et d'une autorisation pour chaque travail ou activité.

La distinction entre les intérêts émis au titre de la LFH et les autorisations requises au titre de la LOPC sont essentiellement analogues à la distinction entre les droits de propriété sur les terres, d'une part, et les permis de construction (y compris la conformité avec le code du bâtiment), d'autre part, qui sont exigés pour les activités de construction sur ces terres.

³⁸ Partie X.

³⁹ Articles 113 et 114.

⁴⁰ Article 115. D'anciens intérêts dans des zones faisant l'objet d'un moratoire n'ont pas encore fait l'objet de négociations en vue de leur conversion en permis de prospection au titre de la LFH.

⁴¹ Paragraphes 110(3) et 110(4). C'est en vertu de ces dispositions que nombre des attestations de découverte importante dans le Nord demeurent en vigueur.

⁴² Partie VIII.

⁴³ Partie IX.

⁴⁴ *Supra*, note 15, section 2.1.

L'autorité concernant la plupart des fonctions au titre de la LOPC est généralement conférée à l'Office national de l'énergie (Office). L'Office a aussi des fonctions précises au titre de la LFH, en lien avec les déclarations de découvertes importantes et commerciales, mais ces fonctions techniques ne confèrent pas à l'Office une autorité concernant les processus d'octroi des droits.

La LFH et la LOPC établissent un cadre juridique complet pour l'octroi par la Couronne de droits d'exploration, d'exploitation et de production des ressources pétrolières et gazières et, avec la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale de 2012*⁴⁵, pour la réglementation des activités et des opérations en lien avec ces droits.

2.4 Conditions de permis et ententes contractuelles

Les droits accordés par les permis de prospection et de production et les attestations de découverte importante au titre de la LFH sont définis par la Loi elle-même, comme il est expliqué plus en détail ci-dessous. Toutefois, un permis peut inclure des conditions supplémentaires, pourvu que celles-ci soient précisées à l'avance dans l'appel d'offres pertinent⁴⁶. D'autres conditions de permis de prospection peuvent être prévues ou convenues, tant qu'elles ne sont pas contraires à la Loi ou au Règlement⁴⁷.

Il est également mentionné que, même si les ententes contractuelles entre les titulaires d'intérêts ne sont pas contraignantes pour la Couronne, ces ententes, en particulier celles concernant des fractions d'intérêts et de multiples propriétaires, peuvent avoir des répercussions sur l'administration de la LFH et de la LOPC (par exemple, pour l'enregistrement et l'administration des intérêts au titre de la première et pour l'application des dispositions relatives à la mise en commun et à l'unification de la seconde).

2.5 Loi canadienne sur l'évaluation environnementale (2012)

Au titre de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale de 2012* (LCEE, 2012)⁴⁸, les effets environnementaux de certains projets pétroliers et gaziers désignés doivent être évalués par l'Office national de l'énergie en tant qu'autorité responsable⁴⁹. Les exigences de la LCEE, 2012 ne s'appliquent toutefois pas directement aux questions liées à la LFH.

2.6 Accords sur les revendications territoriales et transfert des responsabilités

Le paysage politique et juridique du Nord du Canada a été fondamentalement restructuré par le règlement à l'amiable et la mise en œuvre des accords liés aux revendications territoriales des Autochtones et au processus parallèle de transfert des pouvoirs fédéraux aux gouvernements territoriaux. La Convention définitive des Inuvialuits (CDI)⁵⁰ et l'Accord sur les revendications

⁴⁵ L.C. 2012, chap.19, art. 52.

⁴⁶ LFH, alinéa 14(3) c).

⁴⁷ LFH, paragraphe 24(1).

⁴⁸ *Supra*, note 45.

⁴⁹ Article 15.

⁵⁰ <http://www.irc.inuvialuit.com/about/Inuvialuit%20Final%20Agreement-Amended%20April%202005.pdf>.

territoriales du Nunavut (ARTN)⁵¹ comprennent des dispositions qui ont des répercussions pour l'administration continue de la LFH. Les accords de déconcentration des pouvoirs confirment le transfert aux gouvernements territoriaux des responsabilités en matière de gestion des ressources, avec le résultat direct que l'application de la LFH est déplacée vers les territoires. Cependant, les accords de transfert des responsabilités incluent aussi des dispositions reconnaissant un rôle continu des gouvernements territoriaux dans l'application de la LFH dans les zones extracôtières adjacentes.

Les principes de base de la CDI, « exprimés par les Inuvialuits et reconnus par le Canada », incluent le fait de « permettre aux Inuvialuits d'être des participants à part entière de la société ainsi que de l'économie nordiques et nationales »⁵². Les dispositions précises qui sont liées directement aux responsabilités de gestion des ressources fédérales comprennent le paragraphe 11(36), qui prévoit qu'aucun permis ni approbation de tout fait nouveau proposé ne devra être émis à moins que les dispositions concernant l'évaluation environnementale préalable et l'examen de la CDI n'aient été respectées. Le paragraphe 16(11) exige que les lignes directrices concernant les intérêts sociaux et économiques, notamment l'emploi, l'éducation, la formation et les possibilités d'affaires favorisant les Premières Nations, doivent être prises en considération et appliquées, dans la mesure du possible, à chaque demande de droits d'exploration, d'exploitation de production.

L'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) a formulé des commentaires dans sa présentation pour l'Examen :

Depuis la première ronde des activités extracôtières dans la mer de Beaufort (1970-1989), la conclusion et la mise en œuvre de la [CDI] a fait une différence essentielle dans les méthodes d'exploitation utilisées dans la région. La CDI donne aux Inuvialuits une participation dans tous les projets de développement économique et un rôle dans la gestion du déroulement des activités pétrolières et gazières⁵³.

Le gouvernement fédéral est aussi lié par l'Entente sur le transfert des responsabilités liées aux terres et aux ressources des Territoires du Nord-Ouest de 2013⁵⁴ conclue avec le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest. La Société régionale Inuvialuit (SRI), entre autres, est partie à l'Entente sur le transfert des responsabilités aux Territoires du Nord-Ouest. L'article 3.20 exige que le Canada et le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest, avec la participation de la SRI, entreprennent des négociations pour la gestion des ressources pétrolières et gazières dans la mer de Beaufort.

L'annexe 6 de l'Entente sur le transfert des responsabilités aux Territoires du Nord-Ouest est une entente pour la coordination et la collaboration dans la gestion et l'administration des ressources pétrolières dans la région désignée des Inuvialuits (entente de coordination). L'entente de coordination s'applique plus spécialement aux ressources

⁵¹ <http://www.gov.nu.ca/sites/default/files/files/013%20-%20Nunavut-Land-Claims-Agreement-English.pdf>.

⁵² Principes 1b).

⁵³ Présentation de l'ACPP (4 avril 2016), p. iii.

⁵⁴ <http://devolution.gov.nt.ca/wp-content/uploads/2013/09/Final-Devolution-Agreement.pdf>.

entraînent un chevauchement ou un chevauchement potentiel des ressources terrestres et extracôtières.

Dans la région du Nunavut dans l'est de l'Arctique, l'énoncé des objectifs dans le préambule de l'ARTN comprend le fait de « déterminer de façon claire et certaine [...] le droit des Inuit de participer à la prise des décisions concernant l'utilisation, l'exploitation, la gestion et la conservation des terres, des eaux et des ressources, notamment au large des côtes, [et [fournir] aux Inuit [...] des moyens de tirer parti des possibilités économiques [...] »⁵⁵. L'ARTN comprend des obligations précises en matière de consultation en lien avec l'ouverture des terres à la prospection pétrolière et en lien avec la préparation des plans de retombées économiques⁵⁶. L'ARTN prévoit le développement subséquent de l'énergie du nord et des accords miniers⁵⁷.

En 2008, l'ARTN a été complété par le Protocole de négociation du transfert des responsabilités en matière de terres et de ressources au Nunavut signé par le Canada, le gouvernement du Nunavut et Nunavut Tunngavik Incorporated (Protocole de négociation)⁵⁸. Le Protocole de négociation envisage de conclure un accord pour le transfert au gouvernement du Nunavut des responsabilités liées à la gestion des terres et des ressources, y compris spécialement pour le pétrole et le gaz, dans les régions terrestres et certaines régions extracôtières⁵⁹.

En vertu de l'Accord Canada-Yukon sur le pétrole et le gaz (Accord du Yukon) de 1993⁶⁰, le gouvernement fédéral a accepté de transférer les pouvoirs administratifs et législatifs et les responsabilités liées à la gestion des ressources pétrolières et gazières terrestres⁶¹. L'Accord du Yukon comprenait un engagement à entreprendre des négociations en vue de parachever le partage des recettes et des responsabilités administratives et législatives liées à la zone extracôtière partagée⁶². En 2008, le Canada et le Yukon ont signé un protocole d'entente concernant les dispositions provisoires de l'Accord Canada-Yukon sur le pétrole et le gaz concernant la zone extracôtière (le protocole d'entente Canada-Yukon)⁶³. Les objectifs du protocole d'entente Canada-Yukon sont entre autres d'améliorer la collaboration et la consultation dans le but de faciliter la mise en œuvre de l'Accord Canada-Yukon et de coordonner les politiques qui ont une incidence sur les questions liées à la zone extracôtière⁶⁴ en

⁵⁵ *Supra*, note 51, Préambule.

⁵⁶ Articles 27.1.1 et 27.1.2.

⁵⁷ Article 28.

⁵⁸ http://www.eia.gov.nu.ca/PDF/Devolution%20Protocol_Fr.pdf.

⁵⁹ *Ibid*, clause 3.

⁶⁰ <https://www.aadnc-aandc.gc.ca/fra/1369314748335/1369314778328>

⁶¹ Mis en œuvre en 1998.

⁶² Article 11.1.

⁶³ http://www.emr.gov.yk.ca/oilandgas/pdf/MOU_Yukon_Oil_and_Gas_Accord_Signed_Dec_2008.pdf

⁶⁴ La « zone extracôtière » est définie à l'article 3.10 de l'Accord Canada-Yukon sur le pétrole et le gaz comme étant « [l]a zone sous la mer de Beaufort à l'égard de laquelle le Canada, à la date du présent Accord, a le pouvoir d'adopter des lois et le droit de faire de la prospection et de l'exploitation pétrolière et gazière. »

plus de fournir au Yukon des possibilités de participer à la gestion des enjeux liés à la zone extracôtière⁶⁵.

Dans sa présentation liée au présent Examen, le gouvernement du Yukon a aussi fait allusion à l'énoncé de politique de 1985 du gouvernement fédéral, intitulé *L'énergie des régions pionnières canadiennes : un cadre d'investissement et de création d'emploi*⁶⁶. Cet énoncé, qui est analysé plus en détail ci-dessous⁶⁷, après une référence aux accords alors récemment conclus avec Terre-Neuve-et-Labrador et la Nouvelle-Écosse pour la gestion conjointe de la zone extracôtière⁶⁸, ajoutait ce qui suit :

Le gouvernement du Canada a un engagement clair envers le partage de la gestion avec les provinces côtières et le Nord. La structure et la portée de la gestion partagée seront des questions pour des discussions bilatérales et pourraient varier en fonction des priorités et des circonstances régionales. Les décisions énoncées ici n'anticipent pas le résultat de ces discussions et n'y portent pas préjudice. Elles définissent un cadre stratégique vaste et uniforme au sein duquel l'égalité dans la gestion partagée peut être pleinement réalisée⁶⁹.

Renvoyant spécialement à cet énoncé de 1985, le Yukon a observé dans sa présentation en vue du présent Examen :

L'engagement du Canada à l'égard de la gestion partagée (selon le principe de l'égalité des gouvernements) auprès des gouvernements du Nord est encore pertinent aujourd'hui et conforme à l'Accord de 1993⁷⁰...

Chacune de ces revendications territoriales et de ces ententes de transfert des responsabilités et l'énoncé de politique de 1985 incluent des engagements qui ont une incidence directe sur le rôle des collectivités autochtones du Nord et des gouvernements territoriaux dans les affaires qui touchent l'administration continue de la LFH et, en conséquence, chacun d'entre eux est une composante importante du régime pétrolier et gazier global du Nord.

2.7 Obligation de consulter

Depuis l'adoption de la LFH en 1986, une jurisprudence substantielle est apparue concernant les droits des peuples autochtones du Canada, comme il est énoncé à l'article 35 de la *Loi constitutionnelle de 1982*⁷¹, en particulier en lien à l'obligation légale de la Couronne de

⁶⁵ Article 1.

⁶⁶ <http://www.aadnc-aandc.gc.ca/fra/1315410409776/1315410817938>

⁶⁷ Article 6.1.

⁶⁸ Voir *supra*, article 1.1.

⁶⁹ À la page 2.

⁷⁰ Lettre de couverture datée du 15 avril 2016, p. 2.

⁷¹ Partie II de la *Loi constitutionnelle de 1982*, annexe B de la *Loi de 1982 sur le Canada* (R.-U.), ch. 11.

consulter et de prendre des mesures d'adaptation quand les droits des Autochtones peuvent être touchés. L'obligation joue maintenant un rôle particulièrement important dans le contexte de la prise de décision du gouvernement fédéral concernant l'exploration et l'exploitation des ressources naturelles, y compris l'administration de la LFH.

En plus de l'article 35 de la *Loi constitutionnelle de 1982*, nombre d'ententes sur les revendications territoriales globales comprennent une obligation contractuelle pour la Couronne de consulter les groupes autochtones quand une modification d'une loi est envisagée.

2.8 Politiques générales du gouvernement

Au moment de l'adoption de la LFH en 1986, le gouvernement a publié un énoncé de politique énonçant les objectifs de la Loi et intitulé *L'énergie des régions pionnières canadiennes : Un cadre d'investissement et de création d'emplois*⁷². Pendant le présent Examen, on s'est demandé si cet énoncé de politique est encore pertinent aujourd'hui.

De nos jours, la Loi doit aussi être appliquée dans le contexte des autres politiques générales du gouvernement, surtout concernant le Nord⁷³ et les politiques changeantes en matière de changements climatiques⁷⁴.

Dans l'administration de la Loi, le ministre doit aussi respecter la *directive du Cabinet sur l'évaluation environnementale des projets de politiques, de plans et de programmes*⁷⁵, en vertu de laquelle les ministres s'attendent à ce qu'une évaluation environnementale stratégique d'un projet de politique, de plan ou de programme soit réalisée quand le projet est présenté à un ministre ou au Cabinet pour approbation et que « l'exécution du projet pourrait avoir des incidences importantes, positives ou négatives, sur l'environnement »^{76 76}.

2.9 Résumé

Les principales composantes du régime pétrolier et gazier du Nord sont enchâssées dans la LFH et la LOPC, de même que dans la LCEE de 2012. Le régime des droits en particulier comprend aussi des conditions de permis et, dans une moindre mesure, l'examen des ententes contractuelles par les parties intéressées. En outre, la LFH doit être mise en œuvre en tenant compte des ententes sur les revendications territoriales, des ententes sur le transfert des responsabilités et des politiques et directives générales du gouvernement⁷⁷, tout en respectant les droits constitutionnels des peuples autochtones. Le régime pétrolier et gazier du Nord regroupe toutes ces composantes.

⁷² <http://www.aadnc-aandc.gc.ca/fra/1315410409776/1315410817938>

⁷³ <http://www.northernstrategy.gc.ca/index-fra.asp>

⁷⁴ <http://www.climatechange.gc.ca/default.asp?lang=Fr&n=72F16A84-1>

⁷⁵ <http://www.ceaa.gc.ca/default.asp?lang=Fr&n=b3186435-1>

⁷⁶ *Ibid.*

⁷⁷ Voir d'autres discussions à la section 6.3 ci-dessous sous Énoncé de l'objectif.

3.0 ORIGINES DE LA LOI FÉDÉRALE SUR LES HYDROCARBURES (LFH)

L'historique du cadre réglementaire de l'exploration et l'exploitation pétrolière dans les régions du Nord et au large du Canada remonte aux premières réglementations promulguées au début du XX^e siècle. L'ancêtre immédiate de la LFH fut la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* de 1982 (désignée dans les présentes par le terme « LPC, 1982 » pour éviter la confusion avec la LOPC)⁷⁸ qui mettait en œuvre les principaux éléments du *Programme énergétique national* déposé le 28 octobre 1980⁷⁹.

Au début des années 1970, le gouvernement fédéral entreprit un examen du cadre d'attribution des droits d'exploration et d'exploitation pour les régions du Nord et extracôtières⁸⁰. L'examen concluait que de vastes parties des terres du Canada étaient détenues par le moyen de permis et de concessions à long terme assortis seulement d'obligations limitées d'entreprendre des activités d'exploration à la mesure du potentiel de ces zones. Or, remplacer les droits acquis par des permis et des concessions en vigueur nécessiterait de légiférer pour imposer de nouvelles obligations.

En 1976, le gouvernement annonça son intention de réviser le régime foncier canadien, avec le dépôt d'un *Énoncé de politique au sujet d'une proposition de loi sur le pétrole et le gaz naturel et d'un nouveau règlement sur les terres pétrolifères et gazifères du Canada*⁸¹, communément appelé le Livre vert. Le projet de loi C-20 visant à mettre en œuvre la politique du Livre vert fut ensuite déposé le 20 décembre 1977, mais n'eut pas de suite.

L'initiative de révision du régime foncier a ressurgi avec le dépôt en 1980 du *Programme énergétique national* et l'adoption subséquente du projet de loi C-48 pour la LPC, 1982 qui est entrée en vigueur le 5 mars 1982.

Le but explicite de la LPC, 1982 était de remplacer les droits d'exploration existants dans les régions du Nord et extracôtières⁸² par des droits négociés. La LPC, 1982 reconnaissait implicitement qu'il s'agissait d'une acquisition forcée des droits acquis précédents en contrepartie du droit à négocier de nouveaux droits conformes à la LPC, 1982⁸³. Il était expressément établi qu'aucune indemnisation ne serait versée pour des droits acquis qui seraient remplacés par des droits octroyés en vertu de la Loi⁸⁴.

⁷⁸ Promulguée sous le code S.C. 1980-81-82-83, ch. 81, plus connue comme le « projet de loi C-48 ».

⁷⁹ *Supra*, note 8.

⁸⁰ Le régime d'octroi et de gestion des droits a ensuite été fixé dans le *Règlement sur les terres pétrolifères et gazifères du Canada*, codifié ensuite en 1961 sous l'intitulé P.C. 1961-797, à présent C.R.C., ch. 1518, généralement appelé « Règlement sur les terres du Canada ». Le règlement sur les terres du Canada reste en vigueur en vertu du paragraphe 112(1) de la LFH.

⁸¹ Énergie, Mines et Ressources Canada, mai 1976.

⁸² La plupart de ces droits prenaient alors la forme de permis ou de concessions attribués en vertu du règlement sur les terres du Canada

⁸³ LPC, 1982, article 61. Le projet de loi C-20 avait été explicite sur ce point, en incluant un chapitre titré « Abandon des droits acquis sans indemnisation ».

⁸⁴ LPC, 1982, paragraphe 61(2).

La LPC, 1982 incluait de nombreuses dispositions conférant une large latitude au ministre, en particulier pour le processus d'octroi des droits d'exploration. Les droits existants étaient donc destinés à être remplacés par un droit à négocier un contrat d'exploration avec le ministre. Aucune modalité n'était précisée pour ces contrats d'exploration, laissant ainsi au ministre un large pouvoir discrétionnaire à l'égard des conditions exigibles.

Si celui-ci proposait de conclure un contrat d'exploration sur les réserves de l'État, la Loi exigeait uniquement la publication d'un avis appelant à la présentation de propositions⁸⁵. Elle ne demandait aucunement la publication préalable des conditions, donnant là encore au ministre toute latitude à l'égard des conditions finales incluses dans un contrat d'exploration. En outre, l'avis pouvait être superflu si « le ministre ne considère pas qu'il n'est pas d'intérêt public de publier cet avis en raison de la zone ou de l'emplacement des terres du Canada qui sont disponibles, ou de la nécessité d'agir promptement »⁸⁶.

La méthode d'octroi des droits établie dans la LPC, 1982 se distinguait par son opacité et sa nature largement discrétionnaire.

En 1985, le gouvernement remarquait que le *Programme énergétique national*, incluant la LPC, 1982 avait été « sévèrement critiquée par l'industrie pétrolière et gazière, les milieux financiers et nos partenaires commerciaux »⁸⁷. Le gouvernement des États-Unis émit aussi des protestations, arguant que les droits de ses entreprises nationales avaient été expropriés sans indemnisation⁸⁸.

Dans ce contexte, le but général de la LFH était de définir une « réorientation de la politique énergétique »⁸⁹ et de traiter les aspects de la LPC, 1982 qui avaient fait l'objet de larges critiques, y compris « les pouvoirs étendus et les pouvoirs administratifs discrétionnaires conférés par cette loi [qui] ont découragé les investissements et nuï à la création d'emplois »⁹⁰. Le premier rôle de la LFH était d'établir un processus d'octroi des droits répondant aux besoins du marché, transparent et qui assurerait aux titulaires la sécurité des droits acquis, avec une nette limitation de la latitude du ministre. Parallèlement, la Loi visait à laisser à la Couronne la possibilité de déterminer des seuils relatifs au moment, à l'endroit et aux conditions d'octroi des droits.

⁸⁵ *Ibid.* article 11.

⁸⁶ *Ibid.* article 12

⁸⁷ *L'énergie des régions pionnières canadiennes : Un cadre d'investissement et de création d'emplois, supra*, note 72, p. 2.

⁸⁸ De nombreuses filiales de sociétés américaines figuraient parmi les titulaires des droits dans les régions du Nord et extracôtières.

⁸⁹ *L'énergie des régions pionnières canadiennes : Un cadre d'investissement et de création d'emplois, supra*, note 72, p. 1.

⁹⁰ *Ibid.* p. 7.

4.0 LE MÉCANISME DE LA LFH

4.1 Principes sous-jacents

Plusieurs principes sous-tendent l'approche de la LFH. Selon le premier principe, hormis quelques rares exceptions, les droits ne peuvent être attribués qu'à l'issue d'un processus d'appel d'offres transparent et concurrentiel. Cela va à l'encontre des systèmes de « concessions » (et du processus d'octroi des droits appliqué en vertu de la LPC, 1982) octroyant les droits à l'aide un processus de négociation au cours duquel les participants ne sont généralement pas informés des conditions que leurs concurrents seraient prêts à accepter. La LFH, par contre, inclut des « Dispositions générales sur l'octroi des titres » détaillées⁹¹. Or, la Loi ne contient aucune obligation de déclencher le processus d'octroi des droits, ce qui laisse au gouvernement une large latitude pour déterminer quand, où et dans quelles conditions les droits feront l'objet d'appels d'offres.

La LFH repose sur un deuxième principe selon lequel, en général, les droits octroyés doivent être sûrs, un principe qui se retrouve dans plusieurs éléments de la Loi. Par exemple, la Loi définit les droits fondamentaux attachés aux différentes formes de licences. En conséquence, ces droits fondamentaux ne peuvent être modifiés qu'en modifiant la loi. De plus, ils incluent les droits à exploiter et mettre en production toute découverte résultant de l'exploration. Ils garantissent aussi le droit de continuer à détenir toutes les découvertes significatives jusqu'à ce qu'il soit déterminé que ces découvertes sont exploitables, et ensuite de mener des activités d'exploitation et de production à partir de ces découvertes sous couvert d'une licence de production. La sécurité de ces droits est garantie par le fait que seules de très rares circonstances pourraient entraîner un impact négatif dû à l'exercice d'un pouvoir discrétionnaire subséquent.

Troisièmement, la Loi appuie la remise en circulation de zones d'exploration potentielles en indiquant qu'à l'échéance d'un permis de prospection, toutes les zones qui ne font pas l'objet d'une attestation de découverte ou d'une licence de production (autrement dit, toutes les zones situées en dehors des zones découvertes) reviennent aux terres de réserve de la Couronne et sont donc potentiellement disponibles pour être explorées par d'autres entreprises, à la suite d'un processus d'appel d'offres⁹².

Quatrièmement, la Loi prévoit des dispositions visant à faciliter la mise en œuvre du concept d'exploitation unitaire. Selon ce concept, dans l'optique de la préservation des ressources, de l'efficacité technique et de la protection de l'environnement, il est préférable qu'une entité unique exploite les réservoirs de pétrole, tout en reconnaissant l'existence possible de structures de propriété dispersées parmi les titulaires des droits à exploiter et produire à partir de certaines zones d'un réservoir quelconque. Avant l'adoption de la LFH, les titulaires devaient céder à différents moments selon la durée de leurs droits d'exploration, jusqu'à 50 % de la zone couverte par leurs droits initiaux à la Couronne, selon un schéma en damier. Les structures de propriété dispersées qui en ont résulté ne permettaient pas de formuler des plans cohérents d'exploration et d'exploitation. L'obligation de cession dans le cadre des droits d'exploration a

⁹¹ Partie II.

⁹² Paragraphe 26(6). Voir aussi *L'énergie des régions pionnières canadiennes : Un cadre d'investissement et de création d'emplois*, supra, note 72, p. 10.

été abandonnée au milieu des années 1980, avant la promulgation de la LFH. Certaines dispositions de la Loi, notamment celles autorisant la fusion de licences, encouragent et appuient le développement unitaire.

4.2 Types de permis

4.2.1 Permis de prospection

Un permis de prospection octroyé en vertu de la LFH confère le droit de prospecter et le droit exclusif d'effectuer des forages ou des essais pour chercher des hydrocarbures sur les terres visées par le permis, de les aménager en vue de la production de ces substances et d'obtenir une licence de production.

Conformément au paragraphe 26(2) de la Loi, « aucun permis de prospection ne peut excéder neuf ans ni être renouvelé ». Cependant, si le forage d'un puits a commencé dans la zone du permis avant l'expiration du permis de prospection, ce permis est maintenu « tant que le forage se poursuit avec diligence sur les terres domaniales visées et jusqu'à ce que les résultats du forage mettent en évidence une découverte importante »⁹³.

4.2.2 Attestation de découverte importante

Le dépôt d'une déclaration de découverte importante confère au titulaire d'un permis de prospection, quant aux terres visées, le droit à se voir octroyer une attestation de découverte importante pour le périmètre de la découverte, sans que le ministre ne puisse le lui refuser⁹⁴. L'attestation de découverte importante confère les mêmes droits que le permis de prospection, c'est-à-dire le droit de prospecter et le droit exclusif d'effectuer des forages ou des essais pour chercher des hydrocarbures sur les terres visées par le permis, de les aménager en vue de la production de ces substances et d'obtenir une licence de production. Contrairement au permis de prospection, l'attestation de découverte importante n'a pas de durée limitée et demeure valide tant que la déclaration de découverte importante est valide⁹⁵.

4.2.3 Licences de production

Le dépôt d'une déclaration de découverte exploitable confère au titulaire d'un permis de prospection ou d'une attestation de découverte importante, quant aux terres visées, le droit à se voir octroyer une licence de production pour le périmètre visé par la déclaration de découverte exploitable, sans que le ministre ne puisse le lui refuser⁹⁶.

⁹³ Paragraphe 27(1).

⁹⁴ Paragraphe 30(1).

⁹⁵ Paragraphe 32(3). Cet aspect des attestations de découverte importante est traité en détail dans la section 7.3 du présent document.

⁹⁶ Article 38.

En plus des droits d'exploration et d'exploitation conférés par le permis de prospection et l'attestation de découverte importante, une licence de production confère le droit de « produire... ainsi que la propriété des hydrocarbures produits » à partir des terres visées⁹⁷.

La licence de production prend effet pour une durée de vingt-cinq ans, avec prolongation automatique à la fin des vingt-cinq années⁹⁸. Le ministre dispose du pouvoir de prolonger la durée d'une licence de production après la fin de la production commerciale, « s'il est fondé à croire qu'elle peut recommencer »⁹⁹.

4.2.4 La « hiérarchie » des permis

La LFH établit une « hiérarchie » des permis, par laquelle le titulaire devrait en principe progresser depuis un permis de prospection vers une attestation de découverte importante, puis vers une licence de production. Pourtant la Loi n'exige en rien une telle progression. Par exemple, si un puits découvert et foré au titre d'un permis de prospection a donné lieu à une attestation de découverte commerciale et non de découverte importante, le titulaire du permis de prospection concerné peut obtenir directement une licence de production, sans passer par une attestation de découverte importante intermédiaire. En outre, lorsque la zone visée par une attestation de découverte importante ou une attestation de découverte commerciale inclut des réserves de l'État, le ministre peut directement déclencher un processus d'appels d'offres pour une attestation de découverte importante ou une licence de production, selon le cas, pour ces terres de réserve; cette possibilité a déjà été utilisée¹⁰⁰.

4.2.5 Autres titres régis par la LFH

Pour être tout à fait complet, il convient de noter qu'il existe d'autres types de titres en vertu de la LFH. Il existe notamment un groupe de concessions anciennes¹⁰¹, ainsi que d'anciens permis, d'anciens permis spéciaux de renouvellement ou d'anciens accords d'exploration¹⁰² octroyés initialement au titre du *Règlement sur les terres pétrolifères et gazifères du Canada*¹⁰³ ou de la LPC, 1982¹⁰⁴. Hormis les attestations de découverte importante octroyées avec des découvertes antérieures à la LFH¹⁰⁵, ces titres « anciens » ne sont pas concernés par les questions traitées dans le présent rapport. Une disposition est également

⁹⁷ Paragraphe 37(1).

⁹⁸ Paragraphe 41(3).

⁹⁹ Paragraphe 41(4).

¹⁰⁰ En 2012-2013, un appel d'offres a été lancé pour une attestation de découverte importante concernant le champ pétrolifère Bent Horn sur l'île Cameron : <https://www.aadnc-aandc.gc.ca/fra/1360881253918/1360881366965#chp1>. Aucune offre n'a été reçue.

¹⁰¹ Paragraphe 114(4).

¹⁰² Articles 112, 113 et 114 de la LFH.

¹⁰³ *Supra*, note 80.

¹⁰⁴ *Supra*, note 78.

¹⁰⁵ C'est-à-dire la plupart des attestations de découverte importante actuellement en vigueur en vertu de la LFH dans les régions du Nord.

consacrée à la licence de stockage souterrain¹⁰⁶, qui n'est pas concernée non plus par les questions traitées ici.

4.3 Processus d'octroi des titres tel que prescrit par la Loi

Comme nous le mentionnons plus haut, le processus d'octroi des droits en vertu de la LFH repose sur des principes de transparence et d'objectivité. La Loi impose plusieurs obligations détaillées qui protègent ce principe. La présente partie du rapport rappelle les dispositions pertinentes de la Loi. La partie 5 qui suit décrit les pratiques administratives en vigueur dans le cadre de ces obligations.

À de rares exceptions près, les permis en lien avec les réserves de l'État ne peuvent être octroyés qu'après la publication par le ministre d'un appel d'offres et la sélection de l'offre retenue conformément au processus prescrit par la Loi¹⁰⁷. Un appel d'offres doit inclure, entre autres, les modalités d'octroi du titre et toutes les conditions préalables à l'examen de l'offre par le ministre¹⁰⁸. Toutes ces conditions doivent être acceptées par tous les soumissionnaires.

Une obligation particulièrement fondamentale pour l'intégrité du processus précise que l'appel d'offres devra indiquer :

(g) le **critère unique** que le ministre retiendra pour l'appréciation des offres¹⁰⁹.

La loi stipule qu'une offre ne peut être retenue que si elle respecte les conditions indiquées dans l'appel et :

(b) si le choix est effectué en application du critère [unique] retenu¹¹⁰.

La conséquence de ces obligations est que tous les participants à un appel d'offres concourent dans les mêmes conditions, avec des offres évaluées sur le même critère unique.

L'intégrité du processus est encore renforcée par l'obligation pour le ministre de publier un avis indiquant les conditions de l'offre retenue¹¹¹. « Les modalités du titre octroyé doivent correspondre à celles du titre prévu à l'appel d'offres »¹¹² et faire l'objet de la publication d'un avis¹¹³.

¹⁰⁶ Article 43.

¹⁰⁷ Article 14.

¹⁰⁸ Paragraphe 14(3).

¹⁰⁹ Paragraphe 14(3). Non souligné dans l'original.

¹¹⁰ Paragraphe 15(1).

¹¹¹ Paragraphe 15(2).

¹¹² Paragraphe 15(3).

¹¹³ Paragraphe 15(4).

Si les détails du processus d'appel d'offres sont structurés dans une perspective de transparence et d'objectivité, le ministre garde néanmoins une large latitude avant le déclenchement d'un appel d'offres.

Premièrement, la Loi n'impose aucune obligation au ministre de **déclencher** le processus d'appel d'offres. La décision de lancer un appel d'offres, les facteurs à considérer pour prendre cette décision (et tout processus menant à cette décision) dépendent entièrement du pouvoir discrétionnaire du ministre.

Deuxièmement, si un appel d'offres doit préciser le « critère unique » à appliquer pour sélectionner l'offre lauréate, la Loi laisse en même temps une large latitude à la prescription d'**autres** modalités auxquelles sera soumis l'octroi du permis, à condition que ces modalités soient précisées dans l'appel d'offres et par conséquent, applicables à toutes les offres.

Troisièmement, le critère unique de soumission peut lui-même être laissé à la latitude du ministre. Si la pratique courante consistait à indiquer comme seul critère pour l'octroi des permis de prospection les avantages relatifs au travail, il est arrivé que l'engagement pécuniaire soit spécifié¹¹⁴.

Enfin, la Loi prévoit expressément que le ministre peut rejeter toutes les offres et qu'il n'est pas tenu de donner suite à un appel d'offres¹¹⁵.

La Loi indique seulement de rares circonstances permettant au ministre d'octroyer un titre en lien avec les réserves de l'État sans suivre le processus d'appel d'offres stipulé. En plus de la correction des erreurs¹¹⁶, le ministre a la possibilité d'octroyer directement un titre en lien avec les réserves de l'État :

... en échange de l'abandon par le titulaire, à la demande du ministre, de tout autre titre ou fraction à l'égard de tout ou partie des terres domaniales visées par ce titre ou fraction¹¹⁷.

Au moment de la promulgation de la LFH, on prévoyait que cette possibilité d'échanges de titres pourrait avoir une utilité dans le cadre des négociations autour des revendications territoriales autochtones.

En plus de la large latitude dont dispose le ministre à l'égard du déclenchement du processus d'octroi des droits, deux autres caractéristiques de la Loi méritent d'être retenues. D'abord, le fait que le gouverneur en conseil puisse interdire l'octroi de titres en lien avec ces terres par décret¹¹⁸. Au moment de la promulgation de cette Loi, on pensait que cette

¹¹⁴ Un engagement pécuniaire figurait en tant que critère de soumission dans l'appel d'offres relatif à une attestation de découverte importante pour le champ pétrolifère Bent Horn sur l'île Cameron en 2012-2013. Voir *supra*, note 100.

¹¹⁵ Paragraphe 16(1).

¹¹⁶ Alinéa 17(1) a).

¹¹⁷ Alinéa 17(1) b).

¹¹⁸ Paragraphe 10(1).

ordonnance d'interdiction faciliterait les négociations territoriales et contribuerait à la négociation des différends relatifs aux frontières internationales ou dans des situations particulièrement sensibles du point de vue environnemental.

Ensuite, le gouverneur en conseil peut interdire les activités sur les terres visées par un titre dans les cas suivants :

- (a) désaccord avec un gouvernement à l'égard de l'emplacement d'une frontière
- (b) problème environnemental ou social grave
- (c) conditions climatiques trop rigoureuses ou trop dangereuses pour la santé ou la sécurité des personnes ou la sécurité de l'équipement¹¹⁹.

Si un tel décret est promulgué, les obligations relatives au titre concerné sont suspendues et la durée du titre est prolongée pour la durée de validité du décret¹²⁰. Cette disposition a été intégrée à la Loi afin d'offrir un mécanisme d'officialisation des « moratoires » associés à différentes raisons, depuis des préoccupations environnementales jusqu'à des différends frontaliers.

En résumé, la LFH établit un processus transparent et objectif d'appels d'offres en vue de l'octroi des droits, tout en laissant au ministre une large latitude à l'égard du lancement du processus. Plus précisément, la latitude du ministre lui permet de déterminer quand, où et sous quelles conditions des titres en lien avec les réserves de l'État peuvent être octroyés. En outre, le gouverneur en conseil a le pouvoir d'interdire l'octroi de permis dans certaines zones désignées et d'interdire les activités dans de rares circonstances.

4.4 Plans de retombées économiques

L'article 21 de la Loi énonce qu'aucune activité ne peut être entreprise sur des terres domaniales visées par un permis, avant que le ministre n'ait approuvé un plan de retombées économiques en application de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada (LOPC)* « prévoyant l'embauche de Canadiens et offrant aux fabricants, conseillers, entrepreneurs et sociétés de services canadiens la juste possibilité de participer, compte tenu de leur compétitivité, à la fourniture de biens et services dans l'exercice d'activités »¹²¹. Des obligations plus détaillées sont formulées dans la LOPC, reliant directement les retombées économiques aux activités qui les génèrent et qui doivent être autorisées par la Loi¹²².

4.5 Redevances

La LFH réserve des redevances à la Couronne fédérale sur la production d'hydrocarbures provenant des terres visées par la Loi, et impose une obligation directe de

¹¹⁹ Paragraphe 12(1).

¹²⁰ Paragraphes 12(2) et (3).

¹²¹ LOPC, *supra*, note 15, article 5.2.

¹²² *Ibid.*

paiement des dites redevances à tous les titulaires d'une fraction de la licence de production correspondante¹²³. Les détails du mécanisme et des taux de redevance sont toutefois régis par la réglementation, et non par la loi proprement dite¹²⁴.

4.6 Fonds pour l'étude de l'environnement

La partie VII de la Loi définit le Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE) comme ayant « pour objet de financer les études prévues... relativement aux activités de prospection, de mise en valeur et de production sur les terres domaniales »¹²⁵. Les fonds sont alimentés par les versements des titulaires de titres, à hauteur d'un montant égal au produit du nombre d'hectares de terres visées par le taux fixé par le ministre de la région concernée. Le FEE est administré par le Conseil de l'étude de l'environnement nommé conjointement par les deux ministres responsables en vertu de la Loi.

4.7 Transferts, affectations et inscription

La partie VIII de la Loi traite de la constitution d'un registre public de titres et de l'enregistrement de la sûreté. La loi exige d'aviser le ministre de tout accord donnant lieu ou susceptible de donner lieu à l'aliénation d'un titre ou d'une fraction¹²⁶. Toutefois, elle n'exige pas d'approbation ministérielle pour de tels accords ou ententes.

¹²³ Partie VI.

¹²⁴ Voir *Règlement sur les redevances relatives aux hydrocarbures provenant des terres domaniales* (DORS/92-26).

¹²⁵ LFH Paragraphe 76(2).

¹²⁶ LFH Paragraphe 76(2).

5.0 ADMINISTRATION DE LA LFH

5.1 Caractère permissif ou habilitant de la Loi

Comme il a été indiqué auparavant, le cadre de base du processus d'octroi des droits en vertu de la loi est permissif, ou habilitant : la Loi n'oblige pas le ministre à déclencher un appel d'offres. De plus, elle n'impose aucune limite à la capacité du ministre de définir des conditions administratives préalables, liées soit à la procédure soit au fonds, devant être satisfaites avant que soit prise la décision de déclencher un appel d'offres. Comme dit plus haut, le ministre dispose aussi d'une large latitude pour préciser dans un appel d'offres les modalités à intégrer dans une licence. Le ministre a la possibilité de rejeter toutes les offres. La Loi laisse ainsi au ministre une large latitude pour déterminer où, quand et sous quelles conditions un permis sera octroyé dans le cadre du processus d'appel d'offres.

Enfin, la Loi inclut aussi des mécanismes d'interdiction d'octroi de titres dans des terres désignées¹²⁷ et, dans certaines circonstances, d'interdiction des activités sur des terres visées par un titre¹²⁸.

Une fois réunis, tous ces éléments de la Loi offrent une large flexibilité pour s'assurer que son application appuie les politiques fédérales pertinentes, assume les responsabilités liées aux accords de revendications territoriales et de transfert des responsabilités, et respecte les obligations légales à l'égard des populations autochtones¹²⁹.

5.2 Pratiques administratives au titre de la LFH

Dans le cadre habilitant de la LFH, une pratique courante du ministre consiste à engager diverses consultations avant de déclencher un appel d'offres, comme il est décrit dans le rapport au Parlement *Pétrole et gaz du Nord – Rapport annuel de 2015* :

Conformément aux dispositions des accords de revendications territoriales, Affaires autochtones et du Nord Canada (AANC) consulte les collectivités et les organisations autochtones au sujet des modalités de la délivrance et des questions connexes avant d'attribuer des droits. De même, le Ministère consulte et fait participer les gouvernements territoriaux et les autres ministères fédéraux qui possèdent des connaissances environnementales ou des renseignements scientifiques pertinents à l'exploration et à la mise en valeur des ressources pétrolières et gazières. Après que cette information ait été prise en compte, il se peut que les régions ouvertes à l'exploration soient modifiées¹³⁰.

¹²⁷ Paragraphe 10(1).

¹²⁸ Paragraphe 12(1).

¹²⁹ Voir <https://www.aadnc-aandc.gc.ca/fra/1100100036364/1100100036369>.

¹³⁰ *Pétrole et gaz du Nord – Rapport annuel de 2015*, déposé devant le Parlement le 5 mai 2016, <https://www.aadnc-aandc.gc.ca/fra/1462475616893/1462475684959>, p. 12. La Loi est administrée par la Direction des ressources minérales et pétrolières : <https://www.aadnc-aandc.gc.ca/fra/1100100023684/1100100023686>.

Cette pratique reflète l'ampleur de la latitude dont dispose le ministre pour déclencher le processus d'appel d'offres.

Une autre pratique administrative courante précédant le déclenchement d'un appel d'offres consiste à lancer un appel de candidatures, en vue de recevoir des demandes d'inclusion de certaines zones dans l'appel d'offres. Au cours de la sélection des terres à inclure dans un appel d'offres, le ministre doit examiner toutes les demandes, ce qui illustre la démarche de réactivité au marché de la Loi¹³¹. Toutefois, le ministre n'est pas obligé de lancer un appel d'offres pour toutes les terres ainsi demandées. La pratique de l'appel de candidatures présente un autre avantage : elle offre une occasion de recenser d'autres titres potentiellement touchés et de les prendre en compte avant de déclencher le processus d'appel d'offres.

¹³¹ LFH, paragraphe 14(2).

6.0 ÉVALUATION GÉNÉRALE DE L'EFFICACITÉ DE LA LFH

6.1 Objectif initial de la LFH

La LFH ne contient pas d'énoncé d'intention, elle est simplement introduite comme suit :

Loi visant la réglementation des titres pétroliers et gaziers sur les terres domaniales, modifiant la Loi sur la production et la rationalisation de l'exploitation du pétrole et du gaz et abrogeant la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada.

Cependant, au moment où il déposait la Loi en 1985, le gouvernement publiait aussi un énoncé de politique titré *L'énergie des régions pionnières canadiennes : Un cadre d'investissement et de création d'emplois*¹³². Le titre et la teneur de ce document indiquent clairement que l'objectif stratégique initial de la Loi, au moment de son dépôt en 1985, était une « réorientation de la politique énergétique »¹³³ en autorisant l'exploitation des ressources pétrolières des régions pionnières dans un « cadre propice à l'investissement et à la création d'emplois »¹³⁴ avec des mesures d'appui destinées à mettre en place un processus « simple, clair et soumis aux lois du marché... pour faire en sorte que le détenteur de licence effectue de façon rentable et en temps opportun ses travaux d'exploration »¹³⁵.

Dans les régions relevant du ministre des Affaires autochtones et du Nord, on constate, depuis les années 1980, un faible niveau d'activité en matière de prospection d'hydrocarbures. Effectivement, au cours des trente années écoulées depuis la promulgation de la LFH, un seul puits d'exploration avait été foré dans la mer de Beaufort au régime des nouveaux permis de prospection octroyés par la Loi¹³⁶.

En date du 31 décembre 2015, on dénombrait quinze permis de prospection en vigueur dans les zones relevant du ministre¹³⁷. Or, le nombre de permis de prospection en vigueur, le taux d'octroi de ces permis et le niveau des activités de forage ne constituent pas à eux seuls des indicateurs fiables de la réussite de la Loi à atteindre son objectif initial de promotion de l'exploration. Le potentiel géologique, la logistique et l'économie constituent des facteurs déterminants plus immédiats dans les prises de décision de l'industrie. L'efficacité de la Loi mesurée en fonction de son objectif initial – et en particulier sa confiance dans une approche « soumise aux lois du marché » – sera mieux évaluée en déterminant s'il existe des données probantes démontrant que la Loi a fait surgir des obstacles qui ont pu décourager l'investissement. La LFH présente-t-elle des barrières à l'entrée – des mesures dissuasives – déterminantes pour l'industrie, s'agissant de décider de répondre à un appel d'offres pour des permis de prospection?

¹³² *Supra*, note 72.

¹³³ *Ibid* p. 1. Veuillez vous reporter aux principes sous-jacents dans la section 4.1 ci-dessus.

¹³⁴ *Ibid* p. 19.

¹³⁵ *Ibid* p. 8 et 10.

¹³⁶ Voir plus loin à la sous-section 7.2.2, en particulier les notes 181 à 186.

¹³⁷ Dont deux permis de prospection soumis à un décret d'interdiction. *Pétrole et gaz du Nord – Rapport annuel de 2015* : <https://www.aadnc-aandc.gc.ca/fra/1462475616893/1462475684959>, p. 8.

Rien n'a suggéré au cours du présent examen que la LFH avait fait obstacle à des soumissionnaires potentiels intéressés par des droits d'exploration et d'exploitation dans les régions du Nord. Dans sa présentation, l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) déclarait :

L'ACPP approuve globalement la structure et l'administration de la LFH. Le cadre fournit clarté et stabilité pour les décisions à long terme. Le mécanisme d'octroi des droits est fonctionnel et transparent. Le système permet à la Couronne de contrôler les ressources et autorise suffisamment de souplesse pour réagir aux événements, par exemple pour s'adapter à l'évolution rapide des ententes de gouvernance¹³⁸.

Dans la lettre d'accompagnement de sa présentation, la Compagnie Pétrolière Impériale Limitée (« l'Impériale ») déclarait :

L'intention et la structure de la Loi sont fondamentalement saines et nous appuyons la continuité de la législation actuelle, y compris la hiérarchie des permis de prospection, des attestations de découverte importantes et des licences de production¹³⁹.

Dans sa présentation, Chevron Canada Limited déclarait que la LFH avait « démontré sa robustesse et sa souplesse depuis une trentaine d'années »¹⁴⁰.

Au vu de ces évaluations générales de la Loi, il semblerait que le faible niveau d'activité dans les régions du Nord depuis les années 1980 soit imputable à d'autres facteurs que la LFH. On constate qu'au large de la côte Est, où des dispositions quasi similaires s'appliquent en vertu de la législation de mise en œuvre des accords de gestion conjointe avec Terre-Neuve-et-Labrador et avec la Nouvelle-Écosse¹⁴¹, des appels d'offres ont été lancés régulièrement avec succès, débouchant sur des programmes d'exploration actifs. Dans sa présentation, l'ACPP décrivait le Canada atlantique comme disposant d'une « industrie pétrolifère et gazifère extracôtère en pleine croissance »¹⁴². Selon l'ACPP, le faible niveau d'activité dans les eaux extracôtères arctiques les dernières années est imputable à d'autres facteurs, y compris « l'escalade des coûts et la complexité croissante des activités pétrolifères et gazifères dans les eaux extracôtères arctiques du Canada atlantique »¹⁴³.

Les critiques de la loi formulées dans les présentations de participants externes à l'industrie au cours de l'examen s'inquiétaient surtout de ce qui était présenté comme des

¹³⁸ Présentation de l'ACPP (4 avril 2016), p. iv.

¹³⁹ Lettre d'accompagnement de la présentation de l'Impériale, datée du 12 avril 2016.

¹⁴⁰ Lettre de Chevron datée du 11 avril 2016.

¹⁴¹ Voir discussion *supra*, notes 18 et 19.

¹⁴² Présentation datée du 4 avril 2016, p. 6.

¹⁴³ *Ibid*, p. 7.

omissions de la Loi, plutôt que de la structure du processus d'attribution des droits proprement dit. Des recommandations ont été faites, préconisant des ajouts importants à la Loi, mais aucune remarque n'a été exprimée suggérant de remplacer la Loi ou de restructurer fondamentalement le processus d'appel d'offres.

Le représentant spécial du ministre a conclu que la LFH avait réussi à instaurer un système d'octroi des droits soumis aux lois du marché, réactif aux intérêts de l'industrie et garant de la sécurité du régime, tout en laissant à la Couronne toute latitude de déclencher ou non le processus. Au cours de cet examen, aucun élément de la Loi n'a été considéré comme constituant un obstacle à l'entrée.

6.2 Contexte politique d'aujourd'hui

L'énoncé de politique de 1985 *L'énergie des régions pionnières canadiennes* comprenait la déclaration suivante :

La gestion prudente des ressources de pétrole et de gaz du Canada constitue une importante responsabilité économique, **sociale et environnementale** des gouvernements¹⁴⁴.

Nonobstant cette référence de passage à la responsabilité sociale et environnementale, l'énoncé de politique portait presque exclusivement sur les considérations économiques, comme il est indiqué dans le sous-titre de l'énoncé : *Un cadre d'investissement et de création d'emplois*.

Comme il est indiqué précédemment¹⁴⁵, le contexte juridique et politique de gestion des ressources dans le Nord du Canada aujourd'hui est très différent du contexte de 1986, surtout en ce qui concerne le rôle de l'évolution des ententes sur les revendications territoriales, des ententes de transfert des responsabilités, des responsabilités constitutionnelles à l'égard des peuples autochtones et des politiques actuelles du gouvernement, y compris les nouvelles politiques concernant les changements climatiques.

Un aperçu du contexte politique d'aujourd'hui, surtout en lien avec la gestion des ressources pétrolières et gazières du Nord, se trouve dans le message du ministre dans le *Pétrole et gaz du Nord – Rapport annuel de 2015* au Parlement :

Le gouvernement du Canada s'est engagé à poursuivre la promotion d'un régime moderne, efficace et sécuritaire de réglementation du pétrole et du gaz qui respecte les normes environnementales mondiales dans le Nord. Nous sommes déterminés à travailler avec les Autochtones au moment d'envisager l'exploitation des ressources naturelles et nous le ferons de manière responsable et respectueuse de l'environnement. Nous poursuivrons les travaux avec nos partenaires à l'échelle nationale et internationale

¹⁴⁴ *Supra*, note 72, p. 8. Non souligné dans l'original.

¹⁴⁵ *Supra*, section 2.8.

au profit d'une économie durable dans l'Arctique, où les décisions en matière de mise en valeur des ressources se fondent sur la science, les faits et les données probantes et servent l'intérêt du public¹⁴⁶.

Compte tenu du cadre permissif ou habilitant du processus d'octroi des droits au titre de la LFH¹⁴⁷, il ne semble pas y avoir d'élément dans la Loi qui empêcherait son application à l'appui de chacune des composantes de la déclaration du ministre. La question de savoir si la Loi devrait être modifiée pour y inclure les obligations explicites reflétant le contexte de politique d'aujourd'hui constitue un autre débat.

6.3 Énoncé de l'objectif

D'après les commentaires reçus pendant l'Examen, il semble y avoir un certain malentendu sur le rôle de la LFH, en particulier quand on suggère que la Loi est liée à l'énoncé de politique de 1985 *L'énergie des régions pionnières canadiennes : Un cadre d'investissement et de création d'emplois*¹⁴⁸. Pendant que cet énoncé expliquait le contexte de politique et l'objectif de la Loi tel que présenté par le gouvernement du moment, la Loi n'est pas officiellement liée à l'énoncé de 1985; au contraire, elle s'est révélée assez flexible pour les priorités et politiques nationales changeantes, comme celles indiquées dans la déclaration du ministre citée ci-dessus. Aussi, comme il a été mentionné ci-dessus, dans les faits, la Loi est administrée pour tenir compte d'autres priorités en plus de celles qui ont fait l'objet de l'énoncé de politique de 1985, y compris les préoccupations environnementales et la participation des collectivités autochtones. En effet, l'un des points forts de la Loi est la flexibilité liée à son administration en lien avec les priorités nationales qui peuvent changer au fil du temps.

Cela dit, le représentant spécial du ministre a conclu que la Loi serait améliorée par l'ajout d'un énoncé d'intention. Un tel énoncé devrait refléter explicitement la responsabilité du gouvernement de prendre en considération – et d'équilibrer – les responsabilités économiques, sociales et environnementales (y compris l'obligation de collaborer avec les peuples autochtones), sous forme d'abréviation, les principaux éléments du message du ministre mentionné ci-dessus. Un tel énoncé devrait également faire allusion à l'intégration du savoir autochtone dans l'administration de la Loi.

L'inclusion d'un énoncé d'intention dans une loi de ce genre est considérée comme étant une bonne pratique législative. Ces déclarations peuvent améliorer la compréhension générale de la loi et fournir des indications précieuses pour son administration. Il est mentionné que la loi d'accompagnement de la LFH, la LOPC, inclut un tel énoncé¹⁴⁹.

¹⁴⁶ *Supra*, note 130, p. 3.

¹⁴⁷ Comme il est indiqué ci-dessus dans la section 5.1.

¹⁴⁸ *Supra*, note 72.

¹⁴⁹ LOPC *précitée*, note 15, article 2.1.

RECOMMANDATION 1

Il est recommandé que la LFH soit modifiée pour y inclure un énoncé d'intention général et durable, afin de prendre en compte les priorités nationales qui pourraient évoluer.

6.4 Évaluations environnementales stratégiques

Plusieurs présentations reçues pendant l'Examen signalaient l'absence dans la LFH de toute exigence d'évaluation environnementale à réaliser avant d'entreprendre le processus d'appel d'offres. La présentation d'Ecojustice Canada indiquait que « cette lacune entraîne un déphasage du Canada par rapport aux pratiques exemplaires internationales que toute autre administration comparable a adoptées » [traduction]¹⁵⁰.

Les évaluations environnementales d'activités et de travaux précis au titre de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale de 2012* et, dans la région désignée des Inuvialuits, conformément à la *Convention définitive des Inuvialuits*. Toutefois, il n'y a aucune exigence législative directe pour une évaluation environnementale qui doit être entreprise avant de procéder à un appel d'offres ou à l'octroi d'un permis au titre de la LFH.

Même si cela n'est pas exigé par la Loi, les conséquences environnementales potentielles de l'octroi de permis sont prises en considération dans les politiques et les processus existants. Comme il est indiqué, la pratique d'Affaires autochtones et du Nord Canada (AANC), avant de procéder à un appel d'offres, est de consulter les organisations et les collectivités autochtones, les gouvernements territoriaux et d'autres ministères fédéraux avec des renseignements environnementaux et scientifiques liés à l'exploration et à l'exploitation du pétrole et du gaz¹⁵¹.

En outre, comme il est indiqué ci-dessus, AANC est sujet à la *directive du Cabinet sur l'évaluation environnementale des projets de politiques, de plans et de programmes*¹⁵², dans le cadre de laquelle une évaluation environnementale stratégique du projet de politique, de plan ou de programme doit être réalisée quand le projet est présenté à un ministre ou Cabinet individuel et quand l'exécution du projet peut avoir des « incidences importantes sur l'environnement ». Conformément à la *Directive*, les ministères et organismes sont également « encouragés à procéder à des évaluations environnementales stratégiques pour d'autres projets de politique, de plan ou de programme quand les circonstances le justifient »¹⁵³.

¹⁵⁰ Présentation d'Ecojustice Canada (11 avril 2016), p. 3. Les administrations comparables qui ont adopté Ecojustice sont la Norvège, le Groenland et les États-Unis.

¹⁵¹ *Pétrole et gaz du Nord – Rapport annuel de 2015*, supra, note 130, p. 10.

¹⁵² <http://www.ceaa.gc.ca/default.asp?lang=Fr&n=b3186435-1>.

¹⁵³ Dans sa présentation (11 avril 2016), p. 7, Ecojustice Canada a affirmé qu'AANC n'a pas suivi cette Directive.

Il y a d'importants antécédents d'évaluations et d'études environnementales dans le Nord¹⁵⁴. Les plus récentes de celles-ci, l'évaluation environnementale régionale de Beaufort (EERB)¹⁵⁵, a soutenu « l'engagement continu [du gouvernement] envers l'exploitation durable et responsable des ressources [...] » [traduction]¹⁵⁶. L'EERB s'est terminée en mars 2015.

Récemment, la Société régionale inuvialuit et le Conseil Inuvialuit de gestion du gibier ont proposé conjointement une évaluation environnementale stratégique régionale (ÉESR) dans la région désignée des Inuvialuits¹⁵⁷. Dans sa présentation écrite au représentant spécial du ministre, l'Imperial a déclaré ce qui suit :

Imperial croit que le moment est venu de procéder à une ÉESR de la mer de Beaufort et soutient totalement la lettre du 8 mars 2016 de la Société régionale inuvialuit et du Conseil Inuvialuit de gestion du gibier...¹⁵⁸

BP Canada (BP) a formulé le commentaire suivant :

[Une ÉESR à l'échelle de la mer de Beaufort] pourrait fournir des renseignements utiles pour atténuer les impacts sur l'environnement à un niveau cumulatif régional en plus de fournir des renseignements sur la préservation des valeurs et de l'identité culturelle locales. Fait important, un processus plus efficace pourrait être utile aux évaluations environnementales de projets distincts qui s'appuient sur les constatations et les conclusions de l'ÉESR...¹⁵⁹

La valeur des évaluations environnementales stratégiques est largement acceptée. Le Conseil de l'Arctique recommande leur utilisation « sur une base régionale pour déterminer les incidences potentielles sur l'environnement de l'activité humaine, y compris l'ouverture des zones pour le pétrole et le gaz » [traduction]¹⁶⁰.

Quoi qu'il en soit, comme il a été mentionné, la LFH n'exige pas qu'une évaluation environnementale stratégique soit entreprise avant de procéder à un appel d'offres. En même temps, il est mentionné que la Loi ne contient aucune disposition limitant la capacité du ministre à exiger – et à déterminer la portée – de telles évaluations comme pratique administrative,

¹⁵⁴ <https://www.aadnc-aandc.gc.ca/fra/1310570943643/1310572541138>.

¹⁵⁵ <http://www.beaufortrea.ca/>

¹⁵⁶ Message de la ministre, *Pétrole et gaz du Nord – Rapport annuel de 2015*, supra, note 130.

¹⁵⁷ Lettre conjointe adressée à six ministres fédéraux, datée du 8 mars 2016.

¹⁵⁸ Présentation de l'Imperial (12 avril 2016), p. 42.

¹⁵⁹ Présentation de BP Canada (12 avril 2016), p. 4-5.

¹⁶⁰ *Lignes directrices sur l'exploitation pétrolière et gazière dans l'Arctique* (2009), <https://oarchive.arctic-council.org/bitstream/handle/11374/63/Arctic-Guidelines-2009-13th-Mar2009.pdf?sequence=1&isAllowed=y>, p. 17.

compte tenu du vaste pouvoir discrétionnaire prévu par la LFH pour entreprendre le processus d'appel d'offres.

Il serait toutefois préférable de convertir l'exigence relative aux évaluations environnementales stratégiques en obligation législative, comme exigence préalable avant d'entreprendre le processus d'octroi des droits. Comme il est indiqué par Greenpeace, « le fait d'intégrer l'exigence dans la loi fournirait une plus grande assurance que le gouvernement suivra réellement cette pratique exemplaire, maintenant et dans l'avenir »¹⁶¹. Ecojustice Canada a soutenu que « les énoncés de politique seuls fournissent une certitude et une responsabilisation suffisantes pour garantir que les exigences de l'évaluation environnementale stratégique sont mises en œuvre de façon efficace et équitable » [traduction]¹⁶².

RECOMMANDATION 2

Il est recommandé que la LFH soit modifiée pour exiger qu'une évaluation environnementale stratégique intégrant la zone pour laquelle on propose de publier un appel d'offres soit réalisée et prise en considération par le ministre avant la publication de l'appel d'offres.

6.5 Évaluation globale

Même si certains des participants au présent Examen ont soutenu qu'il y a des omissions importantes dans la LFH, personne n'a laissé entendre que le cadre global de la LFH n'est plus approprié pour la gestion des droits de prospection, d'exploitation et de production de pétrole dans les zones sous la responsabilité de la ministre des Affaires autochtones et du Nord. La Loi a permis à la ministre de gérer le processus d'octroi des droits de façon à soutenir les priorités nationales changeantes et à permettre des ententes de gouvernance changeantes dans le Nord, tout en donnant à l'industrie la confiance dans l'intégrité du mécanisme et la sécurité du régime de droits accordés au titre de la Loi. Personne n'a suggéré que, jusqu'à ce point, la Loi constitue un obstacle à l'entrée des entreprises intéressées à acquérir des droits. Bien que la Loi réagisse au marché, la ministre conserve néanmoins le contrôle unilatéral sur l'endroit, le moment et les conditions pour les zones de rejet applicables à l'octroi de permis au moyen du processus d'appel d'offres.

Dans l'ensemble, l'industrie soutient la Loi. Nombre des présentations des gouvernements et des organismes, en plus de soulever les enjeux liés à des dispositions précises de la Loi, traitaient principalement des lacunes ou omissions perçues dans la Loi actuelle, plutôt que du cadre global de la Loi.

¹⁶¹ Présentation de Greenpeace Canada (13 avril 2016), p. 10.

¹⁶² Présentation d'Ecojustice Canada (11 avril 2016), p. 8.

De la même façon, nombre des présentations des organisations non gouvernementales (ONG) insistaient pour dire que la Loi devrait exiger expressément que certaines questions soient abordées avant que le processus d'octroi des droits soit entrepris.

Le représentant spécial du ministre a conclu qu'il n'est pas nécessaire de procéder à une restructuration complète de la LFH. Cependant, la Loi pourrait être améliorée par l'ajout de certaines dispositions, comme il a été mentionné dans la présente partie et dans les parties suivantes de notre Rapport. Un certain nombre de questions précises pourraient aussi être abordées si un projet de loi modifiant la Loi était présenté au Parlement, même si la plupart de celles-ci ne sont pas essentielles au maintien de l'efficacité de la Loi¹⁶³.

Nombre des questions soulevées par l'industrie, les gouvernements et les organismes de même que par les ONG pourraient être abordées au moyen de l'adoption de politiques et procédures nouvelles ou révisées dans le cadre de la Loi actuelle. Cela est particulièrement vrai des étapes qui devraient être requises avant de procéder à l'appel d'offres, selon l'insistance de certains intervenants. La compréhension de la Loi et la confiance dans son administration seraient améliorées grâce à l'adoption d'énoncés officiels de politique, de processus et d'orientation.

RECOMMANDATION 3

Si l'on décidait de procéder aux modifications législatives proposées de la LFH, il est recommandé que des énoncés officiels de politique et d'orientation soient adoptés, afin d'être appliqué dans le cadre de la Loi actuelle.

¹⁶³ La question précise de l'augmentation potentielle de la durée maximale des permis de prospection exigerait une modification législative, comme il a été mentionné dans la section 7.2 ci-dessous.

7.0 QUESTIONS PARTICULIÈRES

7.1 Introduction

La présente partie du rapport aborde les questions précises soulevées pendant l'Examen. La plus importante de celles-ci est liée à la durée maximale des permis de prospection et au régime indéfini des attestations de découverte importante. Ces deux questions seront abordées en premier.

7.2 Durée de la période de validité du permis de prospection

7.2.1 Dispositions actuelles

Le paragraphe 26(2) de la LFH prévoit ceci :

Sous réserve du paragraphe (3) et de l'article 27, aucun permis de prospection ne peut excéder neuf ans ni être renouvelé.

Le paragraphe comporte deux éléments clés : premièrement, sous réserve d'exceptions limitées, il prévoit une durée maximale absolue de neuf ans; deuxièmement, il interdit expressément tout renouvellement.

Le paragraphe 26(3) prévoit une exception limitée pour la transition des permis de prospection qui avaient été négociés avant le 20 décembre 1985¹⁶⁴. Une autre exception est enchâssée dans l'article 27, qui prévoit que, lorsque le forage d'un puits sur des terres visées par un permis de prospection a commencé avant la date d'expiration du permis, celui-ci demeure en vigueur tant que le forage de ce puits se poursuit avec diligence et jusqu'à ce que les résultats du forage mettent en évidence une découverte importante.

Une autre exception limitée à l'interdiction explicite de renouveler un permis de prospection est énoncée au paragraphe 12(3). Au titre du paragraphe 12(1)¹⁶⁵, le gouverneur en conseil peut adopter un décret interdisant les activités dans certaines circonstances. Le paragraphe 12(3) prévoit que, par dérogation aux autres dispositions de la présente loi, la durée de tout « titre » (qui, par définition, comprend les permis de prospection)¹⁶⁶, et la période d'exécution de toute obligation liée à ce titre, soient prolongées pour la durée de validité du décret.

Tout renouvellement proposé de la durée du permis de prospection non visé par ces exceptions limitées pourrait ne pourrait pas être mis en œuvre sans modifier le paragraphe 26(2) de la Loi.

¹⁶⁴ Il s'agit d'une disposition transitoire dont la date est celle où la Loi a été déposée à la Chambre des communes. La disposition est dépassée.

¹⁶⁵ Mentionné ci-dessus aux notes 119 et 120.

¹⁶⁶ Article 2

D'après la lettre datée du 17 décembre 2014, la Compagnie Pétrolière Impériale Limitée et BP Canada, au nom de la coentreprise dans la mer de Beaufort (CEMB), a présenté une demande au ministre des Affaires autochtones et du Développement du Nord du Canada de l'époque pour que les permis de prospection EL476 et EL477, couvrant des secteurs dans la mer de Beaufort, soient prolongés jusqu'à 16 ans, et pour que le ministre ait le pouvoir discrétionnaire de les prolonger au-delà de 16 ans¹⁶⁷. La date actuelle d'expiration du permis de prospection EL476 est le 31 juillet 2019, et celle du permis EL477 est le 30 septembre 2020. La lettre reconnaît que le paragraphe 26(2) de la LFH devrait être modifié pour que la demande puisse être acceptée.

Dans une lettre datée du 21 novembre 2014 adressée au ministre des Affaires autochtones et du Développement du Nord de l'époque, la Société régionale inuvialuit (SRI) a fait savoir qu'elle soutiendrait une modification de la LFH qui conserverait la durée maximale de neuf ans des permis de prospection tout en autorisant le ministre à prolonger la durée jusqu'à un maximum de 16 ans au total quand il a été démontré que « l'emplacement ou d'autres caractéristiques du LE présentent des difficultés techniques, environnementales ou logistiques qui ne pourraient pas raisonnablement être atténuées pendant la durée initiale de neuf ans du LE » [traduction]¹⁶⁸. Dans sa lettre, la SRI fait remarquer que, si la modification proposée devait être apportée à la LFH, elle devrait être appliquée aux permis de prospection EL476 et EL477¹⁶⁹.

Dans sa présentation au représentant spécial du ministre, Imperial a recommandé l'introduction d'un système de zones dans la région de la mer de Beaufort, avec une durée maximale des LE allant de neuf à seize ans et avec des durées maximales révisées appliquées aux LE existants¹⁷⁰.

Dans sa présentation, BP a demandé que la durée des futurs LE dans la zone extracôtière de l'Arctique soit prolongée et que la durée des LE existants dans la zone extracôtière de l'Arctique soit prolongée jusqu'à un total d'au moins seize ans¹⁷¹.

Les présentations de l'ACPP¹⁷² et du gouvernement du Yukon¹⁷³ soutenaient une prolongation de la durée maximale des LE. Le gouvernement du Nunavut a déclaré qu'il « n'a

¹⁶⁷ Lettre conjointe datée du 17 décembre 2014 de la Compagnie Pétrolière Impériale Limitée et BP Canada.

¹⁶⁸ Lettre datée du 21 novembre 2014 du président et du président-directeur général de la Société régionale inuvialuit.

¹⁶⁹ La présentation écrite de la SRI au représentant spécial du ministre pour le présent examen (11 avril 2016) n'a pas abordé la question de la modification potentielle de l'article 26 de la Loi.

¹⁷⁰ La présentation d'Imperial (12 avril 2016), article 3.

¹⁷¹ Présentation de BP Canada (12 avril 2016), p. 6-9.

¹⁷² Présentation de l'ACPP datée du 4 avril 2016.

¹⁷³ Présentation du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources du Yukon (15 avril 2016).

aucune objection à cette modification éventuelle et qu'il reconnaît les conditions difficiles auxquelles l'industrie est confrontée dans l'Arctique » [traduction]¹⁷⁴.

Toutes les présentations des ONG s'opposaient à la prolongation de la durée maximale des LE.

La prolongation de la limite légale de la durée des permis de prospection envisagée pose deux questions distinctes :

- **La LFH devrait-elle être modifiée pour accroître la durée maximale des permis de prospection?**
- **Est-ce qu'une prolongation de la durée maximale des permis de prospection devrait être appliquée de façon rétrospective aux permis déjà en vigueur?**

7.2.2 La durée maximale de la période de validité du permis de prospection devrait-elle être prolongée?

Le paragraphe 26(2) de la LFH contient deux éléments – il prévoit d'abord une durée maximale absolue de neuf ans, puis interdit explicitement toute prolongation de cette période.

La durée maximale des droits de prospection devrait établir un équilibre entre, d'une part, l'intérêt de l'industrie pour l'obtention de droits pour la période la plus longue possible et, d'autre part, l'intérêt de la Couronne à s'assurer que les activités de prospection sont, dans les faits, réalisées dans un délai raisonnable, que des zones d'intérêt à explorer ne sont pas retirées de la circulation et conservées en inventaire et que les droits ne sont pas utilisés simplement comme objet de spéculation. En même temps, du point de vue de la Couronne, la durée des droits de prospection devrait accorder une période raisonnable pour entreprendre un programme de prospection méthodique rigoureusement conçu qui respecte entièrement toutes les exigences réglementaires relatives à la sécurité, à la protection de l'environnement et à la conservation des ressources, en plus de répondre aux attentes concernant les consultations auprès des peuples autochtones et des collectivités touchées.

La prospection dans la mer de Beaufort a présenté des difficultés technologiques et logistiques uniques depuis le forage du premier puits extracôtier en 1972¹⁷⁵. Conformément à la réglementation pertinente à ce moment-là, la durée d'un permis de prospection pour les secteurs de la mer de Beaufort était de six ans plus six renouvellements annuels automatiques pour une durée totale de douze ans¹⁷⁶. Un

¹⁷⁴ Présentation du gouvernement du Nunavut (11 avril 2016).

¹⁷⁵ Présentation de l'Imperial (12 avril 2016), p. 2. Le forage sur terre dans le delta du Mackenzie a commencé en 1961 : présentation d'Imperial, p. 1.

¹⁷⁶ *Règlement sur les terres pétrolifères et gazières du Canada*, C.R.C., ch. 1518, articles 36 et 38.

titulaire de permis avait droit à une concession de 21 ans pour la moitié de la zone visée par le permis¹⁷⁷, sous réserve d'augmentations des frais de location, mais sans avoir à démontrer qu'une découverte commerciale a été faite, pour une durée totale de 33 ans. Une concession est elle-même renouvelable pour des périodes successives de 21 ans si la ministre est convaincue que la zone est « susceptible de contenir du pétrole ou du gaz » [traduction]¹⁷⁸.

Au titre de la LOPC de 1982, qui a remplacé l'ancien règlement en 1982 et qui s'est appliqué jusqu'à l'adoption de la LFH en 1986, la durée d'un contrat d'exploration ne peut pas dépasser cinq ans ou, si le ministre estime que cela est nécessaire, huit ans¹⁷⁹. Cependant, les contrats d'exploration conclus au titre de la LOPC de 1982 pourraient être renégociés pour des périodes successives maximales de cinq ans chacune...¹⁸⁰ sans limite du nombre de périodes successives et sans qu'il soit nécessaire d'établir l'existence d'une découverte importante ou commerciale.

Jusqu'en 1990, tous les droits accordés dans la mer de Beaufort au titre de la LOPC de 1982 ou de la LFH étaient des droits de succession qui avaient d'abord été accordés en vertu du *Règlement sur les terres pétrolifères et gazières du Canada*¹⁸¹ datant d'aussi loin que les années 1960. Le premier appel d'offres pour de nouveaux permis de prospection dans le secteur au titre de la LFH n'a été publié qu'en 1989, avec une date de clôture en mars 1990¹⁸². Le rapport annuel de 1989 sur l'administration du pétrole et du gaz des terres du Canada indiquait que « les droits de prospection antérieurs dans le secteur ont été attribués il y a 20 ans »¹⁸³. Tous les puits forés dans la mer de Beaufort avant 2005 (le dernier de ces puits ayant été foré par battage en 1989¹⁸⁴) ont été forés conformément à des droits qui avaient été accordés pour la première fois dans les années 1960 et 1970, au titre du *Règlement sur les terres pétrolifères et gazières du Canada*, avec des périodes qui, sous une forme ou une autre, duraient depuis au moins 20 ans.

Ces droits avaient été reportés sous la forme de contrats d'exploration conclus en vertu des dispositions transitoires de la LOPC de 1982¹⁸⁵ et, par la suite, sous la forme de permis de

¹⁷⁷ *Ibid*, paragraphe 55(2).

¹⁷⁸ *Ibid*, article 62

¹⁷⁹ L.C. 1980-81-82-83, ch. 81, paragraphe 16(1).

¹⁸⁰ *Ibid*.

¹⁸¹ *Supra*, note 176.

¹⁸² Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada. Rapport annuel 1989, p. 9.

¹⁸³ *Ibid*.

¹⁸⁴ Esso Chevron *et al.* Isserk I-15, foré par battage en novembre 1989.

¹⁸⁵ L.C. 1980-81-82-83, ch. 81, articles 62-72.

prospection accordés en vertu de la LFH¹⁸⁶, avec une durée de 20 ans ou plus dans certains cas à partir de la date originale d'émission.

La limite non renouvelable de neuf ans pour la durée des LE introduite par la LFH a réduit de façon importante la durée de la période qui était précédemment accordée aux titulaires de droits de prospection dans les régions frontalières du Canada. Quoiqu'il en soit, la limite a été acceptée par l'industrie en 1985. Conformément à l'approche générale visant à limiter le pouvoir discrétionnaire de la ministre sous le nouveau régime¹⁸⁷, il a aussi été accepté que la LFH ne doive inclure aucun pouvoir discrétionnaire général de renouvellement des permis de prospection. Pour que la question soit vraiment claire, le paragraphe 26(2) interdit explicitement les renouvellements.

Depuis l'adoption de la LFH en 1986, un seul puits a été foré dans les zones relevant du pouvoir de la ministre des Affaires autochtones et du Nord conformément aux permis de prospection sous réserve de la période maximale non renouvelable de neuf ans¹⁸⁸.

Il n'est pas évident que la durée limitée non renouvelable des permis de prospection a été la cause de ce déclin d'activité ou qu'elle a même constitué un facteur important dans celui-ci. Il ne fait aucun doute que de nombreux facteurs étaient en jeu¹⁸⁹. En même temps, le faible niveau d'activité depuis l'émission initiale de nouveaux permis de prospection au titre de la LFH en 1990 fournit peu de données probantes empiriques établissant que la période de neuf ans a réellement apporté un équilibre approprié entre les intérêts de la Couronne et les intérêts de l'industrie dans la mer de Beaufort. La volonté des parties à soumissionner pour des permis qui ont une durée maximale de neuf ans pourrait fournir des données probantes établissant que les soumissionnaires croyaient que la durée était suffisante au moment de présenter leurs soumissions, mais le dossier montre qu'il n'y a qu'un seul cas où cette croyance s'est concrétisée par le forage d'un puits dans la mer de Beaufort¹⁹⁰.

Il convient aussi de mentionner que bien que l'on fore depuis 44 ans dans la mer de Beaufort, aucune découverte commerciale n'a été déclarée et aucun projet d'exploitation dans une zone extracôtière n'a été proposé¹⁹¹.

La demande des membres de la CEMB d'accroître la durée maximale des permis de prospection au titre de la LFH présente directement la question de savoir si une durée maximale absolue de neuf ans des LE est toujours appropriée – compte tenu de l'état des connaissances

¹⁸⁶ LFH, partie X.

¹⁸⁷ Comme discuté à la partie 3 ci-dessus.

¹⁸⁸ Devon Paktoa C-60, foré par battage le 5 décembre 2005.

¹⁸⁹ Voir, par exemple, l'analyse dans la présentation de l'ACPP (4 avril 2016), p. 20.

¹⁹⁰ Devon Paktoa C-60.

¹⁹¹ Les trois champs d'ancrage pour la proposition du projet gazier Mackenzie et le projet Bent Horn sur l'île Cameron sont tous situés sur la terre ferme.

actuelles sur la prospection, les technologies de forage et la logistique et des autres éléments à prendre en considération, comme les exigences réglementaires changeantes et les obligations et attentes relatives à la consultation des collectivités touchées.

Comme il a été mentionné, l'environnement unique de la mer de Beaufort a toujours présenté des difficultés techniques et logistiques particulières. Ces difficultés ont été surmontées à l'aide d'un apprentissage continu, du perfectionnement de nouvelles technologies et de l'adaptabilité de l'industrie et du gouvernement. Au fur et à mesure que l'intérêt de prospection se déplace vers des eaux plus profondes, d'autres innovations technologiques – et des interventions réglementaires – seront nécessaires. Les exigences réglementaires et relatives à l'octroi de permis ne devraient pas constituer un empêchement à ce processus évolutif. Il est certain qu'un besoin de respecter les exigences du permis avant la date limite ne devrait pas servir d'incitation à aller de l'avant d'une façon qui n'est pas la plus sécuritaire, la plus responsable du point de vue environnemental et la plus saine du point de vue technologique.

Jusqu'à maintenant, les puits forés dans la mer de Beaufort se trouvaient sur le plateau continental en eaux relativement peu profondes, souvent dans des zones où les conditions permettaient le forage toute l'année à l'aide de structures ou de plates-formes fixées au fond. La plupart des puits forés dans le secteur à partir de navires de forage se trouvaient dans des eaux de 50 à 60 mètres de profondeur.

Les permis de prospection EL476 et EL477 incluent les zones où les transitions du fond marin à partir du plateau continental vers le talus continental, avec des profondeurs d'eau qui sont généralement de plus de 100 mètres et qui peuvent atteindre plus de 1 000 mètres. À part la plus grande profondeur des eaux elle-même, le forage sur le talus continental peut présenter des difficultés techniques supplémentaires.

Les difficultés techniques et logistiques augmentent aussi avec la distance depuis le littoral, au fur et à mesure que le nombre de jours en eau libre diminue¹⁹². Imperial a déclaré qu'au moins deux années pourraient être requises pour forer un seul puits et que du « temps supplémentaire est nécessaire pour mettre au point des technologies, de l'équipement et des pratiques opérationnelles convenables et adaptés pour exécuter les opérations de forage dans cet environnement » [traduction]¹⁹³.

BP a soutenu que le rythme du travail a été affecté, entre autres, par :

- L'apprentissage dans le respect des difficultés opérationnelles associées au fait de travailler dans la mer de Beaufort (p. ex. conditions de glace difficiles, une courte période en eau libre pendant laquelle mener les opérations et le besoin de mettre en place une infrastructure et des systèmes de soutien pour une zone

¹⁹² La corrélation entre le nombre de jours en eau libre et la distance depuis le littoral est illustrée dans la présentation d'Imperial (12 avril 2016), p. 9-13

¹⁹³ *Ibid*, p. 15.

aussi éloignée). Les travaux environnementaux préliminaires ont fourni des renseignements supplémentaires sur ces difficultés opérationnelles.

- La complexité de la géologie et de la pression souterraine dans les zones visées par les permis, qui a été soulignée par l'acquisition et l'analyse des données sismiques.
- L'exigence de mettre à niveau les systèmes de forage existants ou de mettre au point des systèmes de forage et des navires de soutien de conception nouvelle...¹⁹⁴

Le représentant spécial du ministre fait remarquer que ces facteurs semblent être fondés sur les apprentissages découlant des travaux entrepris jusqu'à maintenant par le CEMB, depuis l'émission des EL476 et EL477.

Des arguments convaincants ont été présentés au représentant spécial du ministre selon lesquels la durée maximale de neuf ans des permis de prospection n'est pas suffisante – compte tenu de notre compréhension actuelle des exigences technologiques, réglementaires et consultatives – pour l'exécution d'un programme de prospection sérieux dans les zones d'eaux profondes de la mer de Beaufort.

Les participants de l'industrie et d'autres intervenants ont signalé les régimes d'autres pays en tant que précédents concernant les activités de prospection dans l'Arctique. Les mêmes précédents ont été défendus par différentes parties pour soutenir l'idée que la durée maximale actuelle de neuf ans est appropriée et, de l'autre côté, que la durée devrait être augmentée pour les zones comme celle de la mer de Beaufort. Les précédents, et les points de vue des différentes parties sur ce qu'ils devraient signifier pour le présent Examen, sont analysés en détail dans les diverses présentations. Le représentant spécial du ministre fait remarquer que le régime du Groenland permet que les permis durent jusqu'à seize ans. Aucun des précédents cités ne semble limiter la durée initiale du permis à neuf ans, sans possibilité de renouvellement.

Toutefois, le représentant spécial du ministre croit que les précédents internationaux sont d'une valeur limitée. Les régimes de délivrance de permis des administrations mentionnées sont différents du régime canadien, qui, comme il a été mentionné, a évolué au fil des décennies pour tenir compte des circonstances uniques de l'Arctique canadien et, plus tard, des zones extracôtières. Ce qui constitue une période maximale appropriée pour les droits de prospection futurs au titre de la LFH devrait être déterminé dans le contexte des circonstances uniques du Canada.

Dans son rapport de 2014 pour le Wilson Center intitulé *Opportunities and Challenges for Arctic Oil and Gas Development*, Eurasia Group affirme ce qui suit :

¹⁹⁴ Présentation de BP (12 avril 2016), p. 8.

Des concessions de plus longue durée sont particulièrement importantes dans l'Arctique nord-américain, où à cause du temps violent les activités de prospection et de production ne sont possibles que pendant trois ou quatre mois au cours d'une année¹⁹⁵.

Imperial a soutenu dans sa présentation qu'il existe « une tendance générale vers des durées plus longues pour les permis de prospection » [traduction]¹⁹⁶. L'ACPP a mentionné que les gouvernements des États-Unis et de la Russie ont tous deux reçu des demandes de l'industrie pour des concessions de plus longue durée dans l'Arctique¹⁹⁷.

Le représentant spécial du ministre fait remarquer que le Yukon a modifié récemment sa *Loi sur le pétrole et le gaz* pour autoriser des prolongations pour des motifs discrétionnaires (dans des circonstances définies) de la période maximale initiale de dix ans pour un permis de prospection pétrolière et gazière¹⁹⁸. Les secteurs du Yukon ne semblent pas présenter de difficultés techniques et logistiques de la même ampleur que celles rencontrées dans les eaux profondes de la mer de Beaufort.

Comme nous le mentionnons plus haut, la durée maximale de neuf ans ne semble pas avoir été un facteur important limitant le niveau d'intérêt pour l'obtention de permis de prospection par le passé. L'examen de la question dans l'avenir est toutefois une autre question. Les présentations faites par les membres de la CEMB ont jeté un doute sur la faisabilité de l'exécution d'un programme de forage responsable pour les zones en eau profonde de la mer de Beaufort dans la limite actuelle de neuf ans. D'autres membres de l'industrie pourraient bien en arriver à la même conclusion (en particulier quand ils examinent l'expérience des membres de la CEMB); ils pourraient donc être réticents à présenter une soumission pour les permis de prospection de neuf ans en réponse à de futurs appels d'offres pour ces secteurs. Le fait de conserver la limite actuelle de neuf ans pourrait dans l'avenir constituer un obstacle à l'entrée et faire en sorte que la prospection dans les zones d'eau profonde de la mer de Beaufort (et potentiellement d'autres régions frontalières) soit reportée dans un avenir prévisible¹⁹⁹.

Dans ce contexte, le représentant spécial du ministre fait remarquer que, le 26 juin 2015, l'Imperial a fait savoir à l'Office national de l'énergie (ONÉ) et au Conseil d'examen des répercussions environnementales qu'elle suspendait tous les travaux réglementaires et toutes les présentations prévues concernant le projet de la CEMB. La lettre d'Imperial à l'ONÉ indique ce qui suit :

¹⁹⁵ https://www.wilsoncenter.org/sites/default/files/Artic%20Report_F2.pdf, à p.24.

¹⁹⁶ Présentation de l'Imperial (12 avril 2016), p. 48.

¹⁹⁷ Présentation de l'ACPP (4 avril 2016), p. 11.

¹⁹⁸ L.R.Y. 2002, ch. 162, version modifiée par L.Y. 2015, ch. 13, article 8.

¹⁹⁹ Présentation de l'Imperial (12 avril 2016), p. 15.

Conformément aux conditions de permis actuelles, il n'y a pas assez de temps pour exécuter les travaux techniques nécessaires et terminer le processus réglementaire. En conséquence, au nom des partenaires de la co-entreprise, l'Imperial entreprend des discussions avec le gouvernement fédéral pour que la durée actuelle des permis soit prolongée de façon rétroactive à 16 ans²⁰⁰.

Le fait d'accroître la durée maximale des permis de prospection dans l'avenir ne compromettrait pas l'intégrité du régime d'octroi des droits au titre de la Loi. Le principe sous-jacent d'un processus objectif d'appel d'offres, avec seulement les dispositions minimales pour l'exercice du pouvoir discrétionnaire de la ministre concernant les droits une fois qu'ils ont été accordés, serait maintenu.

Comme il a été mentionné précédemment, l'établissement de la durée maximale appropriée pour les droits de prospection consiste à trouver un équilibre entre les intérêts de l'industrie à obtenir une concession pour la période la plus longue possible, d'un côté, et l'intérêt de la Couronne à s'assurer que des activités de prospection sont entreprises dans une période raisonnable, compte tenu des considérations particulières liées à la sécurité, à l'environnement, à la technologie et à la consultation. Dans leurs présentations pour le présent Examen, BP²⁰¹, Chevron²⁰² et Imperial²⁰³ ont recommandé 16 ans. Franklin Petroleum Canada Limited a recommandé 15 ans²⁰⁴. Chacune de ces parties a fondé le nombre d'années recommandé sur des calendriers proposés pour des programmes de travail qui semblent être raisonnables. D'autres parties qui ont recommandé ou soutenu une augmentation de la durée maximale n'ont pas précisé un nombre d'années²⁰⁵.

Le représentant spécial du ministre a conclu qu'une durée maximale révisée de 16 ans pour les permis de prospection serait raisonnable, compte tenu des difficultés technologiques et logistiques et des attentes en matière de réglementation et de consultation pour les projets de prospection dans les eaux profondes de la mer de Beaufort.

Il a été suggéré pendant l'Examen qu'au lieu d'imposer une durée maximale uniforme du LE pour toutes les zones visées par la Loi, on pourrait envisager l'introduction d'un système de zones dans le cadre duquel différentes périodes maximales s'appliqueraient dans différentes

²⁰⁰ Lettre de l'Imperial à l'ONÉ, datée du 26 juin 2015.

²⁰¹ Présentation de BP (12 avril 2016).

²⁰² Présentation de Chevron (11 avril 2016).

²⁰³ Présentation d'Imperial (12 avril 2016), article 3.

²⁰⁴ Présentation de Franklin (6 avril 2016).

²⁰⁵ Présentation du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources du Yukon (15 avril 2016); présentation de l'ACPP (4 avril 2016). Dans sa présentation (11 avril 2016), le gouvernement du Nunavut a déclaré qu'il n'avait aucune objection à ce changement potentiel.

zones qui seraient fixées en fonction des difficultés techniques et logistiques²⁰⁶. L'accent a été mis sur le fait que le paragraphe 26(2) prévoit une durée **maximale**. La Loi est assez flexible pour qu'un système de zones puisse être mis en œuvre sur le plan administratif dans une limite révisée (ou dans la limite actuelle de neuf ans). De la même façon, la Loi actuelle est assez flexible pour autoriser que la durée des permis de prospection soit divisée en périodes (comme cela se fait généralement), avec une progression d'une durée à la suivante dépendant du respect des conditions énoncées dans le permis. Le représentant spécial du ministre recommande d'intégrer un système de zones dans la Loi.

RECOMMANDATION 4

Il est recommandé de modifier la *Loi fédérale sur les hydrocarbures (LFH)* pour allonger de neuf à seize ans la durée maximale autorisée d'un permis de prospection.

Dans la lettre qu'ils ont envoyée au ministre en décembre 2014, les membres de la co-entreprise dans la mer de Beaufort (CEMB) demandent à ce que la durée maximale actuelle de neuf ans passe à seize ans **ET** que la Loi soit modifiée pour offrir un pouvoir discrétionnaire de prolonger les permis de prospection au-delà de 16 ans²⁰⁷. Dans sa présentation pour le présent Examen, l'Imperial a recommandé que la modification du paragraphe 26(2) de la Loi comprenne la mention d'un processus de prolongation des permis²⁰⁸.

Un pouvoir discrétionnaire visant à prolonger la durée des permis de prospection signifierait un écart important quant à l'objet de la Loi; le représentant spécial du ministre a d'ailleurs jugé la proposition comme étant non cohérente avec le principe de limitation du recours potentiel à un pouvoir discrétionnaire. Les droits de prospection doivent continuer d'avoir une durée fixe; il y a quelques exceptions, que la Loi prévoit à l'heure actuelle (possibilité d'une prolongation).

L'historique des permis de prospection auxquels fait référence la CEMB (EL 476 et EL 477) a mis en évidence des circonstances où le ministre aurait le pouvoir de prolonger la durée des permis, en raison des interventions et de l'entrée en vigueur de nouveaux règlements qui pourraient avoir une incidence sur la capacité des titulaires à respecter leurs obligations relativement au permis. En 2010, à la suite de la catastrophe de *Deepwater Horizon* dans le golfe du Mexique, l'Office national de l'énergie (ONÉ) a entrepris la *revue des forages extracôtiers dans l'Arctique canadien*²⁰⁹. Les permis précédant les permis EL 476 et EL 477 ont été remis et délivrés de nouveau en vertu de l'article 17 de la Loi afin de conserver les droits des

²⁰⁶ Voir en particulier la présentation de l'Imperial (12 avril 2016), partie 3.

²⁰⁷ Lettre conjointe datée du 17 décembre 2014 de la Compagnie Pétrolière Impériale Limitée et BP Canada à l'intention du ministre d'alors d'Affaires autochtones et Développement du Nord.

²⁰⁸ Présentation de l'Imperial (12 avril 2016), p. 21.

²⁰⁹ <http://www.neb-one.gc.ca/nrth/rctcffshrdrlngrvw/index-fra.html>

titulaires de permis pendant la revue. Un pouvoir discrétionnaire pour prolonger la durée des permis aurait été approprié dans ces circonstances.

Il aurait aussi été approprié de conférer un pouvoir discrétionnaire pour prolonger la durée d'un permis dans l'éventualité d'un cas fortuit, comme la perte d'une unité de forage pendant son déplacement vers un emplacement de forage proposé. Par contre, ce pouvoir ne doit pas s'étendre aux changements dans les conditions du marché.

RECOMMANDATION 5

Il est recommandé de modifier la LFH pour permettre au ministre de prolonger la durée d'un permis de prospection s'il jugeait que les interventions et l'entrée en vigueur de nouveaux règlements, ou encore un cas fortuit, limiteraient la capacité du titulaire à respecter les obligations décrites dans son permis, au cours de la période restante de validité de celui-ci.

7.2.3 Une durée maximale révisée de la période de validité du permis de prospection devrait-elle être appliquée de façon rétrospective?

Est-ce qu'une prolongation de la durée maximale des permis de prospection devrait être appliquée de façon rétrospective aux permis déjà en vigueur?

Comme mentionné précédemment²¹⁰, un des principes sous-jacents de la LFH est l'établissement d'un processus d'octroi des droits dans le cadre duquel tous les participants sont régis par les mêmes règles fixées au préalable. À la lumière de ce principe, la Loi a été structurée de sorte à réduire le plus possible le recours potentiel à un pouvoir discrétionnaire.

Le fait d'allonger comme recommandé la période de validité maximale des permis de prospection aux permis actuellement en vigueur constituerait une déviation d'un des principes fondamentaux de la Loi et nécessiterait l'utilisation d'un pouvoir discrétionnaire (par le Parlement et non le ministre) pour modifier rétroactivement la durée des permis, au cas par cas. Cela s'appliquerait à un groupe de permis, après coup, pour des périodes de validité inaccessibles aux autres soumissionnaires, avérés ou potentiels.

Par conséquent, les particularités relatives à la CEMB et à la demande faite par ses membres ont soulevé d'autres facteurs à considérer.

La première question est de déterminer si le programme de travail auquel les membres de la CEMB se sont engagés conformément aux permis de prospection a été dûment respecté, en tout temps. Dans la négative, il ne serait pas justifié d'accorder un allègement. Le représentant spécial du ministre est d'avis que les membres de la CEMB n'ont pas fait preuve d'un manque de diligence quant au respect de leurs engagements dans le cadre du programme de travaux jusqu'à

²¹⁰ Section 4.1 du présent document.

présent. Il faut alors se demander si ce sont les conditions présentes qui ont soulevé remis en question la réalisation raisonnable des travaux selon le programme établi au cours de la période de validité restante des permis pertinents. Dans l'affirmative, il est justifié d'étudier la question. Dans une optique, on peut affirmer que les membres de la CEMB ont apparemment cru, au moment de l'appel d'offres pour les permis de prospection pertinents, que le programme de travaux était faisable et réaliste. Ils auraient donc dû respecter leurs engagements. D'un autre côté, on peut affirmer que le volet technique, la réglementation, les attentes en matière de consultation et les autres éléments ont évolué depuis la délivrance des permis²¹¹, dans une mesure telle qu'il n'est plus raisonnable de réaliser les travaux selon le programme initialement convenu au cours de la période de validité restante des permis. D'autres facteurs d'intérêt public seraient donc à considérer.

Le programme de travaux établi peut-il raisonnablement être réalisé au cours de la période de validité restante du permis en considérant le volet technique et la réglementation **actuels**, particulièrement à la lumière des conclusions tirées par l'ONÉ 2011 dans son document intitulé *Revue des forages extracôtiers dans l'Arctique canadien*?²¹² Le volet technique, la réglementation et les attentes en matière de consultation actuels ont-ils entraîné un changement des circonstances qui ferait en sorte qu'il soit déraisonnable d'exiger que les travaux soient réalisés dans un délai qui ne s'appliquerait plus aux nouveaux permis?

Il faut également prendre en considération les conséquences possibles liées au fait de ne pas appliquer la prolongation de la durée aux permis détenus par les membres de la CEMB. Comme il a été mentionné précédemment²¹³, les membres de la CEMB ont suspendu tous les travaux réglementaires en attendant la décision sur la possible prolongation des permis de prospection pertinents. Si la durée des permis actuels n'est pas prolongée, il est possible que les travaux qu'il reste à exécuter dans le cadre du programme établi ne soient pas terminés à temps. Les permis seraient donc confisqués. Une confiscation des permis entraînerait immédiatement un bon en arrière quant à l'exploration du potentiel des zones d'eau profonde de la mer de Beaufort. Comme il manque d'information sur les résultats du programme de forage de la CEMB, il est possible qu'il y ait également un effet modérateur sur l'intérêt de l'industrie à l'égard des prochains appels d'offres²¹⁴. La conclusion pourrait être qu'aucune activité de prospection ne sera entreprise dans la région, dans un avenir prévisible.

²¹¹ Les permis de prospection antérieurs aux permis EL 476 et EL 477 ont initialement été délivrés en 2007 et en 2008 respectivement. Ces permis antérieurs ont été échangés en 2012 pour les permis EL 476 et EL 477, conformément à l'alinéa 17(1) b) de la LFH, afin de « restaurer équitablement la période de validité des permis de prospection, laquelle avaient été perturbée par suite de l'Examen public des exigences relatives à la sécurité et à l'environnement pour les activités de forage extracôtier dans l'Arctique, mené par l'ONÉ, et de l'examen stratégique antérieur de la capacité de forage de puits de secours au cours d'une même saison, pendant lequel les activités ont été suspendues ». Voir *Pétrole et gaz du Nord – Rapport annuel 2012* : <https://www.aadnc-aandc.gc.ca/fra/1367341676920/1367341870731#chpa>.

²¹² *Supra*, note 209.

²¹³ *Supra*, note 200.

²¹⁴ Voir la présentation de l'Imperial (12 avril 2016), p. 15 : « De plus, la période de validité du permis actuel n'offre [44]

Si la CEMB ne termine pas le programme de travaux, cela pourrait également entraîner la perte des retombées économiques afférentes pour le Nord, tant celles provenant du programme de la CEMB en tant que tel que celles provenant des autres programmes qui pourraient suivre si celui de la CEMB s'avère fructueux.

Le représentant spécial du ministre a conclu que le fait de prolonger la durée des permis de prospection de manière rétroactive constituerait une déviation d'un des principes fondamentaux de la LFH. Par conséquent, la question s'adressant au ministre (et ultimement au Parlement) est de savoir si le changement de circonstances ainsi que les retombées possibles directes indirectes attribuables à la poursuite du programme de travaux de la CEMB (et possiblement à la future prospection) relèvent suffisamment de l'intérêt du public pour justifier une exception.

RECOMMANDATION 6

Il est recommandé que si on propose de modifier la LFH pour allonger la période de validité des permis de prospection, le ministre indique si la nouvelle durée doit être appliquée aux permis existants pour la mer de Beaufort, en tenant compte des nouvelles circonstances, des retombées possibles attribuables à la poursuite du programme de travaux de la CEMB et aux répercussion sur les activités futures de prospection dans la mer de Beaufort.

7.3 Régime foncier relatif aux attestations de découverte importante

Comme il a été mentionné précédemment, un des principes fondamentaux de la LFH est que la sécurité de la tenure comprend le droit d'exclusivité d'une découverte (zone) jusqu'à ce qu'elle soit considérée comme étant exploitable. Le moyen d'accorder cette sécurité est l'attestation de découverte importante, qui, sous réserve de certaines conditions décrites ci-dessous, accorde les droits exclusifs d'une découverte importante (zone) pour une période indéfinie. Cette tenure reconnaît que, particulièrement dans le Nord canadien, il est fort probable qu'il y ait un long délai entre la découverte et le début de l'exploitation de cette découverte à des fins commerciales.

Il faut souligner que dans ce contexte, malgré les découvertes importantes faites dans les zones extracôtières du nord et des îles arctiques remontent au début des années 1970, près de 40 ans plus tard, aucune n'a encore été exploitée commercialement, sauf une²¹⁵. Il y a 69 attestations de découverte importante en vigueur pour des zones relevant du ministre des Affaires autochtones et du Nord canadien²¹⁶, et aucune d'entre elles n'a fait l'objet d'une

pas les incitatifs que l'industrie recherche pour participer aux prochaines possibilités de délivrance de permis et nuit à l'éventuelle prospection des terres domaniales » [traduction].

²¹⁵ Cette exception est le projet Bent Horn sur l'île Cameron. Voir supra, note 9.

²¹⁶ *Rapport annuel sur le pétrole et le gaz du Nord* : <https://www.aadnc-aandc.gc.ca/fra/1462475616893/1462475684959>

proposition d'exploitation commerciale et aucune proposition de mise en valeur n'est prévue dans un avenir prévisible²¹⁷.

Le concept d'accorder des droits indéfinis à des zones de découverte importante sur les terres domaniales date d'avant la LFH. La loi précédant la LFH, la *Loi sur le pétrole et le gaz du Canada de 1982*, stipulait :

16(9) Une entente de prospection relative à une zone indiquée dans une attestation de découverte importante (ou une partie de cette zone) reste en vigueur **tant et aussi longtemps que cette attestation est en vigueur** [traduction]²¹⁸.

Les processus découlant de la *Loi sur le pétrole et le gaz du Canada* comprennent aussi le maintien de la tenure²¹⁹.

Le représentant spécial du ministre a reçu plusieurs présentations, dans lesquelles on lui demande activement de fixer une période de validité aux attestations de découverte importantes. L'argument invoqué est que les droits ne peuvent pas être détenus pour une période indéfinie sans obligation de compensation. On suggère que la tenure indéfinie des attestations de découverte importante empêche les tierces parties de mener d'autres activités de prospection ou de mise en valeur alors que, par définition, ces zones offrent des possibilités de production régulière²²⁰.

L'hypothèse sous-jacente à toute attestation de découverte importante est que si une découverte a le potentiel d'être commercialisée, les forces du marché mèneront à sa mise en valeur. Les critiques affirment que cette hypothèse ne tient pas compte de la réalité voulant qu'au sein des sociétés multinationales, les perspectives d'exploitation commerciale au Canada sont concurrencées par les possibilités à l'échelle internationale. Par conséquent, ces perspectives ne seront pas nécessairement développées même si elles sont considérées comme étant commerciales en soi.

En réalité, les attestations de découverte importante ne confèrent aucunement au propriétaire un contrôle unilatéral sur le choix du moment de mise en valeur. La Loi comprend deux processus par lesquels le ministre a le pouvoir d'imposer la mise en valeur d'une zone de découverte importante. Le premier est un arrêté de forage en vertu du paragraphe 33(1) et le deuxième est un arrêté de mise en valeur en vertu du paragraphe 36(1). Les notes explicatives rédigées au moment du dépôt de la Loi indiquent que l'ordre de forage constitue la contrepartie du fait qu'une attestation de découverte importante confère une tenure indéfinie. L'article 36 permet en effet au ministre d'imposer une durée limitée à une attestation de découverte

²¹⁷ À l'exception, possiblement, des champs d'ancrage pour le projet gazier Mackenzie. Voir la discussion afférente dans les paragraphes qui suivent, aux notes 224 et 225.

²¹⁸ S.C. 1980-81-82-83, ch. 81. Non souligné dans l'original.

²¹⁹ Règlement sur les terres pétrolifères et gazières du Canada, C.R.C. 1978, ch. 1518.

²²⁰ Voir la discussion sur la définition de « découverte importante » à la section 7.4.

importante (ou la réduire à une licence de production) en publiant un arrêté de mise en valeur lorsqu'une déclaration de découverte exploitable (différente de « découverte importante ») a été faite. Cette déclaration peut avoir été faite à la suite d'une initiative du ministre.

Les critiques de la tenure indéfinie pour les attestations de découverte importante affirment également qu'il n'existe pas de tenure équivalente dans d'autres régimes. Le régime extracôtier australien comprend un bail de « maintien », qui reconnaît que les délais menant à l'exploitation des nouvelles découvertes pourraient être longs, mais ne confère pas une durée illimitée. Au Royaume-Uni, une initiative de type « champs en jachère » a été lancée en 2002 à la suite de séances de consultation entre le gouvernement et l'industrie; elle était facultative²²¹.

Par contre, selon le représentant spécial du ministre, ces deux scénarios ne sont pas comparables au contexte du Nord canadien. Il est important de souligner de nouveau que malgré le grand nombre de ces découvertes importantes remontent au début des années 1970, aucune n'a encore fait l'objet d'une exploitation commerciale, sauf une²²². Aucune d'entre elles n'a fait l'objet d'une proposition d'exploitation commerciale et aucune proposition de mise en valeur n'est prévue dans un avenir prévisible, à l'exception, possiblement, des champs d'ancrage pour le projet gazier Mackenzie²²³.

Il serait avantageux d'examiner l'historique des propositions pour le développement du projet gazier Mackenzie pour régler cette question. Selon les derniers plans, le projet reposerait sur la mise en valeur de trois champs d'ancrage qui ont été découverts en 1971, 1972 et 1973²²⁴. Si les droits de mise en valeur liés à ces champs avaient eu une période de validité limitée et que les entreprises qui les ont découverts les auraient donc « perdus »²²⁵, on peut se demander si les plans du projet (qui ont été préparés sur plusieurs décennies, grâce à la sécurité de tenure pour exploiter les champs) auraient vu le jour et si le projet présenté aux fins d'approbation réglementaire l'aurait été d'une façon aussi coordonnée qu'elle l'a été.

Selon le représentant spécial du ministre, les processus fournis en vertu de la Loi pour exiger la mise en valeur des découvertes importantes (zones) sont adéquats et garantissent que les zones à potentiel commercial seront exploitées.

De plus, les avantages pour la Couronne, en tant que propriétaire des ressources, ne sont pas faciles à cerner dans l'éventualité où les droits liés à une découverte importante (zone) sont remis par obligation. Il n'est pas clair si une des découvertes dans le Nord et sur

²²¹ Raymond E. Quesnel. « Fallow Field Initiatives and Canada's East Coast Offshore: Policy and Legal Considerations », 30 Dal. L.J. 2007, 457 p.

²²² Projet Bent Horn, *supra*, note 9.

²²³ Les champs d'ancrage du projet gazier Mackenzie sont tous situés sur la terre ferme.

²²⁴ Présentation de l'Imperial (12 avril 2016), p. 2.

²²⁵ Les droits exclusifs relatifs aux champs ont été reportés d'un régime de réglementation relevant du *Règlement sur les terres pétrolifères et gazifères du Canada*, par l'intermédiaire de la *Loi sur le pétrole et le gaz du Canada de 1982* et de la LFH. Ils sont actuellement détenus sous forme d'attestation de découverte importante.

lesquelles reposent les attestations de découverte importante pourrait être exploitée à l'heure actuelle ou si d'autres activités de prospection pourraient être menées par une partie autre que le titulaire de l'attestation. D'un autre côté, la sécurité offerte par la tenure continue incite les titulaires d'attestation à établir des plans de mise en valeur, particulièrement lorsque la viabilité commerciale des projets pourrait dépendre de la mise en valeur coordonnée de plusieurs découvertes, notamment la possibilité de regrouper plusieurs découvertes de petite envergure sous un projet phare.

Le représentant spécial du ministère ne voit pas comment le fait d'imposer une limite à la période de validité des attestations de découverte importante actuelles pourrait servir l'intérêt public. À sa connaissance, il n'y a eu aucune demande de tierces parties pour accéder aux zones de découverte importante régies par une attestation. En effet, les preuves mènent à l'opposé : il y a notamment eu le cas d'une attestation de découverte importante qui a fait l'objet d'un appel d'offres (comportant un critère de prime monétaire) et pour lequel aucune offre n'a été présentée²²⁶. Il semble donc que le fait d'imposer la remise des zones de découverte importante ferait en sorte, dans un avenir prévisible, que ces zones seraient totalement oubliées et qu'aucune activité de prospection et de mise en valeur n'y aurait lieu, simplement raison du fait que le potentiel d'exploitation pourrait être dans un avenir immédiat.

De plus, le fait de changer les droits accordés par la Loi pour les attestations de découverte importante actuelles nécessiterait des modifications rétroactives (en modifiant la Loi), ce qui mènerait sans doute à une expropriation des droits acquis, et donc possiblement à une grande quantité de demandes d'indemnisation.

RECOMMANDATION 7

Il est recommandé que les dispositions de la LFH concernant les droits accordés par les attestations de découverte importante ne soient pas modifiées.

7.4 Définition de « découverte importante »

La condition préalable à la délivrance d'une attestation de découverte importante au titre de la LFH est de faire une déclaration de découverte importante, qui est définie comme suit dans la Loi :

2. Les définitions qui suivent s'appliquent à la présente loi.

* * *

Par « découverte importante », on entend une découverte faite par le premier puits qui, pénétrant une structure géologique particulière, y met en évidence, d'après des essais d'écoulement, l'existence d'hydrocarbures et révèle, compte tenu de facteurs géologiques et techniques, l'existence d'une accumulation de ces substances offrant des possibilités de production régulière.

²²⁶ Voir la note 100, *supra*.

Les participants de l'industrie ont indiqué, au cours du présent Examen, que la définition n'est pas compatible, du moins de la façon dont elle est appliquée par les organismes de réglementation responsables²²⁷, avec la technologie utilisée actuellement pour déterminer si une découverte a un potentiel de production régulière.

L'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) a indiqué :

Les percées technologiques survenues depuis l'élaboration de la LFH ont permis de faire des essais pour détecter la présence d'hydrocarbures sans qu'ils doivent flotter à la surface. Depuis le début des années 1990, époque où les essais étaient principalement effectués avec un train de tiges, les exploitants ont adopté d'autres méthodes. Les essais des couches sans fil, les essais en réservoir clos et les essais des couches pendant la remontée permettent de réaliser des évaluations plus fiables des ressources et de l'écoulement. Ces essais comportent des avantages par rapport à l'ancienne technologie pour les essais d'écoulement, notamment de permettre de faire des essais à de plus grandes profondeurs, d'améliorer la qualité des mesures et d'être plus sécuritaires en éliminant le risque de torchage. Il est important de souligner que d'autres pays, comme la Norvège, les États-Unis, l'Australie et le Royaume-Uni, n'autorisent plus les essais par train de tiges.

La définition d'une découverte importante devrait être modifiée pour tenir compte l'évolution de la technologie et des pratiques exemplaires internationales qui n'exigent plus les essais par train de tiges pour confirmer la présence d'hydrocarbures exploitables²²⁸.

Par contre, la présentation indique qu'il faudrait modifier les lignes directrices et non la Loi²²⁹. L'Imperial a cependant précisé que la définition actuelle est suffisamment souple pour englober toutes les méthodes d'essai et qu'elle devrait rester telle quelle²³⁰.

Le représentant spécial du ministre ne peut pas clairement déterminer, à partir de cette présentation, si la question est soulevée en raison de la formulation de la définition de « découverte importante » dans la Loi (qui exige des essais d'écoulement) ou s'il s'agit d'une question qui pourrait être réglée en modifiant l'application de la définition actuelle et des lignes directrices révisées.

Dans sa présentation, l'ONÉ a indiqué :

Le fait de passer en revue la Loi et de la modifier afin d'inclure d'autres méthodes d'essai d'écoulement et les nouvelles technologies à utiliser pour les découvertes

²²⁷ Les organismes de réglementation responsables de déclarer les découvertes importantes et exploitables sont les conseils de gestion mixtes pour les zones au large de la côte est et l'ONÉ pour les autres zones où la LFH s'applique.

²²⁸ Présentation de l'ACPP (4 avril 2006), p. 19-20.

²²⁹ Ibid, p. 20.

²³⁰ Présentation de l'Imperial (12 avril 2016), pp. iii et 30.

importantes permettrait d'augmenter la flexibilité et d'encourager l'innovation quant aux technologies et aux techniques. Cette innovation pourrait se traduire par une plus grande sécurité²³¹.

Le représentant spécial du ministère est assurément d'accord avec l'ACPP lorsqu'elle précise que la technologie continuera d'évoluer et que les exploitants doivent être libres d'utiliser la méthode la plus appropriée²³². Il souligne également que l'ONÉ a particulièrement raison en disant que l'innovation pourrait mener à des **une plus grande sécurité**²³³.

Il semble donc qu'il n'y ait pas de désaccord au sujet du concept général d'une découverte importante, soit qu'il s'agit d'une découverte « offrant des possibilités de production régulière ».

Une question connexe a été soulevée relativement au paragraphe 28(4) de la Loi, qui porte sur la modification des déclarations de découverte importante « d'après les résultats d'autres forages ». BP a mentionné que les percées technologiques récentes en imagerie du sous-sol pour évaluer l'étendue géographique d'une découverte²³⁴ ne sont pas prises en considération. BP a recommandé que l'exigence visant d'autres forages soit retirée.

RECOMMANDATION 8

Il est recommandé que les discussions techniques se poursuivent entre l'industrie et l'organisme de réglementation responsable pour déterminer si la définition de « découverte importante » énoncée à l'article 2 et le besoin « d'autres forages » énoncé au paragraphe 28(4) de la Loi sont en accord avec la technologie actuelle et, si ce n'est pas le cas, pour que la Loi soit modifiée en conséquence.

7.5 Plans de retombées économiques

L'article 21 de la LFH stipule qu'« [a]ucune activité ne peut être entreprise sur des terres domaniales visées par un titre, avant que le ministre n'ait approuvé, à moins qu'il n'y renonce, un plan de retombées économiques pour l'activité en application du paragraphe 5.2 (2) de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* ». L'inclusion de cette exigence dans la LFH n'est pas habituelle puisqu'elle porte sur des questions (travail ou activité) qui sont l'objet même de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*. Comme l'indique explicitement l'article 21, l'exigence réglementaire d'établir un plan de retombées économiques est imposée par la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* et non la LFH. Les retombées sont générées par les travaux ou les activités menés dans des zones régies par un permis, plutôt que par le permis en soi, et sont

²³¹ Présentation de l'Imperial (12 avril 2016), pp. iii et 30.

²³² Présentation de l'ACPP (4 avril 2016), p. 20.

²³³ Non souligné dans l'original.

²³⁴ Présentation de BP (12 avril 2016), p. 11.

mieux prises en considération au cours de l'évaluation des plans d'activité. Les notes explicatives rédigées au moment de l'adoption de la Loi indiquent que d'un point de vue strictement juridique, l'article 21 n'ajoute rien aux exigences légales imposées par la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*, mais que l'article permet de mettre l'accent sur ces exigences.

Dans sa présentation²³⁵, la Société régionale inuvialuit (SRI) a souligné que le paragraphe 16(11) de la Convention définitive des Inuvialuits²³⁶ exige que les gouvernements prennent en considération et appliquent des directives générales, y compris l'emploi, l'éducation, la formation et les créneaux commerciaux favorables aux Autochtones, à toute demande d'exploration, de mise en valeur ou de production. La présentation de la SRI indique également que le paragraphe 14(3) de la LFH ne fait aucunement référence à ce paragraphe 16(11). Elle recommande que le paragraphe de la LFH soit modifié afin d'exiger que les appels d'offres prennent en considération le paragraphe 16(11) de la Convention et que le ministre doive prendre cette information en considération lorsqu'il évalue les soumissions envoyées dans le cadre de l'appel d'offres. La présentation de la SRI reconnaît que la question pourrait être réglée au moyen d'une règle administrative, mais il faudrait être plus transparent et faire un renvoi explicite à la Loi.

Le représentant spécial du ministre a conclu que le fait d'inclure une exigence dans le paragraphe 14(3) de la LFH comme le suggère la SRI ne serait pas approprié. Premièrement, selon le représentant, l'instrument le plus approprié pour traiter les retombées est la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*, dans le cadre de laquelle les retombées peuvent être considérées comme étant une partie intégrante des plans pour les travaux et les activités qui génèrent ces retombées.

Deuxièmement, le fait d'exiger que le ministre prenne en considération l'information sur les éléments dont il est question dans le paragraphe 16(11) de la Convention ajouterait un facteur de discrétion et de subjectivité dans le processus d'appel d'offres et ne respecterait pas l'exigence voulant que les soumissions soient évaluées selon un « critère unique »²³⁷.

7.6 Garanties financières, capacité du soumissionnaire et approbation des transferts

Certaines préoccupations ont été soulevées pendant l'Examen relativement aux questions de garanties financières et de la capacité du soumissionnaire (y compris la capacité financière et technique de répondre aux exigences qui pourraient survenir pendant les activités d'exploitation et aux exigences réglementaires, notamment celles contenues dans l'examen stratégique de la capacité de forage de puits de secours au cours d'une même saison)²³⁸. Bien que le respect des

²³⁵ Présentation de la SRI (11 avril 2016).

²³⁶ <http://www.irc.inuvialuit.com/about/Inuvialuit%20Final%20Agreement-Amended%20April%202005.pdf>.

²³⁷ LFH, alinéa 14(3) g).

²³⁸ <http://www.neb-one.gc.ca/nrth/ssrwtchnclprcdngfq-fra.html#q2>.

exigences juridiques et réglementaires relatives à la capacité financière et technique soit évalué dans le cadre du programme d'approbation réglementaire pour des activités précises, il a été suggéré que cette question soit aussi prise en considération à l'étape de l'octroi des droits, en vue d'exclure des soumissionnaires potentiels qui ne satisfont pas à un niveau acceptable minimal de capacité financière et technique. Selon le représentant spécial du ministre, les exigences minimales pour les garanties financières et la capacité technique pourraient être traitées avec la Loi actuelle, en tant qu'exigences de préqualification pour tous les soumissionnaires potentiels²³⁹. Tout autre élément nécessiterait une analyse comparative des soumissions, ce qui ajouterait un facteur de subjectivité au processus d'appel d'offres. Il ne recommande pas l'ajout d'une exigence à cet effet dans la Loi en tant que telle.

Les dispositions de la Loi relatives aux transferts doivent être prises en considération dans ce contexte. La Loi exige que le ministre soit avisé des transferts des intérêts, ou toute partie d'intérêts, au ministre²⁴⁰, mais l'approbation des transferts n'est pas requise. Conséquemment, il n'est donc pas nécessaire qu'en vertu de la Loi, que le ministre vérifie que les bénéficiaires d'un transfert satisfassent aux critères d'admissibilité indiqués dans l'appel d'offres pertinent. Par contre, toute nouvelle exigence voulant que le ministre approuve les transferts doit se limiter au fait de vérifier si les critères d'admissibilité auxquels le propriétaire initial des intérêts a dû satisfaire (plutôt que les titulaires individuels d'intérêts) sont encore satisfaits.

RECOMMANDATION 9

Il est recommandé que la Loi soit modifiée pour exiger l'approbation par le ministre des transferts d'intérêts, ou d'une partie de ceux-ci, à condition que le ministre soit convaincu que le transfert ne compromettrait pas la capacité du titulaire de l'intérêt en cause de continuer à respecter les qualifications requises du titulaire d'intérêt initial.

7.7 Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE)

La partie VII de la LFH porte sur le FEE, qui comprend un compte pour chaque ministre responsable²⁴¹. Les fonds ont pour objet de financer les études prévues sous le régime de la présente loi ou de toute autre loi fédérale portant sur l'environnement relativement aux activités de prospection, de mise en valeur et de production sur les terres domaniales²⁴². Les montants versés dans le FEE sont prélevés auprès des propriétaires d'intérêts selon la superficie (en hectares) assujettie à un permis et selon le taux établi par le ministre responsable de la région

²³⁹ Indiqué dans l'appel d'offres pertinent, conformément à l'alinéa 14(3) d) de la LFH.

²⁴⁰ LFH, article 85.

²⁴¹ LFH, partie VII.

²⁴² Paragraphe 76(2).

pour laquelle le permis a été délivré²⁴³. Le montant total de chacun des fonds ne peut dépasser quinze millions de dollars²⁴⁴. Le FEE est géré par le Conseil de l'étude de l'environnement nommé par les ministres²⁴⁵.

Plusieurs questions soulevées pendant le présent Examen portant sur le FEE concernent le fait que la gestion du Fonds et semblent pouvoir être réglées à partir de la Loi, sans nécessiter sa modification.

Par contre, dans sa présentation²⁴⁶, la SRI a formulé trois recommandations qui nécessiteraient une modification de la partie VII de la Loi. Premièrement, la SRI a recommandé que le plafond du FEE, qui a été fixé à quinze millions de dollars depuis l'adoption de la Loi en 1986, soit augmenté afin de tenir compte de l'inflation et soit indexé au coût de la vie à l'avenir. Dans la présentation, la province du Yukon a remis en question la nécessité d'établir un plafond arbitraire maximal²⁴⁷.

Deuxièmement, la SRI a indiqué que la Loi devrait exiger qu'un des membres du Conseil de l'étude de l'environnement soit nommé par la SRI. La présentation du Yukon comportait une recommandation à l'effet que le Conseil de l'étude de l'environnement devrait comprendre un représentant de chacun des trois territoires²⁴⁸.

Enfin, la SRI a recommandé que la partie VII de la Loi soit modifiée afin de reconnaître explicitement le rôle des connaissances autochtones.

RECOMMANDATION 10

Il est recommandé que la partie VII de la LFH soit modifiée pour :

- **accroître la limite de la somme maximale du Fonds pour l'étude de l'environnement pour tenir compte de l'inflation de 1986 jusqu'à aujourd'hui et pour permettre une indexation dans l'avenir²⁴⁹**
- **exiger la nomination au Conseil de l'étude de l'environnement d'un membre du SRI et d'un représentant des territoires**
- **exiger l'intégration des connaissances autochtones aux études environnementales et sociales financées par le Fonds.**

²⁴³ Paragraphes 80(1) et 81(1).

²⁴⁴ Paragraphe 77(2).

²⁴⁵ Articles 78 et 79.

²⁴⁶ Présentation de la SRI (11 avril 2016).

²⁴⁷ Présentation de la province du Yukon (15 avril 2016), p. 4.

²⁴⁸ Le nombre de membres du Conseil de l'étude de l'environnement n'est pas établi directement par la Loi, mais aussi par le gouverneur en conseil. Voir le paragraphe 78(1).

²⁴⁹ Selon le représentant spécial du ministre, le Fonds n'a jamais atteint le plafond autorisé.

7.8 Autres enjeux

D'autres recommandations relatives à des articles précis de la Loi ont été formulées dans le cadre de l'Examen. Il ne s'agit pas de questions portant sur la politique sous-jacente ou la structure globale de la Loi et ne font donc pas l'objet de commentaires dans le présent rapport. Par contre, s'il est convenu de soumettre un projet de loi pour modifier la Loi, ces autres recommandations seront prises en considération.

7.9 Enjeux n'exigeant pas de modification de la Loi

Comme il est indiqué dans le présent rapport, plusieurs enjeux soulevés dans le cadre de l'Examen peuvent être traités avec la Loi dans sa formation actuelle, par l'adoption de politiques ou de règles administratives (notamment, dans certains cas, la révision des politiques et des lignes directrices en vigueur) ou par l'intermédiaire des modalités du processus d'appel d'offres. Dans d'autres cas, il a été suggéré que des modifications appropriées soient apportées à la Loi, même si un enjeu précis pourrait être traité de façon satisfaisante en vertu de la Loi dans sa formulation actuelle.

Deux enjeux ont été soulevés au cours de plusieurs séances de consultation avec l'industrie, soit le calcul des dépenses admissibles (en tant que crédits contre des dépôts pour travaux, en vertu des permis de prospection) et la division de la durée des permis de prospection en périodes. Aucun de ces enjeux n'est traité dans la Loi; ils concernent les modalités des permis de prospection. Tout changement aux politiques actuelles ne nécessite pas une modification de la Loi et, par conséquent, le représentant spécial du ministre n'a pas fait de recommandation à cet égard.

8.0 CONCLUSIONS ET RÉSUMÉ DES RECOMMANDATIONS

Le cadre politique, stratégique et juridique pour la prospection et l'exploitation du pétrole dans le Nord canadien a changé de façon importante pendant les trois décennies écoulées depuis l'entrée en vigueur de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*. Dans l'ensemble, le régime d'octroi et de gestion des droits établi par la Loi s'est révélé suffisamment flexible pour être adapté au fur et à mesure de l'élaboration de ce cadre plus vaste. La Loi ne semble pas limiter la capacité du gouvernement fédéral à s'acquitter de ses engagements et de ses responsabilités concernant la gestion des ressources pétrolières du Nord, surtout dans le contexte des accords de gouvernance changeants et des priorités nationales actuelles.

À ce stade, la Loi a aussi fourni à l'industrie la sécurité des concessions qui est requise pour les dépenses en immobilisations importantes dans l'exploration de l'Arctique, tout en conservant la capacité de la Couronne à déterminer quand, où et à quelles conditions les droits seront accordés.

Le représentant spécial du ministre a conclu que le régime de la LFH est solide et devrait être maintenu. Cependant, le rôle de la Loi devrait être précisé par l'introduction d'un énoncé explicite d'intention et en exigeant qu'une évaluation environnementale stratégique soit réalisée avant que des droits soient accordés dans une zone particulière. D'autres modifications de la Loi sont recommandées pour refléter la compréhension que nous avons des difficultés techniques et réglementaires dans les zones extracôtières du Nord.

Une recommandation précise est formulée (recommandation 4) pour que la Loi soit modifiée afin d'accroître la durée maximale autorisée d'un permis de prospection pour qu'elle passe de neuf à seize ans. Il est aussi recommandé (recommandation 6) qu'on envisage d'appliquer de façon rétroactive toute augmentation de la durée maximale des permis de prospection aux permis de prospection en vigueur dans la mer de Beaufort.

Les circonstances ont changé depuis que les droits précédents des EL476 et EL477 ont été accordés pour la première fois, en 2007 et 2008 respectivement²⁵⁰. D'après la compréhension actuelle des difficultés technologiques et logistiques du forage dans les zones d'eau profonde de la mer de Beaufort, la faisabilité de l'exécution des programmes de travail requis pendant la durée restante des permis de prospection semble maintenant mise en doute. Si la CEMB prend fin, les avantages potentiels, directs et indirects, de ce programme ne se concrétiseront pas. Il est probable que l'on observe aussi un effet modérateur sur l'intérêt de l'industrie à acquérir de nouveaux droits. Les activités de prospection dans la mer de Beaufort pourraient être reportées dans un avenir prévisible.

Sous le régime de la LFH, le ministre n'a aucune obligation d'entreprendre le processus d'octroi des droits et il a un vaste pouvoir discrétionnaire de définition des conditions des permis. En raison du caractère permissif ou habilitant de la Loi, nombre des enjeux soulevés dans le présent Examen pourraient être abordés sous le régime de la Loi telle qu'elle est écrite

²⁵⁰ Voir la note 211, supra.

actuellement. Il est recommandé (recommandation 3), si l'on décidait de ne pas procéder aux modifications de la Loi pour le moment, que les énoncés officiels appropriés de politique et d'orientation soient adoptés (ou s'ils sont déjà en place, qu'ils soient modifiés, au besoin) dans le cadre de la Loi actuelle, afin de préciser le rôle de la Loi dans le cadre politique, stratégique et juridique plus vaste pour la prospection et l'exploitation du pétrole dans le Nord du Canada.

RECOMMANDATION 1

Il est recommandé que la LFH soit modifiée pour inclure un énoncé d'intention général et durable, afin de prendre en compte les priorités nationales qui pourraient évoluer.

RECOMMANDATION 2

Il est recommandé que la LFH soit modifiée pour exiger qu'une évaluation environnementale stratégique intégrant la zone pour laquelle on propose de publier un appel d'offres soit réalisée et prise en considération par le ministre avant la publication de l'appel d'offres.

RECOMMANDATION 3

Si l'on décidait de procéder aux modifications législatives proposées de la LFH, il est recommandé que des énoncés officiels de politique et d'orientation soient adoptés, afin d'être appliqué dans le cadre de la Loi actuelle.

RECOMMANDATION 4

Il est recommandé de modifier la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* (LFH) pour allonger de neuf à seize ans la durée maximale autorisée d'un permis de prospection.

RECOMMANDATION 5

Il est recommandé de modifier la LFH pour permettre au ministre de prolonger la durée d'un permis de prospection s'il jugeait que les interventions et l'entrée en vigueur de nouveaux règlements, ou encore un cas fortuit, limiteraient la capacité du titulaire à respecter les obligations décrites dans son permis, au cours de la période restante de validité de celui-ci.

RECOMMANDATION 6

Il est recommandé que si on propose de modifier la LFH pour allonger la période de validité des permis de prospection, le ministre indique si la nouvelle durée doit être appliquée aux permis existants pour la mer de Beaufort, en tenant compte des nouvelles circonstances, des retombées possibles attribuables à la poursuite du programme de

travaux de la CEMB et aux répercussion sur les activités futures de prospection dans la mer de Beaufort.

RECOMMANDATION 7

Il est recommandé que les dispositions de la LFH concernant les droits accordés par les attestations de découverte importante ne soient pas modifiées.

RECOMMANDATION 8

Il est recommandé que les discussions techniques se poursuivent entre l'industrie et l'organisme de réglementation responsable pour déterminer si la définition de « découverte importante » énoncée à l'article 2 et le besoin « d'autres forages » énoncé au paragraphe 28(4) de la Loi sont en accord avec la technologie actuelle et, si ce n'est pas le cas, pour que la Loi soit modifiée en conséquence.

RECOMMANDATION 9

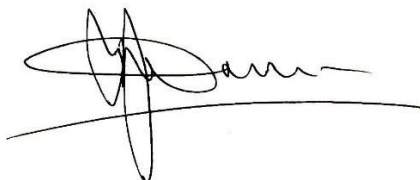
Il est recommandé que la Loi soit modifiée pour exiger l'approbation par le ministre des transferts d'intérêts, ou d'une partie de ceux-ci, à condition que le ministre soit convaincu que le transfert ne compromettrait pas la capacité du titulaire de l'intérêt en cause de continuer à respecter les qualifications requises du titulaire d'intérêt initial.

RECOMMANDATION 10

Il est recommandé que la partie VII de la LFH soit modifiée pour :

- **accroître la limite de la somme maximale du Fonds pour l'étude de l'environnement pour tenir compte de l'inflation de 1986 jusqu'à aujourd'hui et pour permettre une indexation dans l'avenir**
- **exiger la nomination au Conseil de l'étude de l'environnement d'un membre du SRI et d'un représentant des territoires**
- **exiger l'intégration des connaissances autochtones aux études environnementales et sociales financées par le Fonds.**

LE TOUT RESPECTUEUSEMENT SOUMIS

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Rowland J. Harrison', written over a horizontal line.

**Rowland J. Harrison, c.r. Examen de la
Loi fédérale sur les hydrocarbures du
représentant spécial du ministre**

Le 30 mai 2016