

LES FAITS NE JUSTIFIENT PAS L'INTERDICTION DES OPÉRATIONS ACTUELLES DE FORAGE EN MER :

ÉTUDE SÉNATORIALE AU LENDEMAIN DE L'INCIDENT DE
LA PLATE-FORME DEEPWATER HORIZON DE BP

Huitième rapport du Comité
sénatorial permanent de l'énergie,
de l'environnement et des
ressources naturelles

L'honorable W. David Angus, *président*
L'honorable Grant Mitchell, *vice-président*

Août 2010

This report is also available in English



Des renseignements sur le Comité sont donnés sur le site :
<http://www.senate-senat.ca/EENR-EERN.asp>

Information regarding the committee can be obtained through its web site:
<http://www.senate-senat.ca/EENR-EERN.asp>

Table des matières

Membres	i
Ordre de renvoi — 40-3	ii
Résumé	1
Liste des recommandations	6
Chapitre 1 – Contexte	7
Chapitre 2 – Contexte canadien	10
2.1 Industries pétrolière et gazière de la Colombie-Britannique.....	11
2.2 Industrie pétrolière et gazière de l'Arctique	12
2.3 Industrie pétrolière et gazière de l'Atlantique.....	12
Chapitre 3 – Zones extracôtières de l'Atlantique	13
3.1 Impact économique.....	14
3.2 Étendue géographique des champs pétroliers et gaziers en mer ..	14
3.3 Organismes de réglementation des hydrocarbures extracôtiers de l'Atlantique	15
Chapitre 4 – Activités de prospection et de forage dans l'Atlantique	16
4.1 Terre-Neuve-et-Labrador.....	17
4.2 Nouvelle-Écosse	17
Chapitre 5 – Exploitation au large de la côte de l'Atlantique	19
5.1 Terre-Neuve-et-Labrador.....	20
5.2 Nouvelle-Écosse	21
Chapitre 6 – Déversements et éruptions à ce jour	23
6.1 Terre-Neuve-et-Labrador.....	24
6.2 Nouvelle-Écosse	25
Chapitre 7 – Approbation réglementaire des programmes de forage en mer	27
7.1 D'une approche normative à une approche axée sur des buts	31
7.2 Une « norme mondiale » de la réglementation des activités extracôtières?	32
7.3 Différences dans la réglementation sur les forages en mer dans l'Arctique	32
Chapitre 8 – Évaluation de la Réglementation à la Lumière de l'Incident de Deepwater Horizon	34
8.1 Examen par l'ONE des exigences relatives aux forages en mer dans l'Arctique	35
8.2 Examen par le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador des mesures de prévention des déversements en mer et des mesures correctives. .	36
8.3 Examen par l'OCTNLHE du forage en mer dans le bassin Orphan.....	36
8.4 Rôle et structure des offices des hydrocarbures extracôtiers	36
8.5 Différences entre les régimes canadien et américain de réglementation des activités extracôtières	38

Chapitre 9 – Recherche-développement sur les forages extracôtiers	39
9.1 Lignes directrices régissant la R-D sur les activités extracôtiers	40
9.2 Dépenses en R D sur les opérations extracôtiers – Activités	41
9.3 Préoccupations du comité	42
Chapitre 10 – Blocs d’obturation et puits de secours	43
10.1 Blocs d’obturation	44
10.2 Puits de secours	45
Chapitre 11 – Organisations en cause dans les préparatifs d’intervention en cas de déversement de pétrole	47
11.1 Garde côtière canadienne	48
11.2 Société d’intervention maritime, Est du Canada	49
Chapitre 12 – Que se passe-t-il s’il y a déversement?	50
12.1 Niveau un – Intervention locale	51
12.2 Niveau deux – Intervention régionale	52
12.3 Niveau trois – Intervention générale	53
12.4 Préoccupations du comité	54
Chapitre 13 – Responsabilité des dommages causés par un déversement d’hydrocarbures	55
13.1 Fonds de responsabilité absolue	56
13.2 Fonds de responsabilité civile	57
13.3 Capacité financière démontrée	57
13.4 Préoccupations du comité	57
Chapitre 14 – Et maintenant? Recommandations du comité	59
14.1 Activités pétrolières et gazières au large des côtes	61
14.2 Activités de forage extracôtier en cours	61
14.3 Bilan de l’industrie canadienne en matière de sécurité	62
14.4 Régime de réglementation du pétrole et du gaz extracôtiers	62
14.5 Recherche et développement	63
14.6 Blocs d’obturation et puits de secours	63
14.7 Intervention en cas de déversement extracôtier	64
14.8 Responsabilité financière	64
Annexes	66
Annexe A – Chronologie de la catastrophe de la plate-forme Deepwater Horizon	67
Annexe B – Régions extracôtiers (Figures)	70
Annexe C – Organismes de réglementation des zones extracôtiers de l’Atlantique	72
Annexe D – Survol des règlements sur le pétrole et le gaz extracôtiers au Canada	73
Annexe E – Aperçu du processus de gestion du pétrole et du gaz dans les zones extracôtiers de l’Atlantique (Figure)	78
Annexe F – Plusieurs tableaux	79
Annexe G – Glossaire – Pétrole et gaz extracôtiers	91
Annexe H – Témoins	93

Membres du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources

L'honorable W. David Angus – président

L'honorable Grant Mitchell – vice-président

L'honorable Tommy Banks

L'honorable Paul J. Massicotte

L'honorable Bert Brown

L'honorable Elaine McCoy

L'honorable Fred Dickson

L'honorable Richard Neufeld

L'honorable Linda Frum

L'honorable Robert W. Peterson

L'honorable Daniel Lang

L'honorable Judith Seidman

Membres d'office du comité

Les honorables sénateurs Cowan (ou Tardif) et LeBreton, C.P., (ou Comeau).

En outre, les honorables sénateurs Baker, C.P., Campbell, Greene, Housakos, Johnson, Nolin, Raine et Rivard ont été membres du comité ou ont participé à ses travaux de temps à autre.

Personnel du comité

M^{me} Lynn Gordon, greffière du comité, Direction des comités;

M^{me} Chelsea Saville, adjointe administrative, Direction des comités;

M^{me} Sam Banks et M. Marc LeBlanc, analystes, et M. Tomasz Kasprzycki, stagiaire, Services d'information et de recherche parlementaires, Bibliothèque du Parlement;

M^{me} Tracie LeBlanc, agente intérimaire de communications, Direction des communications.

Les comités reçoivent leur mandat par un ordre de renvoi adopté au Sénat. Il existe deux sortes d'ordres de renvoi : pour étudier un projet de loi ou le budget des dépenses, ou pour mener une étude spéciale. Voici l'ordre de renvoi de la présente étude.

Ordre de renvoi – 40-3

COMITÉ SÉNATORIAL PERMANENT DE L'ÉNERGIE, DE L'ENVIRONNEMENT ET DES RESSOURCES NATURELLES ÉTUDE SPÉCIALE, SECTEUR DE L'ÉNERGIE

Extrait des *Journaux du Sénat*, 11 mars 2010 :

L'honorable sénateur Angus propose, appuyé par l'honorable sénateur Andreychuk :

Que le Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles soit autorisé à examiner l'état actuel et futur du secteur de l'énergie du Canada (y compris les énergies de remplacement) et à en faire rapport, c'est-à-dire, notamment :

- a) Examiner l'état actuel du secteur de l'énergie dans l'ensemble du Canada, y compris la production, la fabrication, le transport, la distribution, les ventes, la consommation et les habitudes de conservation;
- b) Examiner le rôle des gouvernements fédéral et provinciaux/territoriaux dans le secteur et le système de l'énergie au Canada;
- c) Examiner les tendances intérieures et internationales actuelles ainsi que les habitudes d'utilisation et les conditions du marché prévues, y compris les mesures et les possibilités commerciales et environnementales qui sont susceptibles d'influer sur la durabilité future du secteur et du système de l'énergie;
- d) Concevoir une vision nationale pour le positionnement, la compétitivité et la sécurité à long terme du secteur canadien de l'énergie;
- e) Recommander des mesures particulières grâce auxquelles le gouvernement fédéral pourra donner corps à cette vision.

Que les documents reçus, les témoignages entendus, et les travaux accomplis par le comité sur ce sujet depuis le début de la deuxième session de la quarantième législature soient renvoyés au comité;

Que le comité présente son rapport final au plus tard le 30 juin 2011 et qu'il conserve tous les pouvoirs nécessaires pour diffuser ses conclusions dans les 180 jours suivant le dépôt du rapport final.

La motion, mise aux voix, est adoptée.

Le greffier du Sénat,
Gary W. O'Brien

Résumé

Résumé

Pendant trois mois, le printemps dernier et cet été (du 20 avril au 15 juillet 2010), le monde entier a pu assister 24 heures par jour et sept jours par semaine au spectacle affligeant du pétrole brut qui s'échappait librement dans le golfe du Mexique, menaçant de souiller des marais à l'écologie vulnérable, des plages en parfait état, de précieuses frayères et de vastes sanctuaires d'oiseaux et d'autres espèces fauniques. Grâce aux médias imprimés, électroniques et sociaux, la catastrophe de la plate-forme de forage Deepwater Horizon de BP et la saga non encore terminée des efforts d'endiguement de la marée noire provoquée par l'éruption de son puits en mer Macondo se sont déroulées de façon saisissante au vu et au su de tous. Rares sont ceux qui ont pu éviter de voir la vidéo incessante de ce visqueux pétrole noir qui se déversait dans les eaux du golfe à partir de la tête de puits endommagée, à une profondeur de quelque 5 000 pieds sous l'eau. Sont venues ensuite les scènes quotidiennes d'oiseaux de mer couverts d'une substance collante et noire.

Les réactions aux quatre coins de la planète ont été nombreuses et variées. Le président des États-Unis, M. Obama, est intervenu directement. Il s'est rendu sur les lieux à plusieurs reprises et il a fait régulièrement des observations et des déclarations lourdes de sens. Il a ordonné un moratoire de durée indéfinie sur les forages en eau profonde non seulement dans le golfe du Mexique, mais aussi partout ailleurs au large des côtes américaines. Le PDG de BP, Tony Hayward, a été contraint de remettre sa démission. Des militants ont dit de l'incident qu'il s'agissait peut-être de la catastrophe environnementale la plus grave de tous les temps. Des groupes d'intérêts ont appuyé l'appel lancé par le président à l'imposition d'un moratoire sur les forages. Beaucoup d'autres s'y sont opposés. Dans les pays dotés d'industries prospères de prospection et d'exploitation du pétrole et du gaz extracôtiers, le débat se poursuit sur le bien-fondé de la poursuite ou de l'interruption des forages. Dans la plupart de ces pays, on est en train d'examiner d'urgence le régime réglementaire qui régit les activités extracôtiers. Parallèlement, les habitants de ces pays se demandent avec consternation : qu'arriverait-il si un incident semblable se produisait chez nous? Cela peut-il arriver chez nous? Sommes-nous à risque et quelle est notre capacité d'intervention?

Le Canada ne fait pas exception. Après l'explosion de Deepwater Horizon, le 20 avril, 2010 qui a tué 11 travailleurs, en a blessé 28 autres et a provoqué la fuite incontrôlée de millions de barils de pétrole dans le golfe, la réaction du Canada a été immédiate et, dans certains cas, extrême. Non seulement on craignait que la marée noire, au gré des courants océaniques, ne finisse par toucher les côtes canadiennes, mais les défenseurs canadiens de la faune se sont aussi inquiétés du sort des oiseaux migrateurs du Canada, dont le huard légendaire, qui se dirigent vers le sud en hiver et nichent dans les marais accueillants de la Louisiane et dans d'autres terres humides de la côte du golfe. L'attention du public s'est également portée immédiatement vers l'importante industrie canadienne du pétrole et du gaz extracôtiers. Sans comprendre à fond la nature et la portée de l'industrie extracôtiers de leur pays, beaucoup de Canadiens ont exprimé leurs inquiétudes à haute voix : « Que penser du forage dans les eaux et les glaces précieuses de l'Arctique, au large des côtes à l'écologie fragile de la Colombie-Britannique, dans les eaux glacées et souvent profondes au large des côtes du Canada atlantique? » Dès le début de mai, on disait qu'un pourcentage appréciable des Canadiens préconisaient un arrêt immédiat, quoique temporaire, de toute activité de forage et de production au large des côtes canadiennes. Nombreux étaient ceux qui prônaient

une suspension permanente des activités extracôtières au Canada. Au même moment, les organismes de réglementation et législateurs fédéraux et provinciaux au Canada, avec l'Office national de l'énergie à leur tête, ont entrepris un examen immédiat des régimes de réglementation des activités extracôtières. Ils ont également dépêché des groupes de travail pour observer les opérations déclenchées pour réagir à la catastrophe dans le golfe du Mexique, suivre les enquêtes sur les défaillances ou participer à ces enquêtes et tenter de tirer pour le Canada des enseignements du regrettable incident de BP.

Étant donné les reportages des médias et autres informations souvent contradictoires au sujet de la catastrophe de BP, et vu la propension des citoyens et des gouvernements à tirer des conclusions hâtives à la suite des grandes catastrophes, le Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles a décidé le 26 mai d'amorcer une série relativement brève d'audiences d'enquête afin de définir le plus exactement possible dans le laps de temps disponible l'état actuel de l'industrie canadienne de la prospection et du développement des hydrocarbures extracôtiers, sans négliger la nature des régimes de réglementation qui s'appliquent ni la capacité actuelle d'intervention en cas de catastrophe au Canada. Il s'agissait de dissiper ou au contraire de valider les craintes des Canadiens et de leur présenter la situation réelle du secteur extracôtier au Canada, ce qui allait leur permettre de se faire une opinion éclairée.

Pendant une période de six semaines, du 27 mai au 8 juillet, 2010 le comité a tenu neuf audiences publiques télévisées, entendu le point de vue de quelque 26 témoins représentant tous les groupes d'intérêts ou presque, étudié une volumineuse documentation et tenu plusieurs séances à huis clos pour passer les témoignages en revue. Les constatations et les recommandations du comité sont présentées dans le corps du présent rapport. Il ne fait pas de doute que le Canada a une industrie de la prospection et de l'exploitation des hydrocarbures extracôtiers qui est active et peut l'être davantage. Cette industrie a une grande importance pour le bien-être économique de l'ensemble du Canada et plus particulièrement des provinces où se déploie actuellement l'activité de cette industrie. Aux yeux du comité, il importe de faire remarquer que, pour l'instant, cette activité se limite à la zone extracôtière de l'Atlantique, près de Terre-Neuve-et-Labrador et de la Nouvelle-Écosse. En fait, il n'y a en ce moment qu'une seule opération de forage en eau profonde, soit le puits de prospection Lona O 55 de Chevron, dans le bassin Orphan de l'Atlantique, à quelque 430 km au nord-est de St. John's (Terre-Neuve). Il y a également plusieurs autres activités de développement et d'exploitation des hydrocarbures dans le secteur extracôtier de l'Atlantique. Il faut signaler en outre l'existence d'un moratoire permanent sur toutes les activités de prospection et de forage près de la zone délicate du Banc Georges.

Quant au secteur extracôtier de l'Arctique, y compris la mer de Beaufort, il ne s'y fait actuellement aucun forage. Certes, des licences ont été délivrées, et elles portent sur des activités futures de forage dans les eaux de l'Arctique, mais aucun forage n'a encore été approuvé. On prévoit que cette activité débutera en 2014.

Sur la côte ouest, dans les eaux du Pacifique au large de la Colombie-Britannique, il n'y a aucune activité extracôtière. Un moratoire sur les opérations extracôtières au large de la côte ouest canadienne a été imposé en 1972, et il demeure en vigueur avec l'approbation des autorités fédérales et provinciales. Aucune licence de prospection ou de forage n'a été délivrée.

Pour l'heure, le comité conclut que l'industrie extracôtière au Canada est soumise à un régime de réglementation qui est moderne, à jour et parmi les plus efficaces et

rigoureux, si on le compare à celui qui s'applique dans d'autres pays dotés d'industries extracôtières actives. L'Office national de l'énergie est en train de revoir la législation, les règles et les règlements qui s'appliquent au Canada, tant dans l'Arctique qu'ailleurs, et les organismes de réglementation au Canada ont mis en place des dispositions pour que le Canada profite au maximum des enseignements qui seront tirés de la catastrophe de BP.

Le comité s'est demandé s'il y aurait lieu de recommander une interdiction temporaire ou une suspension du forage de Chevron, signalé plus haut, qui est en cours dans le bassin Orphan. Aucun fait n'a été présenté qui justifierait une interdiction ou une suspension. Le comité recommande que le forage de Chevron se poursuive comme prévu, sous l'étroite surveillance des responsables de la réglementation, avec une grande prudence et avec la technologie de pointe, compte tenu de l'incident de Deepwater Horizon. De plus, il faudrait accorder une attention spéciale aux plans d'intervention de Chevron en cas de fuite de pétrole, car ils doivent être suffisants, compte tenu des circonstances. Enfin, le comité fait remarquer que l'environnement dans lequel se déroule le forage exploratoire de Chevron est fort différent de celui où s'est produit l'incident Deepwater Horizon, dans le golfe du Mexique, non loin de nombreux marais à l'écologie délicate et de zones de pêche et de sanctuaires fauniques importants.

Le comité entretient des inquiétudes au sujet de la planification et de la capacité d'intervention dont le Canada est doté en ce moment, et il en parle dans le rapport. Les dépenses en recherche-développement des grandes pétrolières sont très appréciables, mais le comité estime qu'il faudrait les augmenter, si possible, en mettant l'accent sur une technologie nouvelle et supérieure afin de pouvoir gérer les éruptions en eau profonde et réagir à des fuites de proportions catastrophiques.

En général, le comité reconnaît que l'industrie de la prospection et de l'exploitation des hydrocarbures extracôtiers présente des risques considérables et comporte des coûts importants. Il est évident qu'il faut concilier les facteurs de risque et la nécessité de la sécurité énergétique, sans négliger d'autres considérations économiques, en plus des conséquences qu'une fuite majeure de brut peut avoir. Une réglementation excessive et trop rigide risque de dissuader l'industrie pétrolière d'investir les capitaux énormes déjà nécessaires pour réussir dans ce champ d'activité complexe. Le comité a entendu assez de témoignages pour être à l'aise avec l'approche du Canada (fédérale et provinciale) en ce qui concerne l'équilibre entre risque et récompense, et sa nouvelle approche fondée sur le jugement et axée sur des buts. Le Canada est un membre de premier plan de l'International Regulators Forum, groupe d'organismes de réglementation des activités extracôtiers des pays les plus actifs dans les forages extracôtiers, dont la Norvège, le Royaume-Uni, les États-Unis, l'Australie, la Nouvelle-Zélande, les Pays-Bas et le Brésil. Chose curieuse, aucun de ces pays n'a demandé ni imposé une interdiction des opérations de forage extracôtier en cours chez eux après l'incident de BP. Une préoccupation que le comité a exprimée dans son rapport concerne la législation canadienne régissant l'obligation de réparer et la responsabilité des pertes et dommages, y compris les pertes économiques et les dépenses de nettoyage de l'environnement après un déversement majeur de pétrole attribuable à des opérations de forage en mer. Les règles canadiennes à cet égard manquent de clarté et de cohérence, et elles exigent un examen attentif et, à tout le moins, une amélioration qui tiendrait compte des réalités économiques d'aujourd'hui.

Pour conclure, le comité tient à rassurer les Canadiens : l'industrie canadienne des hydrocarbures extracôtiers est entre de bonnes mains; il n'a pu trouver aucune justification pour une interdiction ou un moratoire temporaires ou permanents dans les

activités extracôtières actuelles; le régime réglementaire du Canada est bon et il est constamment renforcé et amélioré à la lumière d'expériences comme l'incident de BP; toutes les opérations extracôtières qui pourraient être autorisées à l'avenir dans le territoire canadien, que ce soit dans les eaux de l'Arctique, au large des côtes du Pacifique ou au large des côtes de l'Atlantique, seront réglementées et contrôlées avec soin, étant donné l'expérience de l'incident de Deepwater Horizon, dans le golfe du Mexique. Il a certainement des points dont le comité s'inquiète et où on pourrait apporter des améliorations sur les plans législatif, réglementaire et opérationnel. Ces questions sont clairement expliquées dans le rapport.

Liste des recommandations

RECOMMANDATION 1	Le comité ne recommande pas d'interdiction permanente ou provisoire des forages extracôtiers en cours pendant que les organismes de réglementation de l'État réévaluent le régime de réglementation, les mesures de sécurité et les plans d'urgence à la lumière du déversement pétrolier de Deepwater Horizon.
RECOMMANDATION 2	Le comité recommande d'étudier plus en détail la structure et le rôle des offices des hydrocarbures extracôtiers pour voir s'il existe un conflit important entre les divers rôles de réglementation.
RECOMMANDATION 3	Le comité recommande la tenue de discussions approfondies entre les organismes de réglementation et l'industrie au sujet des circonstances où il faudrait exiger le forage de puits de secours. Comme dans le cas du golfe du Mexique, il peut falloir plusieurs mois pour forer un puits de secours; par conséquent, les actuelles exigences américaines sur les puits de secours semblent insuffisantes pour maximiser le confinement de la nappe de pétrole et réduire au minimum les dommages à l'environnement. Par ailleurs, le forage de deux puits de prospection au lieu d'un seul risque d'accroître de façon involontaire la probabilité d'éruption.
RECOMMANDATION 4	Le comité recommande une collaboration plus poussée entre tous ceux qui sont chargés d'intervenir en cas de déversement pétrolier sur les plans du développement, de la préparation et des exercices avant que des incidents ne se produisent.
RECOMMANDATION 5	Le comité recommande que tous les exploitants qui ont des activités extracôtiers soient tenus d'organiser à des intervalles réguliers des exercices sur maquette d'une intervention en cas de déversement de niveau trois.
RECOMMANDATION 6	Le comité recommande un examen approfondi de la question de la responsabilité, y compris le rajustement des seuils en fonction de la réalité économique actuelle.

Un

Contexte

Chapitre un

Contexte

Le 20 avril 2010, Deepwater Horizon¹, plate-forme de forage en mer louée par British Petroleum (« BP ») et exploitée dans le champ pétrolier Macondo du golfe du Mexique, à une profondeur d'environ 5 000 pieds, a explosé et sombré. Onze travailleurs ont été tués par l'explosion et 28 ont été blessés. L'explosion a endommagé l'installation, qui a laissé s'échapper de façon incontrôlable le brut d'un puits sous-marin, avec un débit estimatif de 20 000 à 40 000 barils (de 3,2 à 6,4 millions de litres) par jour, ce qui est nettement supérieur aux premières estimations de 5 000 barils par jour².

Le 15 juillet 2010, un entonnoir a été installé sur la tête de puits, ce qui a redonné l'espoir qu'on puisse enfin mettre un terme à la fuite de brut. La marée noire a touché terre sur plus de 500 milles de plages et de marais le long de la côte américaine³. Des analystes de ce secteur d'activité auraient estimé les dégâts environnementaux et les préjudices économiques du déversement à 73 milliards de dollars⁴. Les deux puits de secours qui sont en cours de forage étaient considérés au départ comme le meilleur espoir d'alléger la pression de la fuite principale pour que BP puisse bloquer le débit provisoirement et appliquer une solution permanente, soit le pompage de boue et de béton dans le puits. Dans le jargon du métier, on appelle cette opération « static kill ». Elle a débuté le 3 août. Le 4 août, le président des États-Unis, Barack Obama, a déclaré : « Les efforts visant à boucher le puits au moyen de ce qu'on appelle un “static kill” semblent porter fruit. Et selon un rapport communiqué aujourd'hui par nos scientifiques, la grande majorité du pétrole déversé a été dispersé ou retiré de l'eau. Par conséquent, la longue bataille visant à colmater la fuite et à endiguer le pétrole semble enfin toucher à sa fin. Nous en sommes très satisfaits⁵. » Au 8 août, des tests de pression indiquent que le bouchon de béton semble tenir bon. Un puits de secours devrait être terminé d'ici le 15 août, et il servira à pomper des boues de forage et du béton dans le puits endommagé. Il s'agit de ce qu'on appelle le « bottom kill », et cette opération scellera définitivement le puits.

Cet incident regrettable est un redoutable rappel : il peut y avoir et il y a effectivement des accidents, malgré les pratiques exemplaires et la surveillance qui sont censées être en place. L'incident de Deepwater Horizon a fort naturellement suscité la crainte qu'un incident semblable ne se produise au Canada. Il serait imprudent d'avancer des hypothèses sur les causes de la catastrophe de Deepwater Horizon, mais il convient de prendre le temps d'évaluer avec soin la sécurité ainsi que les moyens et les procédures d'intervention en cas d'urgence qui sont utilisés dans les activités de forage

1 Le lecteur trouvera à l'annexe A la chronologie de la catastrophe de Deepwater Horizon.

2 Deepwater Horizon Unified Command, communiqués, *Admiral Allen, Dr. McNutt provide updates on progress of scientific teams analyzing flow rates from BP's well*, 10 juin 2010. Il est difficile d'estimer la quantité de pétrole qui s'échappe du puits sous-marin. L'estimation du gouvernement américain se situe entre 20 000 et 40 000 barils par jour. Comparaisant devant le sous-comité de l'énergie et de l'environnement de la Commission de l'énergie et du commerce, un ingénieur universitaire a déclaré que le débit pouvait être de 56 000 à 84 000 barils par jour, d'après une analyse de la vidéo du pétrole qui s'écoule du puits : sous-comité de l'énergie et de l'environnement de la Commission de l'énergie et du commerce, mémoire intitulé *Sizing up the BP Oil Spill: Science and Engineering Measuring Methods*, mercredi 19 mai 2010, <http://energycommerce.house.gov/documents/20100519/Wereley.Presentation.05.19.2010.pdf>.

3 [The Ongoing Administration-Wide Response to the Deepwater BP Oil Spill](#), 8 juillet 2010.

4 *Businessweek*, [Oil spill's economic damage may not go beyond Gulf](#), 28 juin 2010.

5 La Maison-Blanche, [Remarks by the President to the AFL-CIO Executive Council](#), 4 août 2010.

dans les diverses administrations au Canada ou qui sont liés à ces activités. Pour autant, le comité estime qu'il est important que les autorités compétentes et le public évitent toute réaction excessive à cet incident regrettable en prenant ou en réclamant des mesures inutiles ou mal adaptées qui risquent de beaucoup nuire à l'industrie canadienne des hydrocarbures extracôtiers.

Deux

Contexte canadien

Dans ce chapitre :

- 2.1 Industries pétrolière et gazière de la Colombie-Britannique
- 2.2 Industrie pétrolière et gazière de l'Arctique
- 2.3 Industrie pétrolière et gazière de l'Atlantique

Chapitre deux

Contexte canadien

Après l'incident de BP, certains ont avancé qu'un nombre important de Canadiens sont favorables à une suspension des forages en mer au Canada jusqu'à ce que le gouvernement central puisse examiner les risques, et il semblerait que beaucoup d'entre eux préconisent un arrêt total des forages⁶. C'est pourquoi le Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles (« le comité ») a décidé le 26 mai de tenir une série d'audiences spéciales d'enquête pour connaître l'état actuel de l'industrie canadienne de la prospection et du développement du pétrole et du gaz extracôtiers, et notamment des dispositifs d'intervention en cas d'urgence, ainsi que le régime de réglementation qui régit actuellement les forages et la production d'hydrocarbures extracôtiers au Canada pour savoir s'il répond aux besoins. Les résultats de ces audiences auront également un rôle important à jouer dans la formulation de recommandations dans le cadre d'une étude que le comité est en train de réaliser sur l'élaboration d'une stratégie canadienne de l'énergie durable⁷.

2.1 Industries pétrolière et gazière de la Colombie-Britannique

La Colombie-Britannique est au deuxième rang des producteurs de gaz naturel au Canada, et les activités pétrolières et gazières sont essentielles à son économie. En 2008, l'industrie pétrolière et gazière a rapporté à la province des revenus de 4,09 milliards de dollars à partir des champs de production sur la terre ferme, et les investissements de l'industrie ont été estimés à 8 milliards de dollars⁸. Tout le gaz naturel produit dans la province provient des champs situés sur la terre ferme. Les réserves possibles d'hydrocarbures extracôtiers sont estimées à 43,4 billions de pieds cubes⁹, un moratoire fédéral et provincial de fait s'applique aux activités pétrolières et gazières dans le Pacifique au large de la Colombie-Britannique depuis 1972.

La Colombie-Britannique exporte la majeure partie de sa production de gaz naturel, principalement vers les États-Unis. D'autres marchés semblent cependant sur le point de s'ouvrir : l'Agence internationale de l'énergie a affirmé récemment que la Chine avait supplanté les États-Unis comme plus grand consommateur d'énergie au monde¹⁰. Comme la demande d'énergie augmente de plus en plus dans le monde entier, le projet d'oléoduc Northern Gateway qui est proposé pour transporter le pétrole depuis Edmonton (Alberta) jusqu'à Kitimat (C.-B.) arriverait à point nommé pour exploiter de nouveaux marchés.

En somme, alors que prospèrent les activités sur la terre ferme, il ne se fait pour l'instant aucun forage au large de la côte ouest du Canada, et aucun n'est envisagé

6 Ekos Politics, [Most Canadians want offshore drilling suspended or stopped](#), Ottawa, 20 mai 2010.

7 Le rapport provisoire du comité sur l'élaboration d'une stratégie canadienne de l'énergie renouvelable, intitulé *Attention Canada! En route vers notre avenir énergétique*, a été déposé au Sénat le 29 juin 2010.

8 Gouvernement de la Colombie-Britannique, Your B.C. Government, Workers, Oil and Gas, http://www.gov.bc.ca/yourbc/oil_gas/og_workers.html?src=/workers/og_workers.html.

9 Energy Information Administration (US), International, Country Analysis Briefs, Canada, Natural Gas, <http://www.eia.doe.gov/cabs/canada/NaturalGas.html>. Voir également : Gouvernement de la Colombie-Britannique, Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources, Oil and Gas Production and Activity in British Columbia, Statistics and Resource Potential, 1996 – 2006, http://www.empr.gov.bc.ca/OG/oilandgas/statistics/Documents/5839_OilnGas_Bro.pdf.

10 Agence internationale de l'énergie, Latest Information, China overtakes the United States to become world's largest energy consumer, 20 juillet 2010, http://www.iea.org/index_info.asp?id=1479.

pour le moment.

2.2 Industrie pétrolière et gazière de l'Arctique

L'Office national de l'énergie (ONE) est responsable des « terres domaniales », c'est-à-dire des terres de la Couronne dans le nord du Canada et les zones extracôtières non visées par des accords de gestion provinciaux-fédéraux (notamment les côtes de la Colombie-Britannique). Cela englobe la zone extracôtière de l'Arctique qui, croit-on, recèle des réserves importantes de pétrole, de gaz naturel et d'hydrate de gaz¹¹. Bien qu'il y ait une production pétrolière à Norman Wells, dans les Territoires du Nord-Ouest, depuis 1920 et qu'il y ait eu au fil des ans de modestes travaux de prospection dans la mer de Beaufort, **il n'y a pas non plus de forages ou de production en mer dans l'Arctique**. Le développement dans le delta du Mackenzie et le bassin de la mer de Beaufort ne devrait pas débiter, à moins que ne soient levés des obstacles de nature économique comme le manque d'infrastructures¹². Jusqu'à maintenant, plusieurs permis de prospection en eau profonde ont été délivrés pour la mer de Beaufort, mais le forage ne commencera pas avant 2014 au plus tôt, et il sera soumis à des conditions strictes que l'ONE précisera à la lumière de l'examen approfondi de la réglementation qu'il est en train de réaliser, poussé par l'incident de Deepwater Horizon, et des enseignements tirés de cet incident¹³.

2.3 Industrie pétrolière et gazière de l'Atlantique

Bien que le comité ait examiné les activités de forage extracôtier dans tout le Canada et recueilli des témoignages sur l'état des activités extracôtières sur la côte ouest et dans l'Arctique, **toutes les activités de forage en cours au Canada se situent au large des côtes de l'Atlantique, et c'est là aussi que se concentre la totalité de la production de pétrole et de gaz extracôtiers**. Par conséquent, le comité a axé la majeure partie de son étude sur les opérations de forage dans l'Atlantique, ce qui ne l'empêchera toutefois pas de dire un mot de l'Arctique et de la côte ouest lorsqu'il y a lieu de le faire.

11 D'après Affaires indiennes et du Nord Canada, il pourrait y avoir dans l'Arctique canadien des réserves de 8,4 milliards de barils de pétrole et de 153 billions de pieds cubes de gaz naturel (Source : [Bibliothèque du Parlement](#)).

12 Le projet gazier Mackenzie qui est proposé comprend la construction d'un réseau de pipe-lines de 1 196 kilomètres le long de la vallée du Mackenzie qui relierait les champs de gaz naturel du delta du Mackenzie aux marchés du Sud.

13 Patrick Borbey, sous-ministre adjoint, Affaires du Nord, AINC, Délibérations (Témoignages) au Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 8 juillet 2010.

Trois

Zones extracôtières de l'Atlantique

Dans ce chapitre :

- 3.1 Impact économique
- 3.2 Étendue géographique des champs pétroliers et gaziers en mer
- 3.3 Organismes de réglementation des hydrocarbures extracôtiers de l'Atlantique

Chapitre trois

Zones extracôtières de l'Atlantique

L'Association canadienne des producteurs pétroliers signale que la zone située au large de la Nouvelle-Écosse recèle un potentiel de 40 billions de pieds cubes (Tpi3) de gaz naturel et de 1,3 milliard de barils de pétrole. Selon une estimation récente de l'Office Canada-Terre-Neuve et Labrador des hydrocarbures extracôtiers (OCTNLHE), il y aurait au large de Terre-Neuve-et-Labrador 2,84 milliards de barils de pétrole, 10,85 Tpi3 de gaz naturel et 478 millions de barils de liquides du gaz naturel¹⁴.

3.1 Impact économique

Ces réserves importantes d'hydrocarbures sont un élément important des économies provinciales de la Nouvelle-Écosse et de Terre-Neuve-et-Labrador. En effet, l'industrie du pétrole et du gaz extracôtiers crée des emplois, investit dans la recherche-développement, l'éducation, la formation et les infrastructures, et elle offre des retombées aux entreprises locales, sans oublier qu'elle paie des impôts et des redevances qui servent à assurer des services essentiels dans ces provinces.

L'industrie du pétrole extracôtier est un puissant moteur pour l'économie de Terre-Neuve-et-Labrador. Depuis 1997, le PIB de la province a progressé de 65 %, et près de la moitié de ce gain est attribuable au développement de la production de pétrole extracôtier. Le secteur pétrolier et gazier est désormais la source de 36 % du PIB de la province. À la fin de 2008, environ le vingtième des emplois, à Terre-Neuve-et-Labrador était soutenu par l'industrie pétrolière et gazière, en plus des 3 455 emplois directs offerts par ce secteur¹⁵. Bien que la Nouvelle-Écosse n'ait qu'un projet de production commerciale en mer pour l'instant, son ministère de l'Énergie prévoit toucher un maximum de 3 milliards de dollars en redevances gazières pendant la durée du Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable¹⁶. Après la TVH et l'impôt sur le revenu des particuliers, l'industrie pétrolière et gazière est la principale source de revenus de la province. Les redevances qui sont perçues servent à rembourser la dette de la province et à financer des infrastructures et des programmes sociaux dans toute la province¹⁷.

3.2 Étendue géographique des champs pétroliers et gaziers en mer

La zone extracôtier de Terre-Neuve-et-Labrador s'étend sur 7,3 millions d'hectares, soit environ les deux tiers de la superficie de l'île de Terre-Neuve¹⁸. Celle de la Nouvelle-Écosse fait environ 45,5 millions d'hectares¹⁹.

On trouvera des cartes de ces régions à l'annexe B.

14 Association canadienne des producteurs pétroliers, [Industry across Canada](#).

15 OCNEHE, Rapport annuel de 2008-2009.

16 Ministère de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse, *Economic Benefits from Offshore Petroleum Activity*.

17 ACPP, *Nova Scotia's Oil and Natural Gas Industry*.

18 OTNLHE, [About the Canada-Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board](#).

19 Stuart Pinks, PDG, OCNEHE, [Notes en vue d'une intervention pour l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers devant le Sénat \(Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles\)](#), 27 mai 2010, p. 2.

3.3 Organismes de réglementation des hydrocarbures extracôtiers de l'Atlantique

Dans leurs territoires respectifs de compétence, l'OCTNLHE et l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (« OCNEHE ») réglementent la prospection et l'exploitation pétrolières et gazières au large des côtes²⁰.

Le lecteur trouvera à l'annexe D un aperçu détaillé de la réglementation du secteur du pétrole et du gaz extracôtiers du Canada atlantique.

20 Pour de plus amples renseignements, voir l'annexe C.

Quatre

Activités de prospection et de forage dans l'Atlantique

Dans ce chapitre:

- 4.1 Terre-Neuve-et-Labrador
- 4.2 Nouvelle-Écosse

Chapitre quatre

Activités de prospection et de forage dans l'Atlantique

Les régimes de réglementation en place en Nouvelle-Écosse et à Terre-Neuve-et-Labrador pour les activités en mer sont très semblables. Avant de mener des travaux ou de réaliser quelque activité en mer, l'exploitant est tenu de demander une Autorisation d'opérations à l'organisme de réglementation provincial en fonction du programme global de forage qu'il entend réaliser. Il est également tenu d'obtenir une Approbation de forer un puits pour chacun des puits.

4.1 Terre-Neuve-et-Labrador

Les forages au large de Terre-Neuve-et-Labrador ont débuté en 1966. Depuis, 355 puits y ont été forés, dont 144 puits de prospection, les autres étant des puits de délimitation et de développement²¹. Quinze puits ont été forés en eau profonde, c'est-à-dire à une profondeur supérieure à 500 m²². Des permis de prospection en mer ont été accordés dans les régions suivantes : zone extracôtière du Labrador, Grands Bancs Nord, Grands Bancs Sud, sous-bassin Laurentien, bassin Sydney et zone extracôtière ouest de Terre-Neuve et Labrador²³. **Pour l'instant, les seules activités de forage de prospection en mer se déroulent au puits de prospection Lona 0-55, et elles sont menées par Chevron Canada Limited, à 430 kilomètres au nord-est de St. John's, à une profondeur d'environ 2 600 mètres, dans le bassin Orphan.** Il s'agit du puits extracôtier le plus en profondeur jusqu'à maintenant au Canada : à 1 000 mètres de plus que le puits qui a explosé dans le golfe du Mexique²⁴.

4.2 Nouvelle-Écosse

Le premier puits de prospection au large de la Nouvelle-Écosse a été foré en 1967. Depuis, 207 puits ont été forés à des profondeurs ne dépassant pas 2092 m²⁵. C'est surtout dans la région de l'île de Sable que se sont concentrées les activités de forage en mer et on y a découvert d'importants gisements de gaz. Récemment, des permis de prospection ont également été accordés à environ 160 kilomètres au sud-ouest de l'île²⁶. Il y a huit permis de prospection en cours portant sur un total de plus de 1 million d'hectares au large de la Nouvelle-Écosse²⁷. Toutefois, il n'y a pour l'instant aucune activité de forage²⁸.

21 Voir au glossaire de l'annexe G les définitions des différents types de puits.

22 Max Ruelokke, président-directeur général, Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers, Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 27 mai 2010.

23 Le lecteur trouvera à l'annexe B la carte des régions extracôtrières de Terre-Neuve-et-Labrador. Il y a 33 permis de prospection en cours dans la zone extracôtrière de Terre-Neuve-et-Labrador (voir annexe F).

24 Le puits endommagé Macondo se trouve à une profondeur de 1 500 mètres (5 000 pieds) : Deepwater Horizon Unified Command, Communiqués, [Transcript Press Brief G-2129](#), 15 mai 2010.

25 OCNEHE, [Directory of Offshore Wells](#), 18 mars 2010.

26 Ministère de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse, [Oil & Gas - Offshore Industry & Exploration History](#).

27 OCNEHE, [Active Exploration Licences as of June 2010](#). Voir annexe F.

28 Stuart Pinks, président-directeur général, Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 27 mai 2010.

L'OCNEHE restreint les désignations de parcelles en mer pour prospection éventuelle à trois zones²⁹. La zone d'interdiction du Banc Georges est une importante zone de pêche où la prospection pétrolière et gazière est sous le coup d'un moratoire depuis 1988. Récemment, le Canada et les États-Unis ont prolongé ce moratoire jusqu'en 2015³⁰. En 2004, le passage de l'île de Sable a été désigné zone de protection marine en vertu de la *Loi sur les océans*³¹. Par ailleurs, la zone interdite de la réserve de charbon Donkin, au large de la côte est de l'île du Cap-Breton, a été mise de côté pour l'exploitation des ressources en charbon sous le plancher océanique³².

29 OCNEHE, [Offshore Licence Map](#).

30 CBC news, [Georges Bank drilling ban extended](#), 13 mai 2010.

31 OCNEHE, [Zone marine protégée](#).

32 Loi sur les possibilités de la mise en valeur de la réserve de charbon Donkin, L.C. 2007, ch. 33.

Cinq

Exploitation au large de la côte de l'Atlantique

Dans ce chapitre :

- 5.1 Terre-Neuve-et-Labrador
- 5.2 Nouvelle-Écosse

Chapitre cinq

Exploitation au large de la côte de l'Atlantique

Lorsqu'un programme de forages de prospection permet de découvrir des hydrocarbures et aboutit à une déclaration de découverte importante qui est approuvée par l'organisme de réglementation, l'exploitant obtient une licence de découverte importante. Cette licence confère les mêmes droits à l'égard de la zone de la découverte que le permis de production, mais ces droits restent valables indéfiniment³³. S'il est établi que les réserves pétrolières justifient l'investissement de capitaux, une déclaration de découverte importante est faite à l'organisme de réglementation, et une licence de production peut être accordée au demandeur³⁴.

5.1 Terre-Neuve-et-Labrador

Terre-Neuve-et-Labrador produit plus de 340 000 barils de brut par jour³⁵, ce qui représente environ 12,5 % de la production canadienne totale de brut³⁶. L'industrie du pétrole et du gaz extracôtiers contribue de façon importante à l'économie de la province, représentant plus du tiers du PIB de la province, tandis que les redevances pétrolières ont atteint 2,5 milliards de dollars au cours de l'exercice 2008-2009³⁷.

Il y a actuellement trois projets d'exploitation pétrolière en mer à Terre-Neuve-et-Labrador, ce qui place la province au troisième rang des producteurs de pétrole classique au Canada. Tous trois sont situés dans le bassin Jeanne d'Arc de la zone des Grands Bancs Nord, à quelque 300 kilomètres à l'est de St. John's. Le 31 mai 2010, la production de White Rose s'est accrue grâce à l'apport du pétrole provenant du champ satellite North Amethyst. La production de North Amethyst devrait atteindre son sommet à 37 000 bpd³⁸. Un quatrième projet, Hebron, devrait être approuvé au début de 2012, après quoi les travaux de construction et le forage de développement devraient débiter³⁹.

33 La licence de découverte importante est de durée indéfinie pourvu que la déclaration de découverte importante en cause reste en vigueur, ou elle dure jusqu'à ce qu'un permis de production soit délivré pour les zones en question. Il y a 50 licences de découverte importante en cours à Terre-Neuve-et-Labrador et 35 en Nouvelle-Écosse (annexe F).

34 Il y a huit permis de production en cours en Nouvelle-Écosse et à Terre-Neuve-et-Labrador (annexe F).

35 OTNLHE, [Rapport annuel 2008-2009](#).

36 En 2009, Terre-Neuve-et-Labrador a produit environ 35 % du brut léger classique au Canada, <http://www.economics.gov.nl.ca/E2010/OilAndGas.pdf>

37 ACPP, [Newfoundland and Labrador's Oil and Natural Gas Exploration and Production Industry](#).

38 Husky Energy, [Communiqué](#), 31 mai 2010.

39 ExxonMobil Canada, [The Hebron Project](#).

Tableau 1 : Production de pétrole extracôtier à Terre-Neuve

Projet	Réserves	État	Propriétaires	Exploitants
Hibernia	1,24 milliard de barils de pétrole	En production depuis 1997 - 125 623 bpj (2009).	ExxonMobil, Chevron, Suncor, SGCH, Murphy Oil, StatoilHydro.	Hibernia Management and Development Company
Terra Nova	354 millions de barils de pétrole	En production depuis 2002 - 79 534 bpj (2009).	Suncor, ExxonMobil, StatoilHydro, Husky, Murphy Oil, Mosbacher, Chevron.	Suncor
White Rose	305 millions de barils de pétrole	En production depuis 2005 - 62 457 bpj (2009).	Husky, Petro-Canada (Suncor).	Husky
Hebron	De 400 à 700 millions de barils de pétrole	En développement. La production devrait débuter en 2017.	ExxonMobil, Chevron, Suncor, StatoilHydro, Nalcor.	ExxonMobil

Nota : les réserves comprennent aussi bien les réserves prouvées que les réserves probables.

Abréviations : bpj, barils par jour; ExxonMobil, ExxonMobil Canada; Chevron, Chevron Canada Resources; Suncor, Suncor Energy Inc.; SGCH, Société de gestion Canada Hibernia; HMDCC, Hibernia Management and Development Company; StatoilHydro, StatoilHydro Canada Ltd.; Husky, Husky Energy Operations Ltd; Murphy Oil, Murphy Oil Company Ltd; Mosbacher, Mosbacher Operating Ltd.; Statoil, Statoil Canada; Nalcor, Nalcor Energy.

Source : Rapport annuel de l'Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers, 2008 – 2009 p. 34–36 (<http://www.OCTNLHE.nl.ca/pdfs/ar2009f.pdf>), et Association canadienne des producteurs pétroliers, *Newfoundland and Labrador's Oil and Natural Gas Exploration and Production Industry, Contributing to a Strong Provincial Economy*, 2009 (<http://www.capp.ca/GetDoc.aspx?DocID=111534>), Centre info-énergie, ExxonMobil Canada, Suncor Energy, Husky Energy, Hibernia Management and Development Company.

5.2 Nouvelle-Écosse

En 1992, Cohasset-Panuke est devenu le premier projet d'exploitation de pétrole léger (condensat) en mer au Canada. Il n'y pas eu de déversements ni d'incidents dans le contrôle du puits au cours de la durée du projet, aujourd'hui déclassé.

Il y a actuellement un seul projet d'exploitation du gaz naturel en mer en cours au Canada. Il s'agit du Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable, qui est exploité par ExxonMobil Canada et produit du gaz naturel à partir de cinq champs distincts en eau peu profonde (de 20 à 75 mètres). Ces champs sont situés à environ 225 kilomètres au large de la côte est de la Nouvelle-Écosse. Le projet produit environ 459 millions de pieds cubes par jour (Mpi³), et la majeure partie du gaz est exportée vers le marché américain. Cela représente environ 2 % de la production canadienne totale

de gaz naturel⁴⁰.

Un deuxième projet d'exploitation de gaz naturel en mer, Deep Panuke, de la société Encana, est en développement dans un champ en eau peu profonde, à proximité de l'île de Sable. La production devrait débuter en 2011, et il est probable que, pendant la durée de l'exploitation, on pourra extraire jusqu'à 900 milliards de pieds cubes (Gpi³) de gaz naturel. Tout comme le Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable, celui de Deep Panuke expédiera sa production vers Goldboro (Nouvelle-Écosse) par pipe-line sous-marin⁴¹. Ensemble, ces deux projets représenteront environ 3,75 % de la production quotidienne moyenne totale de gaz naturel au Canada⁴².

Tableau 2 : Production de pétrole et de gaz extracôtier de la Nouvelle-Écosse

Projet	Réserves*	État	Propriétaires	Exploitants
Cohasset-Panuke	A produit 44,5 millions de barils de pétrole léger	Déclassé. Production de 1992 à 1999.	PanCanadian (aujourd'hui Encana), Lasmo	PanCanadian (Encana)
Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable**	3 Tpi ³ de gaz naturel	Produit une moyenne de 350 kpi ³ /j de gaz naturel depuis 1999.	ExxonMobil, Shell, Imperial Oil, Pengrowth, Mosbacher.	ExxonMobil
Projet de développement de gaz en mer Deep Panuke	892 Gpi ³ de gaz naturel	En développement. La production de gaz naturel devrait débuter en 2011, avec une production maximum de 300 mpi ³ /j.	Encana	Encana

Nota : * les réserves comprennent aussi bien les réserves prouvées que les réserves probables. ** Le 8 juillet, 2010 il a été annoncé qu'ExxonMobil avait décidé de ne pas prolonger l'exploitation du Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable. On ne sait pas au juste combien de temps encore le projet se poursuivra⁴³.

Abréviations : ExxonMobil, ExxonMobil Canada; Pengrowth, Pengrowth Energy Trust, Mosbacher, Mosbacher Operating Ltd.

Source : OCNEHE, http://www.OCNEHE.ns.ca/offshore_projects.php.

40 Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, Lettre au comité, dossier n° 75,429/30,001, 23 juin 2010.

41 Stuart Pinks, PDG, Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 27 mai 2010.

42 Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, dossier n° 75,429/30,001, 23 juin 2010.

43 CBC News, [Exxon ends N.S. natural gas project](#), 8 juillet 2010.

Six

Déversements et éruptions à ce jour

Dans ce chapitre :

- 6.1 Terre-Neuve-et-Labrador
- 6.2 Nouvelle-Écosse

Chapitre six

Déversements et éruptions à ce jour

Avant l'incident de la plate-forme Deepwater Horizon de BP, les déversements de pétrole ont été habituellement associés à des accidents de pétroliers comme celui de l'Exxon Valdez, qui a laissé s'échapper 257 000 barils de pétrole dans le golfe du Prince William, en Alaska, le 24 mars 1989. Les déversements attribuables à des projets de prospection et de développement de pétrole et de gaz extracôtiers peuvent se produire pour des raisons diverses et revêtir une gravité variable. Selon Environnement Canada, une éruption est une fuite incontrôlée de pétrole ou de gaz à partir de réservoirs souterrains au cours du forage ou de la production⁴⁴.

6.1 Terre-Neuve-et-Labrador

Les catastrophes sur les plates-formes pétrolières ne se limitent pas aux déversements et aux éruptions, comme les habitants de Terre-Neuve-et-Labrador ne le savent que trop. En effet, dans la nuit du 14 au 15 février 1982, l'Ocean Ranger, plate-forme de forage semi-submersible, s'est renversée et a sombré au cours d'une violente tempête sur le champ pétrolier Hibernia. Les 84 membres de l'équipage ont péri. Les enquêtes qui ont suivi ont révélé que de l'eau de mer s'était infiltrée dans la salle de contrôle du ballast par un hublot brisé, provoquant un court-circuit qui a occasionné une défaillance totale du tableau de contrôle du ballast qui assurait la stabilité de la plate-forme. Par suite de la catastrophe, des modifications ont été apportées à la réglementation. Elles concernaient surtout la formation et les pratiques et procédures de sécurité au large. Elles ne se rapportaient pas expressément aux pratiques de contrôle des puits ou du forage.

Selon le président-directeur général de l'OCTNLHE, depuis le début de la production de pétrole dans cette région, seulement « quelque 1 100 barils de pétrole brut ont été déversés dans notre zone extracôtière, soit à peu près 1 baril pour 1 million de barils produits. Il n'y a pas eu d'éruption dans notre zone extracôtière⁴⁵ ».

Le déversement de pétrole en mer le plus important de l'histoire du Canada s'est produit en novembre 2004 : un total de 1 000 barils se sont échappés du bâtiment de production pétrolière Terra Nova^{46,47}. À titre de comparaison, l'incident qui s'est produit dans le golfe du Mexique a provoqué la fuite de 20 000 à 40 000 barils **par jour**. Ce déversement quotidien est supérieur à l'ensemble de tous les déversements survenus en dix ans au large de Terre-Neuve-et-Labrador. « Évidemment, nous préférierions qu'il n'y ait pas eu de blessé ou de déversement, mais nous croyons que le dossier en cette matière dans notre zone extracôtière est tout à fait respectable⁴⁸. »

44 Environnement Canada, Glossaire : [Éruption en mer](#). Si une éruption se produit, aucune redevance n'est payée sur les hydrocarbures perdus. Le régime des redevances repose sur les revenus et les bénéfices. Voir par exemple le [Offshore Petroleum Royalties Act](#) et le [Offshore Petroleum Royalties Regulations](#) de la Nouvelle-Écosse.

45 Max Ruelokke, président-directeur général, Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers, Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 27 mai 2010.

46 OTNLHE, [Oil spill incident data: NL offshore area 2004](#).

47 CBC News, [Environmentalist doubts N.L. ready for oil spill](#), 30 avril 2010.

48 Max Ruelokke, président-directeur général, Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers, Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 27 mai 2010.

Il importe d'ajouter que, à la différence de ce qui se passe dans le golfe du Mexique, une marée noire provenant d'une éruption au large de Terre-Neuve-et-Labrador ne souillerait probablement pas les côtes canadiennes, d'après ce qu'on a dit au comité. Un représentant a attribué ce scénario possible à la présence du courant du Labrador. L'entreprise a évalué plusieurs scénarios et fait remarquer que « (d)ans tous les cas, les modèles ont indiqué que le pétrole devrait se diriger vers le grand large⁴⁹ ». Toutefois, les eaux du plateau continental au large des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador et de la Nouvelle-Écosse font vivre les oiseaux marins et d'autres populations de la faune marine qui seraient vulnérables aux déversements pétroliers au grand large⁵⁰.

6.2 Nouvelle-Écosse

Les hydrocarbures découvertes au large de la Nouvelle-Écosse ont été jusqu'à maintenant des réserves de gaz naturel et de pétrole léger (condensat). Les accidents qui surviennent dans ces opérations ne provoquent pas de marée noire comme celle qui a été causée par l'incident de Deepwater Horizon ou d'autres incidents de déversement de brut. En effet, le gaz s'échappe dans l'atmosphère, alors que le condensat forme une fine couche mesurable en microns à la surface de l'océan et se dissout ou s'évapore rapidement.

Toutefois, les éruptions peuvent toujours se produire dans les projets gaziers en mer, et il y en a eu deux au large de la Nouvelle-Écosse. La première est survenue en 1984 dans un puits d'exploration, à 153 mètres de la surface de l'océan. Pendant une période de 13 jours, le puits a laissé s'échapper 70 millions de pieds cubes (Mpi3) de gaz et 1 700 pieds cubes (mpi3) de condensat par jour⁵¹. Stuart Pinks, actuel PDG de l'OCNEHE, a décrit l'accident en ces termes :

Cet accident s'est produit sur une plate-forme semi-submersible. Le bloc obturateur n'a pas fonctionné. Il y a eu une surpression qui a endommagé une partie des commandes du bloc obturateur, et il n'y avait pas, à l'époque, les commandes de secours qui sont en place aujourd'hui. À la suite de cet incident, certaines modifications ont été apportées à la technologie pour améliorer la fiabilité. Le puits a été fermé avec succès au bout de 13 jours, et les dommages causés à l'environnement ont été très limités⁵².

La deuxième éruption s'est produite dans un puits d'exploration à 38 mètres sous la surface de l'eau en avril 1985, et il s'agissait d'un type différent d'éruption, une éruption sous-marine. M. Pinks a présenté une description plus détaillée de l'incident au cours de son témoignage au comité :

[L]e cuvelage dans le trou n'a pas tenu⁵³. Une fois encore, il s'agissait de gaz naturel. Du gaz naturel d'une formation souterraine a pu s'infiltrer dans une autre formation souterraine, et il ne s'est donc pas échappé. Il n'y a pas eu de rejet dans l'océan ni dans l'atmosphère⁵⁴. Il a fallu forer un puits

49 Paul McCloskey, vice-président, Opérations de la côte est, Husky Oil Operations Limited, Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 17 juin 2010.

50 Ian L. Jones, professeur au département de biologie de l'Université Memorial, 13 mai 2010, http://www.mun.ca/serg/NL_seabirds_offshore_risk.html.

51 Environnement Canada, [Éruption incontrôlée Vinland](#).

52 Stuart Pinks, PDG, Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 27 mai 2010.

53 Voir le glossaire à l'annexe G.

54 Il y a toutefois émission de gaz à effet de serre dans l'atmosphère.

d'intervention pour boucher ce puits. Cet incident n'a pas été dû à une défaillance du bloc obturateur, mais du cuvelage dans le trou⁵⁵.

M. Pinks a également rappelé au comité que ces incidents s'étaient produits il y a 25 ans et que « la technologie (avait) passablement évolué depuis cette époque⁵⁶ ».

55 Stuart Pinks, PDG, Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 27 mai 2010.

56 Ibid.

Sept

Approbation réglementaire des programmes de forage en mer

Dans ce chapitre :

- 7.1 D'une approche normative à une approche axée sur des buts
- 7.2 Une « norme mondiale » de la réglementation des activités extracôtières?
- 7.3 Différences dans la réglementation sur les forages en mer dans l'Arctique

Chapitre sept

Approbation réglementaire des programmes de forage en mer

Les forages en mer sont en soi une entreprise risquée. Par ailleurs, les ressources extracôtières apportent une contribution appréciable aux économies locales, régionales et nationales. Le défi que les exploitants et les organismes de réglementation doivent relever est de trouver un juste équilibre entre la sécurité et les risques pour l'environnement, d'une part, et les considérations économiques et la sécurité énergétique, d'autre part.

Certes, il est possible de cerner les risques, de les évaluer, de les réduire au minimum et de les atténuer, mais on ne saurait les éliminer tout à fait. La gestion du risque est donc un élément crucial des activités extracôtières. Comme l'a expliqué Gaétan Caron, président et premier dirigeant de l'ONE :

La célèbre (équation) du risque est la suivante : la probabilité multipliée par la conséquence donne l'incidence. Même si quelqu'un pouvait laisser entendre que la probabilité d'un incident dans l'océan Arctique est faible, lorsqu'on multiplie une faible probabilité par une conséquence très élevée, on doit arriver à un résultat qui est acceptable pour la société⁵⁷.

Une responsabilité clé des organismes de réglementation est de tenter de s'« assurer que les exploitants les réduisent (les risques) à un niveau aussi faible que cela est raisonnable dans la pratique⁵⁸ ».

Pour sa part, l'industrie adopte à l'égard des activités extracôtières une approche « visant une exécution sans incident ni blessure tout en évaluant les risques et en appliquant des mesures d'atténuation permettant d'atteindre un niveau de risque aussi bas que possible sans rendre l'activité irréalisable⁵⁹ ». S'il est impossible de cerner et d'atténuer les risques, les projets ne se réaliseront pas : « Si nous ne pouvons pas (cerner et atténuer les risques), nous n'irons pas de l'avant⁶⁰. »

Comme on l'a dit aux membres du comité : « Cependant, [...] lorsqu'il s'agit de déterminer si un risque résiduel est acceptable, il s'agit d'une question de politique publique et c'est le gouvernement et l'organisme réglementaire qui sont responsables de faire des choix dans l'intérêt du public⁶¹. »

Le comité a été impressionné par l'engagement total des responsables de la réglemen-

57 Gaétan Caron, président et premier dirigeant de l'ONE, Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 22 juin 2010.

58 Max Ruelokke, président-directeur général, Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers, Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 27 mai 2010.

59 David Pryce, vice-président, Opérations, Association canadienne des producteurs pétroliers, Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 22 juin 2010.

60 Glenn Scott, président, ExxonMobil Canada Ltd., Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 29 juin 2010.

61 David Pryce, vice-président, Opérations, Association canadienne des producteurs pétroliers, Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 22 juin 2010.

tation du secteur extracôtier au Canada à l'égard de leur tâche, qui consiste à gérer les risques et les occasions dans l'intérêt des Canadiens, et il est convaincu, sur la foi des témoignages qui lui ont été présentés, que les risques sont en ce moment gérés comme il convient.

Un certain nombre de témoins représentants des organismes de réglementation et l'industrie ont donné au comité l'assurance que l'actuel régime législatif et réglementaire du Canada, semblable à celui de la Norvège, est parmi les plus rigoureux et les plus robustes au monde. Le Canada est même un membre de premier plan de l'International Regulators Forum, groupe de neuf organismes de réglementation en matière de santé et de sécurité dans l'industrie en aval des hydrocarbures extracôtiers⁶². Ce groupe se réunit chaque année pour discuter de questions d'intérêt mutuel, notamment les enseignements à tirer des incidents, les résultats des recherches et les initiatives de réglementation, dans un effort constant visant à concevoir et à améliorer des pratiques exemplaires.

À titre d'exemple de l'orientation de cette mise en commun du savoir, le groupe international des organismes de réglementation a actuellement des contacts et des communications officielles avec les responsables du Groenland, qui est sur le point de se lancer dans son premier programme de forages extracôtiers⁶³. Gaétan Caron, président et premier dirigeant de l'ONE, a décrit la nature de ces relations entre les organismes de réglementation :

Nous avons appris que le Groenland compte procéder à des activités de forage de son côté de sa frontière avec le Canada. Le Groenland a des exigences en place afin que les activités extracôtières d'exploration pétrolière et gazière soient menées de manière à protéger le public et l'environnement. Il semble que la semaine dernière, le Groenland a autorisé, pour cette année, le forage de deux puits en mer dans le détroit de Davis. Nous sommes en train d'élaborer un protocole d'entente avec le Bureau des minéraux et du pétrole du Groenland, notre équivalent groenlandais. Ce protocole guidera les deux organismes de réglementation dans leur recherche d'occasions de collaborer, et d'échanger de l'information et des pratiques exemplaires en matière de sécurité et de réglementation environnementale sur les activités de forage en mer.

De plus, l'ONE et le Bureau des minéraux et du pétrole du Groenland vont déterminer de quelle manière l'ONE pourra être présent sur les plateformes de forage cet été, à titre d'observateur, à certains moments clés du processus de forage⁶⁴.

Avant d'obtenir l'autorisation d'un projet de prospection ou de mise en valeur de ressources pétrolières et gazières, le promoteur du projet doit remplir un certain nombre de conditions précises prévues par règlement en matière de sécurité, d'environnement et de plans d'urgence. D'abord, avant que les programmes de forage ne soient envisagés et que les permis ne soient délivrés, les offices entreprennent une évaluation envi-

62 Les membres de l'International Regulators Forum sont les organismes de réglementation de la Norvège, des États-Unis, du Royaume-Uni, de l'Australie, de la Nouvelle-Zélande, du Brésil, du Canada et des Pays-Bas.

63 Max Ruelokke, président-directeur général, Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers, Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 27 mai 2010.

64 Gaétan Caron, président et premier dirigeant de l'ONE, Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 22 juin 2010.

ronnementale stratégique (EES)⁶⁵.

Une fois achevée l'EES, il faut réaliser une évaluation environnementale distincte du projet proposé. L'exploitant doit avoir obtenu un certificat d'aptitude d'une autorité de certification tierce et indépendante et une lettre de conformité de Transports Canada pour les installations de forage, et il doit présenter des plans de sécurité et de formation, un plan de protection de l'environnement qui comprend un plan d'urgence, un plan d'intervention en cas d'urgence et un plan d'intervention en cas de déversement de pétrole, comme la réglementation l'exige.

En outre, l'exploitant doit présenter des documents sur la responsabilité financière. Enfin, il doit fournir une attestation d'aptitude fonctionnelle attestant que les équipements et installations qui seront utilisés au cours de son programme sont aptes aux usages prévus, que leurs procédures d'utilisation sont appropriées, que le personnel est qualifié et compétent, et que l'installation respecte toutes les normes nécessaires au Canada. C'est seulement après que toute cette documentation est présentée à l'office et approuvée par nous qu'un exploitant peut aller de l'avant.

Le contrôle du forage et des puits est un aspect crucial des opérations en mer et il est décrit en détail dans le cadre réglementaire. Cela comporte un examen de divers volets : les capacités techniques et la planification de l'exploitant à l'égard de la conception des puits et des tubages, le contrôle des puits, la prévention et la détection des surpressions et des vibrations, et l'établissement de limites d'exploitation par temps très mauvais. De plus, nous examinons les exigences de déconnexion d'urgence et nous évaluons la disposition des puits d'intervention⁶⁶.

Les exigences réglementaires sont complétées par la documentation d'orientation fournie par les organismes de réglementation. Ils établissent des lignes directrices sur la façon dont les exploitants doivent assurer la conformité dans les activités en mer. Ainsi, plus de 20 lignes directrices distinctes sont affichées sur le site Web de l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers et communiquées à l'industrie⁶⁷.

Aucun règlement ni ligne directrice ne prévoit des normes minimums pour les matériels comme les tubulures ou tuyaux de puits et les blocs d'obturation. Chaque puits est unique et il est prévu et conçu en fonction de ses objectifs et de l'endroit particulier où il sera foré. Par exemple, les exploitants doivent fournir des éléments de preuve attestant que la conception du puits proposée convient, étant donné la pression et la profondeur du forage, avant que l'autorisation de forer ne soit accordée⁶⁸. [Traduction]

Le matériel industriel utilisé pour construire le puits et le contrôler, y compris les

65 Max Ruelokke, président-directeur général, Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers, Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 27 mai 2010.

66 Ibid. Voir également les règlements présentés à l'annexe D du présent rapport. Les exigences réglementaires de la Nouvelle-Écosse sont identiques à celles de Terre-Neuve-et-Labrador.

67 Voir par exemple le site Web de l'OCNEHE, [Gestion des terres](#), Publications; [Géosciences](#), Publications; [Santé et sécurité](#), Publications; [Environnement](#), Publications.

68 Paul McCloskey, vice-président, Opérations de la côte est, Husky Oil Operations Limited, Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 17 juin 2010.

blocs d'obturation, est certifié par un organisme de certification indépendant et internationalement reconnu et approuvé par l'organisme de réglementation⁶⁹. [Traduction]

7.1 D'une approche normative à une approche axée sur des buts

En décembre 2009, un nouveau régime canadien de réglementation visant les activités pétrolières et gazières en mer est entré en vigueur. Avant cette date, la réglementation était plutôt normative ou fondée sur des règles, en ce sens qu'elle précisait de façon plus détaillée les exigences techniques et le matériel nécessaire pour les forages en mer. Elle est maintenant axée sur des buts et fixe des objectifs sur les plans de la sécurité, de l'environnement et de la gestion des ressources, et les objectifs industriels sans donner de détails sur les moyens à prendre pour les atteindre. Au cours de son témoignage devant le comité, Gaétan Caron, président et premier dirigeant de l'Office national de l'énergie, a expliqué la modification de l'approche en matière de réglementation :

Je tiens avant tout à assurer aux sénateurs que le nouveau Règlement sur le forage et la production, en vigueur depuis décembre 2009, est plus solide et plus efficace que tout autre règlement établi auparavant. Il s'agit d'un règlement complet, axé sur des objectifs juridiques clairs en ce qui touche la sécurité et la protection de l'environnement. Il allie les meilleurs éléments normatifs et les meilleures exigences axées sur les buts, pour circonscrire les objectifs d'une réglementation adéquate.

L'ancien règlement représentait un système universel désuet, parfois comparé à une liste de cases à cocher. Le nouveau règlement exige que les sociétés démontrent qu'elles sont en mesure d'exercer leurs activités en toute sécurité dans des situations précises à l'aide de la technologie la plus moderne adaptée à leur cas. Il incombe aux entreprises de nous démontrer qu'elles peuvent protéger leurs travailleurs, le public et l'environnement. Si l'exploitant est incapable de démontrer cela, il ne peut pas faire de forage⁷⁰.

L'avantage des règles et règlements normatifs est qu'ils laissent moins de place aux erreurs d'interprétation. Par ailleurs, ils peuvent être considérés comme rigides, moins susceptibles d'être adaptés à des technologies qui sont nouvelles ou en évolution, et ils peuvent exiger des révisions et des mises à jour constantes, ce qui suscite de l'incertitude. Étant donné que l'élaboration et la mise en place d'un règlement peuvent exiger jusqu'à deux ans, ce n'est peut-être pas l'idéal. Le ministre des Ressources naturelles a décrit en ces termes les avantages d'une réglementation axée sur les buts :

Je parlais de réglementation axée sur les buts parce que nous voulons précisément disposer de la souplesse et de la marge de manœuvre nécessaires pour adopter toute nouvelle technologie représentant un gain d'efficacité. Comme je le disais tout à l'heure, cela ne revient pas à dire qu'il n'y a plus de réglementation. Il s'agit d'un régime réglementaire permettant de faire évoluer la réglementation en même temps que la technologie⁷¹.

69 Ibid.

70 Gaétan Caron, président et premier dirigeant de l'ONE, Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 22 juin 2010.

71 L'honorable Christian Paradis, ministre des Ressources naturelles du Canada, Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 8 juin 2010.

7.2 Une « norme mondiale » de la réglementation des activités extracôtières?

On s'inquiète de l'absence de règlement qui préciserait des normes minimums pour le matériel et les activités de forage. Peut-être trouve-t-on un moyen terme qui assure à la fois la souplesse permise par une réglementation axée sur des buts et l'orientation et la certitude que donne une réglementation normative dans le régime norvégien, régime équilibré comprenant deux formes de règlement. M. Stewart, du Fonds mondial pour la nature-Canada, en a parlé au comité et a présenté le régime réglementaire de la Norvège comme une « norme mondiale »⁷² :

Au début des années 1990, la Norvège a adopté un régime entièrement axé sur les buts qui encourageait l'innovation. Toutefois, lorsque quelques incidents mineurs ont eu lieu, elle a compris qu'elle devait modifier son approche et permettre un équilibre entre les règlements normatifs et un cadre de travail qui encourageait l'innovation. C'est un exemple de la manière dont elle tire profit de ses expériences. Très rapidement, après avoir observé les événements à l'étranger et dans leur propre pays, les dirigeants se sont adaptés et ont réussi à trouver un équilibre qui, selon nous, fonctionne bien⁷³.

7.3 Différences dans la réglementation sur les forages en mer dans l'Arctique

Au nord du 60e parallèle, au Canada, les activités pétrolières et gazières sont régies par deux entités de réglementation complémentaires mais indépendantes, soit Affaires indiennes et Nord canadien (AINC) et l'ONE (voir la figure 1). AINC s'occupe de la prospection et de la mise en valeur des ressources pétrolières et gazières du Canada dans les terres fédérales des Territoires du Nord-Ouest, au Nunavut et au large des côtes dans le Nord.

AINC a formé des partenariats avec des gouvernements et des groupes autochtones et nordiques dans le but de régir l'attribution de terres de la Couronne à des entreprises privées à des fins d'exploration des ressources pétrolières et gazières; de mettre en place le contexte de réglementation; d'établir et de percevoir des redevances; d'approuver des plans de retombées avant que les travaux de mise en valeur commencent dans une région⁷⁴.

En 2007-08, AINC a délivré des permis de prospection pour six parcelles dans la mer de Beaufort. Les entreprises conservent pendant neuf ans le droit exclusif de faire de la prospection et d'étudier la faisabilité de la mise en valeur du pétrole et du gaz. Les activités concrètes de forage doivent être approuvées par l'ONE. Jusqu'à maintenant aucun forage n'a été approuvé aux termes de ces permis.

Aucun projet n'est approuvé tant que l'ONE n'est pas convaincu que les plans de forage de l'exploitant contiennent des mesures solides, qu'il juge satisfaisantes, en ce qui concerne la sécurité, les interventions d'urgence et la protection de l'environnement. Tous les projets autorisés par l'office doivent être sûrs

72 Craig Stewart, directeur, Programme de l'Arctique, Fonds mondial pour la nature-Canada, Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 3 juin 2010

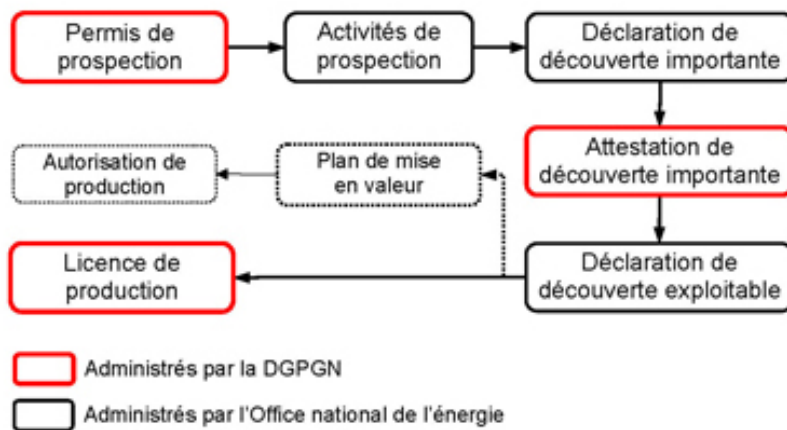
73 Ibid.

74 Patrick Borbey, sous-ministre adjoint, Affaires du Nord, AINC, Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 8 juillet 2010.

pour les travailleurs, le public et l'environnement⁷⁵.

Les demandes de forage en mer sont évaluées aux termes de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* et de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*, ainsi que par le comité d'étude des répercussions environnementales des Inuvialuit.

Figure 1 : Aperçu du processus de gestion du pétrole et du gaz extracôtiers dans l'Arctique



Source : Affaires indiennes et du Nord Canada, <http://www.ainc-inac.gc.ca/nth/og/rm/index-fra.asp>.

⁷⁵ Gaétan Caron, président et premier dirigeant, ONE, Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 22 juin 2010.

Huit

Évaluation de la Réglementation à la Lumière de l'Incident de Deepwater Horizon

Dans ce chapitre :

- 8.1 Examen par l'ONE des exigences relatives aux forages en mer dans l'Arctique
- 8.2 Examen par le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador des mesures de prévention des déversements en mer et des mesures correctives
- 8.3 Examen par l'OCTNLHE du forage en mer dans le bassin Orphan
- 8.4 Rôle et structure des offices des hydrocarbures extracôtiers
- 8.5 Différences entre les régimes canadien et américain de réglementation des activités extracôtiers

Chapitre huit

Évaluation de la Réglementation à la Lumière de l'Incident de Deepwater Horizon

Le comité s'est fait dire : « Les règlements et les organismes chargés de les appliquer visent à ce que le risque d'un incident au large des côtes soit réduit à un niveau qui est "le plus bas que l'on peut raisonnablement atteindre". C'est une réalité avec laquelle doivent composer les organismes de réglementation dans le cadre de leurs responsabilités. C'est précisément pour cette raison que les organismes de réglementation de la sécurité cherchent à améliorer la sécurité et à prévenir les accidents⁷⁶. »

La catastrophe de Deepwater Horizon a suscité les réactions suivantes du gouvernement et des organismes de réglementation du Canada.

8.1 Examen par l'ONE des exigences relatives aux forages en mer dans l'Arctique

Le 11 mai 2010, l'Office national de l'énergie a annoncé une revue des exigences en matière de sécurité et d'environnement pour les forages extracôtiers dans l'Arctique⁷⁷. **Pour l'instant, il n'y a pas d'activités de forage dans l'Arctique**, mais des licences ont été délivrées qui ouvrent la possibilité de forages à compter de 2014. Dans un communiqué publié le 10 juin 2010, l'Office national de l'énergie a déclaré qu'il « s'attend à terminer cette revue avant qu'il ne reçoive des demandes d'autorisation de forer dans les zones extracôtières de l'Arctique⁷⁸ ». **Il semblerait donc que les plans de forage en mer dans l'Arctique soient en veilleuse.**

Le Fonds mondial pour la nature-Canada a exprimé sa satisfaction devant le comité : c'est avec plaisir qu'il constate que l'ONE et le premier ministre de Terre-Neuve-et-Labrador prennent les devants en annonçant des enquêtes sur leurs activités extracôtières respectives. Le directeur du Programme de l'Arctique, Craig Stewart, a néanmoins proposé un examen national, aux termes de la Loi sur les enquêtes, de tous les règlements relatifs au pétrole et au gaz extracôtiers, afin d'établir dans tout le Canada un ensemble cohérent de règlements.

Cet examen devrait être limité dans le temps – six mois, par exemple – et avoir une portée nationale, c'est-à-dire qu'il porterait sur toutes les possibilités de forage extracôtier sur toutes les côtes. Il devrait porter sur le bien-fondé et les modalités des forages⁷⁹. [Traduction]

Après l'incident de Deepwater Horizon, les organismes canadiens de réglementation

76 Max Ruelokke, président-directeur général, Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers, Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 27 mai 2010.

77 Office national de l'énergie, Communiqué, « [L'Office national de l'énergie annonce la revue des exigences en matière de sécurité et d'environnement pour les forages extracôtiers dans l'Arctique](#) », 11 mai 2010.

78 Office national de l'énergie, Communiqué, « [L'Office national de l'énergie convie les intéressés à un processus de revue des exigences relatives aux activités de forage extracôtier dans l'Arctique](#) », 10 juin 2010.

79 Craig Stewart, directeur, Programme de l'Arctique, Fonds mondial pour la nature-Canada, Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 3 juin 2010.

ont entrepris un certain nombre d'enquêtes et d'examens, et le comité est d'avis que de nouvelles enquêtes risquent de faire double emploi.

8.2 Examen par le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador des mesures de prévention des déversements en mer et des mesures correctives

Le 12 mai 2010, le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador a entrepris un examen des exigences et des pratiques de prévention des déversements de pétrole en mer et des mesures correctives prévues dans la province⁸⁰.

8.3 Examen par l'OCTNLHE du forage en mer dans le bassin Orphan

À la lumière de ce qui se produit dans le golfe du Mexique, l'Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers a annoncé dans un communiqué du 20 mai 2010 des mesures de surveillance spéciale pour le programme de forage dans le bassin Orphan, où on est en train de forer le puits de prospection le plus profond au Canada dans le cadre d'un projet dirigé par Chevron Canada Limited⁸¹. Chevron doit faire rapport quotidiennement à une équipe de sécurité qui exerce une surveillance, rencontrer cette équipe aux deux semaines et lui fournir les résultats des tests sur le matériel d'obturation et d'autres tests observés par un membre de l'office. En outre, avant de pénétrer une cible d'hydrocarbures sous le fond marin, la société doit suspendre ses opérations pour examiner la situation et s'assurer que l'ensemble du matériel, des systèmes et des procédures sont en place pour que les opérations puissent se dérouler en toute sécurité et sans risquer de polluer l'environnement. Elle doit également donner à l'office l'assurance qu'une équipe d'intervention rapide en cas de déversement est en place avant de pénétrer une cible.

8.4 Rôle et structure des offices des hydrocarbures extracôtiers

Une question a été soulevée à propos de la structure des deux offices chargés des hydrocarbures extracôtiers de l'Atlantique, puisqu'ils sont responsables à la fois de la maximisation du recouvrement des hydrocarbures, de la valeur et des retombées, ainsi que de la protection de l'environnement et de la sécurité. Ce double rôle est prévu dans les mandats des offices et leurs énoncés de mission.

Selon l'OCTNLHE,

en s'acquittant de son mandat, l'Office a pour rôle de faciliter l'exploration et la mise en valeur des ressources en hydrocarbures de la zone extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador d'une manière qui respecte les dispositions réglementaires en matière de :

- sécurité des travailleurs;
- protection et sécurité environnementales;

⁸⁰ Gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador, Communiqué, *Consultant Retained for Review of Offshore Oil Spill Safety Practices*, 12 mai 2010.

⁸¹ OCTNLHE, Communiqué, *C-NLOPB Announces Special Oversight Measures for Orphan Basin Drilling Program*, 20 mai 2010.

- gestion efficace des parcelles;
- récupération et rentabilisation optimales des hydrocarbures;
- retombées économiques pour le Canada et pour Terre-Neuve-et-Labrador⁸².

De la même façon, l'OCNEHE affirme qu'« il est chargé de réglementer les activités d'exploitation des hydrocarbures dans la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse⁸³ ». L'Office décrit ses responsabilités principales en ces termes :

- la santé et la sécurité des travailleurs en zone extracôtière;
- la protection de l'environnement pendant les activités pétrolières extracôtières;
- la gestion et la conservation des ressources extracôtières en hydrocarbures;
- la conformité aux dispositions des lois de mise en œuvre de l'Accord sur l'emploi au Canada et en Nouvelle-Écosse et sur les retombées économiques;
- la délivrance de permis pour la prospection et la production extracôtières;
- l'évaluation de la ressource, la collecte de données sur la ressource, la conservation et la distribution de la ressource⁸⁴.

La structure des offices des hydrocarbures extracôtiers de l'Atlantique tranche avec le régime de réglementation qui vise les régions extracôtières au-delà de 60 degrés de latitude nord, où la délivrance des permis (et donc la valeur) et les fonctions de sécurité sont confiées à des entités distinctes. L'ONE assure la surveillance réglementaire tandis qu'AINC se charge des offres et des concessions pour les projets pétroliers et gaziers en mer. Les rôles sont donc séparés.

On a exprimé la crainte que le fait que le même organisme soit chargé de la production et de la sécurité, comme c'est le cas des offices de l'Atlantique, ne donne au moins l'apparence d'un conflit interne⁸⁵.

Témoignant devant le comité, le président directeur général de l'OCTNLHE a déclaré : « Nous ne faisons pas la promotion de l'industrie. C'est le rôle des gouvernements. Notre rôle est d'assurer la surveillance réglementaire des activités des exploitants⁸⁶. »

Les représentants de l'industrie appuient l'« approche réglementaire globale⁸⁷ » des offices de l'Atlantique, signalant que la sécurité prime dans le régime de réglementation :

82 OCTNLHE, Mandat et objectifs, http://www.OCTNLHE.nl.ca/abt_mandate.shtml.

83 OCNEHE, Énoncé de mission, http://www.OCNEHE.ns.ca/call_for_bids_09_1/OCNEHE/mission.html.

84 OCNEHE, Énoncé de mission, http://www.OCNEHE.ns.ca/call_for_bids_09_1/OCNEHE/mission.html.

85 Craig Stewart, directeur, Programme de l'Arctique, Fonds mondial pour la nature-Canada, Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 3 juin 2010.

86 Max Ruelokke, président-directeur général, Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers, Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 27 mai 2010.

87 David Pryce, vice-président, Opérations, Association canadienne des producteurs pétroliers, Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 22 juin 2010.

Dans un contexte réglementaire, la sécurité inclut la protection des travailleurs et la protection de l'environnement, mais elle est également intégrée à la conception des navires, des installations et de l'équipement lié aux activités extracôtières. Nous croyons que la séparation des responsabilités des offices ne constituerait pas un moyen efficace d'assurer la surveillance globale de l'industrie et elle pourrait mener à des orientations incohérentes ou difficilement conciliables. À notre avis, la sécurité et l'exploitation sont les deux revers d'une même médaille parce que l'équipement et les pratiques liés à l'exploitation sont des aspects intégrants de la sécurité⁸⁸.

Le comité estime qu'il vaut la peine d'étudier plus en détail la structure et le rôle des offices des hydrocarbures extracôtiers pour voir s'il existe un conflit d'importance entre les rôles de réglementation. Cette opinion découle en partie des allégations avancées par divers groupes d'intérêts selon qui il serait plus normal de séparer la mission de sécurité de celle du développement économique.

8.5 Différences entre les régimes canadien et américain de réglementation des activités extracôtières

Le comité a remarqué de nombreuses différences entre les régimes de réglementation canadien et américain et il a conclu que l'actuel régime canadien est plus cohérent et efficace.

À la demande du comité, Encana, qui a conçu le projet gazier Deep Panuke, en Nouvelle-Écosse, a décrit trois différences clés entre les régimes de réglementation des activités pétrolières et gazières en mer au Canada et au large des côtes du golfe aux États-Unis (avant l'incident de Deepwater Horizon).

Le Canada a fait la transition entre règlements normatifs et règlements axés sur des buts le 31 décembre 2009. Selon Encana, les règlements américains sur les activités dans le golfe du Mexique « sont plus normatifs que ceux du Canada en ce qui concerne le forage, la cimentation, la complétion et la prévention des éruptions » [traduction].

Les accords conclus entre le Canada et la Nouvelle-Écosse et entre le Canada et Terre-Neuve-et-Labrador sur les hydrocarbures extracôtiers définissent un poste de délégué à la sécurité (DS). Comme le précise la législation, le DS est chargé de faire respecter la réglementation en matière de santé et de sécurité dans les activités pétrolières et gazières au large des côtes. Il peut notamment ordonner une interruption totale ou partielle des activités s'il les juge dangereuses⁸⁹. Actuellement, la réglementation qui s'applique sur la côte du golfe, aux États-Unis, ne prévoit pas de délégués à la sécurité qui auraient de larges pouvoirs et responsabilités analogues.

Enfin, seul le régime de réglementation canadien comprend une disposition exigeant que toute installation de forage obtienne un certificat d'aptitude⁹⁰. Selon Encana, l'autorité de certification tierce et indépendante (avec l'approbation du DS) « assure des critères de sécurité de base pour le matériel »⁹¹.

88 Ibid.

89 *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada-Terre-Neuve*, article 193.

90 Pour de plus amples renseignements, voir le glossaire de l'annexe G.

91 Malcolm Weatherston, directeur général de projet, Deep Panuke, Encana, Lettre au comité, numéro de dossier DM-CR-RE-10-0180/0203DM, 24 juin 2010.

Neuf

Recherche-développement sur les forages extracôtiers

Dans ce chapitre :

- 9.1 Lignes directrices régissant la R-D sur les activités extracôtiers
- 9.2 Dépenses en R-D sur les opérations extracôtiers — Activités
- 9.3 Préoccupations du comité

Chapitre neuf

Recherche-développement sur les forages extracôtiers

Forer un puits de plusieurs kilomètres sous le fond marin par plus de 2,5 kilomètres sous l'eau est un exploit scientifique et technologique impressionnant. Le comité souhaitait donc se renseigner sur les entreprises de recherche-développement des exploitants en zone extracôtère, notamment en ce qui concerne les moyens scientifiques et technologiques mobilisés pour gérer des incidents qui peuvent devenir catastrophiques, comme celui de Deepwater Horizon.

9.1 Lignes directrices régissant la R-D sur les activités extracôtères

Aux termes des Accords de l'Atlantique, les exploitants en zone extracôtère sont tenus de consacrer chaque année un certain montant à la recherche-développement, à l'éducation et à la formation dans la province en cause⁹². Les lignes directrices des offices chargés des hydrocarbures extracôtiers prévoient des modalités de calcul de ces dépenses. Bien qu'ils ne précisent pas comment l'argent doit être dépensé, les offices respectifs approuvent les plans pourvu qu'ils soient raisonnables et conformes aux principes fondamentaux de la législation⁹³.

Les engagements d'Encana à l'égard du plan de l'OCNEHE relatif aux retombées pour la Nouvelle-Écosse supposent la mise en place d'un fonds administré par la province pour la R-D, l'éducation et la formation, ainsi que pour le soutien des groupes défavorisés. Au cours de l'étape de développement du projet Deep Panuke, Encana fera au fonds des versements annuels équivalant à 0,5 % de ses coûts en immobilisations autorisés. À l'étape de la production de gaz naturel, les contributions annuelles d'Encana correspondront à environ 0,5 % des revenus bruts du projet⁹⁴. Depuis 1995, le Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable a consenti des dépenses en R-D totalisant 26,7 millions de dollars, dont 931 000 \$ en 2009. ExxonMobil et les autres partenaires de ce projet se sont engagés à consacrer un maximum de 3 millions de dollars pour la poursuite des activités de RD d'ici 2012⁹⁵.

L'OCTNLHE établit le total des dépenses en RD exigées pendant la durée d'un projet pétrolier extracôtier en fonction d'un repère de Statistique Canada⁹⁶, du total des réserves récupérables et des prix à long terme des produits pétroliers. L'Office accepte comme dépense raisonnable qui respecte les *Benefits Plan Guidelines* un montant correspondant à 0,5 % du total des immobilisations dans le projet. À l'étape de la production, il incombe aux exploitants en zone extracôtère de combler la différence entre le total exigé pour l'ensemble du projet et les dépenses engagées à l'étape du développement. À Terre-Neuve-et-Labrador, les exploitants des entreprises extracôtères dé-

92 *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada-Terre-Neuve et Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada-Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers*, alinéa 45(3)c.

93 Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers, Industrial Benefits, Legislation and Guidance, [Guidelines for Research and Development Expenditures](#), octobre 2004; Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, Canada-Nova Scotia Benefits, Publications, Guidelines, [Industrial Benefits and Employment Plan - Nova Scotia Offshore Area](#) (1994).

94 Encana, [Deep Panuke Project commitments regarding Nova Scotia Benefits](#).

95 Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable, [Annual Report 2009](#).

96 Statistique Canada, n° de catalogue 88-202-XIB, Dépenses en RD, extraction de pétrole et de gaz.

boursent en moyenne « entre 25 et 35 millions de dollars par année collectivement » pour satisfaire ces exigences en matière de dépenses⁹⁷.

9.2 Dépenses en RD sur les opérations extracôtières – Activités

Selon l'OCTNLHE, à l'étape du développement, les projets extracôtiers engagent généralement dans des programmes d'éducation et de formation les dépenses exigées pour la RD. À l'étape de la production, les dépenses sont davantage orientées vers les activités de RD proprement dites. Il importe de signaler que les offices ne décident pas de l'affectation des dépenses en RD. De toute façon, les activités de recherche-développement et les activités d'éducation et de formation menées à l'intérieur de la province sont des dépenses légitimes et admissibles à toutes les étapes des projets⁹⁸.

ExxonMobil Canada consacre environ 10 millions de dollars par année à une large gamme d'activités dans le cadre des dépenses exigées en RD. Le président d'ExxonMobil Canada a fait savoir au comité : « Beaucoup des occasions qui se présentent et que nous finançons se rattachent à la sécurité. » Un exemple qu'il a donné est celui d'un projet de simulation des embarcations de sauvetage financé par l'entremise de Petroleum Research Atlantic Canada⁹⁹.

Pour sa part, Chevron, qui est en train de forer le puits en mer le plus profond au Canada, a déclaré :

Nous investissons des fonds dans les technologies visant à contrer les fuites de pétrole, les technologies de forage et l'amélioration de la sécurité. Je peux vous parler d'un exemple précis. Nous étudions les fuites de pétrole dans les eaux envahies par les glaces. Nous avons lancé en partenariat un projet industriel dans la mer de Barents. Nous avons déversé du pétrole sur la glace, pour ensuite étudier des méthodes de récupération. Nous investissons effectivement d'importantes sommes d'argent dans la recherche et le développement. [...] Les dépenses en R-D [exigées par la loi et les lignes directrices de l'Accord atlantique] à Terre-Neuve-et-Labrador pour les 10 à 20 prochaines années se chiffrent en centaines de millions de dollars¹⁰⁰.

Husky Oil, exploitant en zone extracôtière à Terre-Neuve-et-Labrador, a dit au comité avoir injecté 30 millions de dollars dans des activités de RD au cours des cinq dernières années dans la province. Un montant de quelque 5 millions de dollars a été consacré à des questions environnementales comme la mise au point de systèmes de restauration des sites avec un seul navire et le soutien d'un centre de réhabilitation des oiseaux de mer. Ses représentants ont ajouté : « Nous sommes ouverts à l'idée d'orienter nos investissements sur d'autres sujets de recherche et développement [...] dans le but d'améliorer les techniques de restauration ou de confinement. La difficulté consiste à trouver le type d'investissement approprié et l'idée dans laquelle il serait utile d'investir. Nous sommes heureux de poursuivre ce genre d'investissement¹⁰¹. »

97 Max Ruelokke, président-directeur général, Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers, Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 27 mai 2010.

98 OTNLHE, [Guidelines for R&D expenditures](#).

99 Glenn Scott, président, ExxonMobil Canada Ltd, Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 29 juin 2010.

100 Mark MacLeod, vice-président, Atlantique Canada, Chevron Canada Limited, Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 10 juin 2010.

101 Paul McCloskey, vice-président, Opérations de la côte est, Husky Oil Operations Limited, Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 17 juin 2010.

9.3 Préoccupations du comité

Il semble, d'après les témoignages, que la technologie permettant de colmater les puits qui explosent à un mille sous la surface n'ait pas progressé au même rythme que celle qui permet de forer des puits à cette profondeur. L'OCTNLHE a signalé que, depuis que les nouvelles directrices ont été mises en place, en 2004, les activités de RD représentent 46 % des dépenses obligatoires en RD : « À ce jour, aucun des exploitants n'a indiqué de projet précis portant sur la prévention des éruptions en eau profonde et les moyens de les circonscrire¹⁰² ». [Traduction]

Il serait rassurant de savoir que la recherche-développement sur les technologies de forage à de plus grandes profondeurs est égalée par la RD sur les techniques qui permettent d'intervenir en cas de fuite dans ces zones et de contenir les déversements. Le comité a reçu l'assurance que, au fur et à mesure qu'on en apprendra davantage sur ce qui s'est passé au juste dans le golfe du Mexique, on accordera plus d'importance à la recherche sur les moyens d'éviter les défaillances en eau profonde et d'intervenir lorsqu'elles se produisent¹⁰³.

En somme, le comité a été impressionné par l'ampleur des dépenses en RD que consentent les protagonistes majeurs dans l'industrie canadienne des hydrocarbures extracôtiers, mais il en est néanmoins arrivé à l'opinion qu'il est souhaitable d'accroître ces dépenses et que cela donnerait de bons résultats dans la mise au point de technologies nouvelles pour intervenir dans les incidents catastrophiques (Niveau trois, voir plus loin la section 12.3).

Il est intéressant de signaler que, après la catastrophe Deepwater Horizon, quatre des grandes pétrolières ont uni leurs forces pour établir une organisation d'intervention commune qui serait à la disposition des exploitants du golfe du Mexique, au cas où il se produirait un autre incident majeur.

102 Max Ruelokke, président-directeur général, OTNLHE, lettre de suivi adressée au comité, 9 juin 2010.

103 Voir par exemple, Patrick Borbey, sous-ministre adjoint, Affaires du Nord, AINC, Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 8 juillet 2010, Gaétan Caron, président et premier dirigeant, ONE, Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 22 juin 2010, et Max Ruelokke, président-directeur général, Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers, Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 27 mai 2010.

Dix

Blocs d'obturation et puits de secours

Dans ce chapitre :

10.1 Blocs d'obturation

10.2 Puits de secours

Chapitre dix

Blocs d'obturation et puits de secours

Un bloc d'obturation (BOP) est un dispositif composé de valves solides rattaché à la tête d'un puits pour contrôler la pression et prévenir les éruptions¹⁰⁴. Si un BOP est défectueux et si une éruption se produit, le puits de secours est « la meilleure méthode qui existe à l'heure actuelle » pour maîtriser un puits¹⁰⁵. Selon la profondeur de forage nécessaire, il peut falloir plusieurs mois pour creuser un puits de secours et ainsi contrôler une éruption.

10.1 Blocs d'obturation

Idéalement, la boue de forage dans un puits est maintenue à la densité nécessaire pour empêcher le pétrole et le gaz de s'échapper d'un réservoir de façon incontrôlée¹⁰⁶. Le BOP est le système de secours qui relie la tête du puits à la plate-forme de forage à la surface. Il s'agit d'un dispositif de grande taille avec redondances intégrées (il peut faire 50 pieds de haut, 15 pieds de large et peser 200 tonnes) qui repose au sommet de la tête de puits, sur le fond marin, et qui peut servir à bloquer le débit du puits¹⁰⁷.

Le *Règlement sur le forage pour hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve* et le *Règlement sur le forage pour hydrocarbures dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse* exigent tous deux que les exploitants qui font des forages installent un matériel sûr de contrôle du puits pour prévenir les éruptions au cours de toutes les opérations. Les textes législatifs et réglementaires qui s'appliquent actuellement au Canada ne parlent pas expressément des BOP, mais un document commun de l'OCNEHE et de l'OCTNLHE, *Draft Drilling and Production Guidelines*, dit bel et bien que les exploitants doivent « s'assurer que les BOP et matériels de contrôle de la pression ont une pression nominale supérieure à la pression maximum de surface calculée dans la conception du puits¹⁰⁸ » [Traduction]. En outre, le document prévoit des lignes directrices sur la vérification de la pression des BOP et les mesures propres à atténuer le risque de ces dispositifs au cours des opérations en eau profonde.

104 Glossaire de l'OCNEHE.

105 Gaétan Caron, président et premier dirigeant, ONE, Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 22 juin 2010.

106 Glenn Scott, président, ExxonMobil Canada Ltd, Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 29 juin 2010.

107 Al Pate, directeur général, Services d'exploration et de production, Husky Oil Operations Limited, Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 17 juin 2010.

108 Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers et Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, *Drilling and Production Guidelines* (projet, 31 décembre 2009), p. 58, http://www.OTNLHE.nl.ca/pdfs/guidelines/drill_prod_guide.pdf. Lorsque le nouveau Règlement fédéral sur le forage et la production a été promulgué, en décembre 2009, les organismes de réglementation des hydrocarbures extracôtiers de l'Atlantique ont publié un projet de « Drilling and Production Guidelines ». Ce texte est destiné à la consultation des parties intéressées et leur servira de référence, de façon à faciliter la transition vers le nouveau régime axé sur des buts. Les lignes directrices sont mises à l'essai pendant un an et elles seront révisées au gré des besoins au cours de cette période à la lumière des réactions et de l'expérience acquise dans leur application. Les autorisations et approbations accordées par les organismes de réglementation des hydrocarbures extracôtiers de l'Atlantique aux termes des règlements antérieurs resteront en vigueur pour ce qui est des activités de forage et de production en cours dans les zones extracôtières de l'Atlantique. Lorsqu'elles viendront à expiration, elles seront renouvelées conformément à la nouvelle réglementation. Voir OCNEHE, News, CNSOPB Issues Draft Guidelines for New Drilling and Production Regulations, 30 décembre 2009, http://www.cnsopb.ns.ca/news_dec_29_09.php.

L'annexe D donne des renseignements détaillés sur les règlements qui régissent l'exploitation du pétrole et du gaz extracôtiers concernant le plan d'urgence et les BOP.

10.2 Puits de secours

Comme on l'a déjà signalé dans le présent rapport, à la section 6.2, un seul puits de secours a été foré au Canada jusqu'à maintenant. Le puits West Venture N-01 a été foré pour sceller le puits de gaz de Mobil en 1985, au large de la Nouvelle-Écosse. Le forage s'est fait à partir de 40 mètres sous l'eau, et il avait une profondeur totale de 3 632 mètres¹⁰⁹.

Le comité a acquis l'impression que le passage d'une réglementation normative à une réglementation axée sur des buts pour les opérations pétrolières et gazières en mer au Canada a peut-être semé une certaine confusion au sujet des exigences concernant les puits de secours. Il ne semble pas exister encore de dispositions législatives explicites qui exigent des puits de secours lorsqu'on fait des forages au large dans l'Atlantique.

Toutefois, lorsqu'il a comparu devant le comité le 8 juin 2010, le ministre des Ressources naturelles, l'honorable Christian Paradis, a déclaré qu'il ne pouvait pas y avoir de forages en mer au Canada à moins que l'exploitant ne soumette à l'organisme responsable un plan établissant sa capacité de forer un puits de secours¹¹⁰. Le ministre a également décrit ce qui était nécessaire dans un plan d'urgence :

Le plan d'urgence doit donner des renseignements sur les navires de forage à même de creuser un puits d'intervention. Elle doit aussi fournir des informations sur les besoins en matériel et en installations de forage. Le plan doit bien sûr porter sur le forage d'urgence de puits de secours; ça fait partie des directives à suivre¹¹¹.

Comme il est signalé à la section 4.1, le seul forage en mer qui se fait actuellement au Canada est mené par Chevron au puits de prospection Lona O55. D'après le ministre des Ressources naturelles et Eric Landry, directeur, Secteur de l'énergie, Ressources naturelles Canada, la société s'est conformée à la réglementation actuelle en prenant des dispositions avec un exploitant d'installations de forage qui est en mesure d'entreprendre le forage d'un puits de secours sur place dans un délai de 12 à 14 jours en cas d'urgence¹¹².

Aux termes du document commun de l'OCNEHE et de l'OCTNLHE, *Draft Drilling and Production Guidelines*, les exploitants de ressources pétrolières et gazières en mer doivent avoir les moyens de reconnaissance et les données voulues pour déterminer l'emplacement du trou de forage avec une exactitude suffisante pour pouvoir forer un puits de secours¹¹³.

109 OCNEHE, [Directory of Wells](#).

110 L'honorable Christian Paradis, ministre des Ressources naturelles du Canada, Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 8 juin 2010.

111 L'honorable Christian Paradis, ministre des Ressources naturelles du Canada, Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 8 juin 2010.

112 Le règlement en vigueur sur les forages en mer dans l'Arctique exige la présence d'un deuxième navire de forage sur place pour pouvoir forer un puits de secours au cours de la même saison.

113 OCNEHE et OTNLHE, [Drilling and Production Guidelines](#), 31 décembre 2009. Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers et Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, *Drilling and Production Guidelines* (projet, 31 décembre 2009), p. 54, http://www.OTNLHE.nl.ca/pdfs/guidelines/drill_prod_guide.pdf

En outre, les *Guidelines Respecting Drilling Programs* disent ceci à propos des dispositions relatives au forage de puits de secours :

Les exploitants doivent identifier une installation de forage de rechange pour forer un puits de secours et présenter une description de sa capacité opérationnelle, de l'endroit où elle se trouve, des engagements contractuels, de l'état de préparation et du calendrier de mobilisation relativement à l'endroit où le puits se situe. Il faut également indiquer la source d'approvisionnement pour un système de tête de puits de remplacement et tous les consommables nécessaires pour l'installation de la tubulure de conducteur et de surface du puits de secours¹¹⁴.

Le président-directeur général de l'OCTNLHE a lancé un avertissement au comité : une modification de la législation et de la réglementation existantes pour rendre obligatoires les puits de secours dans le cadre de tous les programmes de prospection risque d'avoir des conséquences imprévues :

C'est une question intéressante qui concerne la recherche d'un équilibre, parce que toute activité de forage de puits dans une formation d'hydrocarbures présente un certain risque. Si vous décidez de forer deux fois plus de puits que vous n'en avez besoin, vous doublez en pratique les risques. Cela ne veut pas dire qu'il ne faut pas modifier la réglementation, mais il faudrait beaucoup de discussions avant de décider s'il convient de prendre une telle décision¹¹⁵.

Le lecteur trouvera à l'annexe D des renseignements au sujet des règlements sur le pétrole et le gaz extracôtiers concernant le plan d'urgence et les puits de secours.

114 OTNLHE, [Guidelines respecting drilling programs](#), p. 15.

115 Max Ruelokke, président-directeur général, Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers, Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 27 mai 2010.

Onze

Organisations en cause dans les préparatifs d'intervention en cas de déversement de pétrole

Dans ce chapitre :

11.1 Garde côtière canadienne

11.2 Société d'intervention maritime, Est du Canada

Chapitre onze

Organisations en cause dans les préparatifs d'intervention en cas de déversement de pétrole

Le comité a reçu l'assurance que les organismes de réglementation des hydrocarbures extracôtiers et les exploitants cherchent toujours à améliorer les pratiques exemplaires et à renforcer les mesures de sécurité. Les incidents du passé sont une source d'enseignements importante. Ainsi, au lendemain du déversement de pétrole de l'Exxon Valdez, en 1989, le gouvernement fédéral a mis sur pied un Comité d'examen public des systèmes de sécurité des navires-citernes et de la capacité d'intervention en cas de déversements en milieu marin (Comité Brander-Smith). Ce comité a examiné l'état de préparation du Canada en cas de déversement de pétrole et conclu que le pays était mal préparé à intervenir en cas de déversements majeurs ou catastrophiques. Les conclusions du rapport Brander-Smith au sujet de l'état de préparation du Canada ont mené à des modifications de la *Loi sur la marine marchande du Canada*, en 1993, et à l'adoption du *Régime de préparation et d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures en milieu marin*, en 1995. Le but visé était d'améliorer la capacité d'intervention en cas de déversement à partir de navires, mais ces initiatives seront utiles également pour les déversements provenant de plates-formes en mer. S'il se produit un déversement pétrolier dans le secteur extracôtier de l'Atlantique, la Garde côtière canadienne et la Société d'intervention maritime, Est du Canada, qui a été mise sur pied par suite du rapport Brander-Smith, interviendront toutes deux pour assurer le nettoyage¹¹⁶.

11.1 Garde côtière canadienne

La Garde côtière canadienne, organisme de service spécial relevant du ministère des Pêches et des Océans, est la principale entité fédérale d'intervention pour tout déversement en milieu marin de produits polluants provenant de navires ou de sources inconnues, ce qui englobe les déversements sur l'eau ou dans l'eau provenant de navires ou les déversements qui se produisent pendant le transbordement de produits polluants entre des navires et des installations de manutention d'hydrocarbures, mais non les déversements provenant de plates-formes pétrolières en mer. Pour la Garde côtière, lorsqu'un forage est en cours sur une plate-forme, celle-ci n'est pas considérée comme un « navire ». Cela dit, les représentants de la Garde côtière qui ont comparu devant le comité ont affirmé qu'elle était disposée et autorisée à fournir une aide d'urgence qui ne relève pas de son mandat pour tout incident de pollution maritime dans les eaux canadiennes¹¹⁷.

La Garde côtière canadienne a un Plan d'urgence national qui établit le cadre, l'approche et les principes de fonctionnement auxquels on fait appel pour intervenir dans les incidents de pollution marine aux niveaux régional, national et international. Le Plan donne des détails sur la formation et les exercices, les méthodes d'intervention et la structure de gestion, la notion d'équipe d'intervention nationale, le recouvrement des coûts, l'entretien du matériel, la déclaration des déversements et

116 René Grenier, sous-commissaire, Garde côtière canadienne, Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 15 juin 2010.

117 Ibid. Les plates-formes de forage sont considérées comme de navires lorsqu'elles sont en déplacement à destination ou en provenance du lieu de forage, mais non lorsqu'elles sont en train de forer sur le lieu de forage.

divers accords avec d'autres ministères et organismes. Le plan est révisé et mis à jour de temps à autre selon les besoins et lorsqu'il y a lieu de le faire. Lorsque le ou les rapports finals sur la catastrophe du golfe du Mexique seront publiés, la Garde côtière entend les étudier, a-t-elle dit, pour en tirer des enseignements et voir si elle peut améliorer son propre régime et sa capacité d'intervention¹¹⁸.

11.2 Société d'intervention maritime, Est du Canada

La Société d'intervention maritime, Est du Canada, (SIMEC) est une organisation d'intervention financée et exploitée par le secteur privé et qui est accréditée aux termes de la *Loi sur la marine marchande du Canada de 2001* pour assurer des services d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures¹¹⁹. Elle appartient aux pétrolières Suncor, Imperial Oil, Ultramar et Shell. Les exploitants du secteur extracôtier de l'Atlantique ont un contrat avec la SIMEC pour qu'elle offre des ressources et des compétences supplémentaires au besoin dans les interventions en cas de déversement. La Société agit sous la direction du propriétaire de la plate-forme de forage (« partie responsable ») pour offrir un plan d'action, du matériel, des ressources et une gestion des opérations lorsqu'il y a un déversement et qu'il faut déployer des efforts de nettoyage.

Dans le cadre du processus d'accréditation, la SIMEC effectue chaque année un certain nombre d'exercices opérationnels et simulés obligatoires. Elle doit également conserver un matériel suffisant, pour assurer son état de préparation, et avoir des plans d'intervention suffisants pour réagir à des déversements d'au moins 10 000 tonnes de pétrole, soit environ 60 000 barils.

Il y a au Canada quatre organisations d'intervention, dont trois sur les côtes de l'Atlantique, où la SIMEC est celle qui couvre le plus vaste territoire. La SIMEC a des accords d'entraide avec Point Tupper Marine Services Ltd. et Atlantic Emergency Response Team Inc., qui, respectivement, sont chargés des interventions en cas de déversements d'hydrocarbures dans les eaux qui entourent Point Tupper (Nouvelle-Écosse) et St. John (Nouveau-Brunswick)¹²⁰. Le champ d'action de la Western Canada Marine Response Corporation s'étend aux eaux limitrophes de la Colombie-Britannique.

118 Ibid.

119 Les organisations d'intervention sont financées par l'industrie pétrolière et le secteur du transport maritime au moyen des droits prévus par la *Loi sur la marine marchande du Canada*.

120 James Carson, président et directeur général, Société d'intervention maritime, Est du Canada, Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 15 juin 2010.

Douze

Que se passe-t-il s'il y a déversement?

Dans ce chapitre :

- 12.1 Niveau un — Intervention locale
- 12.2 Niveau deux — Intervention régionale
- 12.3 Niveau trois — Intervention générale
- 12.4 Préoccupations du comité

Chapitre douze

Que se passe-t-il s'il y a déversement?

Un représentant de Chevron a dit au comité : « **Il est impossible d'éliminer complètement les risques**¹²¹. » Le ministre des Ressources naturelles a abondé dans le même sens en rappelant au comité qu'il ne pouvait affirmer avec une absolue certitude qu'il ne se produirait pas de déversements au Canada et que le maximum que nous puissions faire est de veiller à ce que les règlements tirent parti des progrès scientifiques pour tendre continuellement vers le risque zéro¹²².

Les *Draft Drilling and Production Guidelines* énoncent clairement les responsabilités principales de l'exploitant si, malheureusement, il se produisait un déversement dans l'une ou l'autre des opérations extracôtières du Canada atlantique :

Il incombe à l'exploitant de prendre immédiatement les mesures nécessaires pour rectifier la perte de contrôle du puits, comme dans le cas d'une éruption à la surface, d'un déplacement non contrôlé de fluides d'une formation à une autre, d'un affleurement de fluides sur le plancher marin ou de toute autre perte de contrôle du puits. L'exploitant est tenu par le présent règlement d'intervenir immédiatement pour rectifier la situation, sans égard à toute ambiguïté à l'égard de toute condition rattachée à l'approbation du puits, et de prendre ces mesures en tenant pleinement compte de la sécurité et de la nécessité de protéger l'environnement et de préserver les ressources¹²³. [Traduction]

Chaque exploitant en zone extracôtière doit être muni d'un plan d'urgence qu'on peut activer en cas de déversement d'hydrocarbures. L'exploitant doit préparer ce plan, exigé par la réglementation sur les opérations pétrolières extracôtières et examiné par l'office, avant que ne soit accordée l'autorisation de forage¹²⁴. Le plan décrit notamment comment l'exploitant entend contenir le déversement, en atténuer les effets et assurer le nettoyage.

12.1 Niveau un — Intervention locale

Pour n'importe quel déversement, c'est l'exploitant des installations extracôtières qui est responsable et doit mettre en application son plan d'intervention¹²⁵. Les exploitants ont un programme d'intervention à plusieurs niveaux, dont chacun prévoit du matériel et des ressources adaptés à l'ampleur du déversement. Ils peuvent s'occuper eux-mêmes sur place des petits déversements, alors que, dans d'autres cas, ils ont besoin d'une aide de l'extérieur, en plus des ressources et des actifs qu'ils ont eux-mêmes sur place. Comme l'explique Mark MacLeod, de Chevron :

121 Mark MacLeod, vice-président, Canada atlantique, Chevron Canada Limited, Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 10 juin 2010.

122 L'honorable Christian Paradis, ministre des Ressources naturelles du Canada, Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 8 juin 2010.

123 OCNEHE et OTNLHE, [Drilling and Production Guidelines](#), 31 décembre 2009, p. 59.

124 Voir par exemple le [Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve](#), paragraphe 6 j).

125 René Grenier, sous-commissaire, Garde côtière canadienne, Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 15 juin 2010.

La première étape, dans le cas d'une petite fuite, consiste à déployer les ressources à bord du [navire de forage] et du navire d'approvisionnement en attente. Un certain nombre de barrages et de pièces d'équipement d'absorption serait employé¹²⁶.

Par ailleurs, l'organisme gouvernemental responsable, soit l'OCTNLHE ou l'OCNEHE, remplit un rôle de surveillance. Il a néanmoins le pouvoir de se substituer à l'exploitant s'il estime que l'intervention laisse à désirer. Le PDG de l'OCNEHE a décrit la situation au cours de son témoignage devant le comité :

Le rôle de l'office diffère en fonction de l'importance du déversement et de l'intervention de l'exploitant : surveillance des activités de l'exploitant, directives à l'exploitant ou, dans les situations les plus graves, la gestion des mesures d'intervention¹²⁷.

Le système d'intervention à plusieurs niveaux est structuré en cascade. Par conséquent, l'intervention de niveau deux intègre le matériel et les ressources qui sont sur place par suite d'une intervention de niveau un. Et une intervention de niveau trois apporte des ressources supplémentaires qui s'ajoutent aux actifs et au personnel mobilisés pour l'intervention de niveau deux.

12.2 Niveau deux – Intervention régionale

Si le déversement est de plus grande ampleur et ne peut être immédiatement contenu au moyen du matériel présent sur les lieux, les exploitants mobilisent une intervention de niveau deux. Comme tous les exploitants des projets pétroliers et gaziers extracôtiers de l'Atlantique sont liés par contrat avec la SIMEC pour que celle-ci leur prête main-forte pour le nettoyage en cas de déversement d'hydrocarbures, cette organisation intervient à cette étape. Un représentant d'Husky Energy a expliqué au comité comment se présentait pour son entreprise un plan d'intervention de niveau deux :

Dans un tel cas, nous devons avoir recours à de l'équipement d'intervention laissé sur les côtes. En tant qu'exploitant, nous avons acheté notre propre équipement, y compris des barrières et des écrémeurs norvégiens. La SIMEC garde cet équipement pour nous. D'autres exploitants des Grands Bancs ont également de l'équipement à leur disposition, et nous pouvons nous aider mutuellement. C'est à cet équipement ainsi qu'à l'équipement de la SIMEC que nous faisons référence quand nous parlons des interventions de niveau deux¹²⁸.

Lorsque la SIMEC intervient en cas de déversement, elle agit comme entrepreneur relevant de l'exploitant, qui assure la surveillance et a le dernier mot sur les plans d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures :

Dans le cas d'une fuite, le rôle de la SIMEC consisterait à s'occuper de la conduite des opérations, ce qui inclut le contrôle de la fuite et la planification

126 Mark MacLeod, vice-président, Canada atlantique, Chevron Canada Limited, Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 10 juin 2010.

127 Stuart Pinks, PDG, Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 27 mai 2010.

128 Paul McCloskey, vice-président, Opérations de la côte est, Husky Oil Operations Limited, Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 17 juin 2010.

des travaux. Nous élaborerions un plan. Il y aurait une phase d'intervention d'urgence, mais en toile de fond, nous préparerions un plan d'action à long terme. Ce plan serait établi conjointement avec les agences gouvernementales et les responsables (l'exploitant). Ces derniers, en collaboration avec l'organisme qui prendrait la direction des opérations, approuveraient le plan proposé et nous poursuivrions les travaux prévus¹²⁹.

L'ampleur d'un déversement de niveau deux correspond à une quantité de pétrole d'un maximum de 10 000 tonnes, soit environ 60 000 barils de pétrole, ce qui correspond à la norme de certification du matériel exigée par Transports Canada des organisations d'intervention¹³⁰.

12.3 Niveau trois – Intervention générale

Un déversement grave ou des déversements plus petits simultanés qui dépassent la capacité régionale déclenchent une intervention de niveau trois. C'est le dernier volet du dispositif d'intervention, et il s'agit donc d'une situation critique, par exemple une éruption. Toutes les ressources disponibles sont mobilisées pour aider à contenir le déversement. Les exploitants de la zone extracôtière comme ExxonMobil sont des sociétés internationales qui peuvent faire venir du matériel et des experts de l'étranger :

(Nous avons une équipe qui reçoit une formation chaque année) pour intervenir mondialement. Les membres de cette équipe se déplacent à divers endroits où ils sont appelés à faire des exercices de simulation sur maquette. Ces personnes possèdent des connaissances, des contacts et un accès à des ressources presque partout dans le monde (dont) ExxonMobil peut tirer parti si le besoin se fait sentir. Il s'agit du troisième niveau d'intervention¹³¹.

Des représentants de Chevron et d'Husky Energy qui ont également comparu devant le comité ont présenté des descriptions semblables de leurs capacités d'intervention en cas d'urgence. Quant à la SIMEC, son plan d'intervention progressive comprend ce qui suit :

Dans une telle situation, les mesures de niveaux un et deux seraient tout de même mises en œuvre, mais des ressources supplémentaires seraient appelées en renfort. Les ressources supplémentaires mobilisées pourraient notamment inclure des ressources de la garde côtière, des ressources supplémentaires de la SIMEC en provenance d'autres parties du Canada, ainsi que du soutien apporté par d'autres pays. Nous avons en outre passé un contrat avec Oil Spill Response Limited, une entreprise de Southampton, au Royaume-Uni. Cette entreprise peut envoyer des ressources importantes, y compris deux ou trois avions Hercules, qui peuvent transporter de l'équipement supplémentaire¹³².

Il importe de signaler que, parmi les exploitants de la zone extracôtière qui ont comparu devant le comité, seul le représentant d'ExxonMobil a confirmé que sa société faisait régulièrement des exercices sur maquette de sa capacité d'intervention de

129 James Carson, président et directeur général, Société d'intervention maritime, Est du Canada, Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 15 juin 2010.

130 Ibid.

131 Glenn Scott, président, ExxonMobil Canada Ltd, Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 29 juin 2010.

132 James Carson, président et directeur général, Société d'intervention maritime, Est du Canada, Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 17 juin 2010.

niveau trois¹³³.

12.4 Préoccupations du comité

Il y a certaines inquiétudes au sujet de la façon dont l'exploitant et la SIMEC collaborent en cas de déversement. Le comité a appris que la SIMEC ne connaît le détail du plan d'urgence de l'exploitant qu'au moment où il y a un déversement et où elle doit intervenir. Cela donne à penser que la SIMEC s'intègre à un plan d'intervention dont elle ne prend connaissance que lorsqu'un déversement est assez considérable pour justifier son aide. Si tel est bien le cas, le comité estime qu'il y a là de quoi s'inquiéter vivement.

L'intensification récente de l'examen des plans d'intervention en zone extracôtière a amené les organismes de réglementation comme l'OTNLHE à faire preuve d'une plus grande transparence. Mesure d'importance, cet office a rendu publics tous ses plans d'intervention en cas de déversement de pétrole dans une version en grande partie intégrale¹³⁴.

Compte tenu de l'importance du plan et de la nécessité d'intervenir rapidement et efficacement pour contenir un déversement d'hydrocarbures qui peut avoir des conséquences dévastatrices, il semble raisonnable de s'attendre à une plus grande collaboration entre les intervenants pour élaborer un plan, se préparer et s'exercer *avant* qu'un incident ne se produise.

133 Glenn Scott, président, ExxonMobil Canada Ltd, Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 29 juin 2010.

134 OTNLHE, Communiqués, [C-NLOPB makes operator oil spill response plans available](#), 22 juillet 2010.

Treize

Responsabilité des dommages causés par un déversement d'hydrocarbures

Dans ce chapitre :

- 13.1 Fonds de responsabilité absolue
- 13.2 Fonds de responsabilité civile
- 13.3 Capacité financière démontrée
- 13.4 Préoccupations du comité

Chapitre treize

Responsabilité des dommages causés par un déversement d'hydrocarbures

Dans un arrêt rendu à la Cour de district américaine le 3 août 2010, la juge de district Laura Taylor Swain a exprimé l'opinion suivante : « Il existe un impératif général voulant qu'on tienne les parties en cause responsables des déversements pétroliers qui sont à l'origine de dangers majeurs sur les plans économique et environnemental¹³⁵. » Voilà ce qu'a dit la juge Swain dans sa décision dans l'affaire du *Prestige*, qui s'est rompu et a sombré au large de l'Espagne en novembre 2002, provoquant une grave pollution pétrolière le long des côtes espagnoles. Quelque 77 000 tonnes (environ 500 000 barils) de mazout ont pollué les côtes, ce qui a fait de cet incident la pire catastrophe environnementale de l'histoire espagnole. Par cette décision, la juge Swain a rejeté la demande du gouvernement d'Espagne, qui réclamait 1 milliard de dollars à l'American Bureau of Shipping, société de classification qui aurait accordé au *Prestige* un certificat de navigabilité.

Les entreprises qui font des forages au Canada dans les zones extracôtières doivent prévenir, atténuer et gérer tout déversement d'hydrocarbures occasionné par leurs activités. Elles doivent assurer le nettoyage et payer les pertes ou dommages subis par des tiers¹³⁶. Les dommages à des tiers sont des réclamations faites pour des dommages, des pertes et des préjudices subis par des personnes ou des groupes autres que l'exploitant en zone extracôtière. Il importe de signaler la distinction qui existe entre la responsabilité financière de l'entreprise à l'égard du nettoyage après un déversement et son obligation légale d'assumer les pertes ou dommages de tiers. La responsabilité du nettoyage est illimitée; le montant que l'exploitant doit y consacrer n'est pas plafonné. La *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* et les Accords de l'Atlantique exigent que les responsables d'un déversement prennent toutes les mesures raisonnables en vue de contenir ce déversement et d'assurer le nettoyage¹³⁷. Si ces mesures ne sont pas prises, la législation autorise les organismes de réglementation des hydrocarbures extracôtiers à diriger la gestion de l'intervention contre le déversement¹³⁸.

13.1 Fonds de responsabilité absolue

Les exploitants en zone extracôtière doivent assumer une responsabilité financière croissante à l'égard des dommages et des pertes. Pour commencer, les deux offices des hydrocarbures extracôtiers de l'Atlantique exigent que quiconque effectue des forages

135 *Reino de Espana v. American Bureau of Shipping et al*, U.S. District Court, Southern District of New York (Manhattan), n° 03-03573.

136 Aux termes de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*, l'Office national de l'énergie peut exiger un dépôt relatif à la responsabilité en cas de perte, de dommages, de frais ou de dépenses : paragraphe 5(4). L'Office peut déterminer dans quelle mesure la responsabilité du titulaire d'autorisation peut être restreinte : article 13.13.

137 *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*, paragraphe 25(3); *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada - Terre-Neuve*, paragraphe 161(3); *Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada-Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers*, paragraphe 166(3).

138 *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*, paragraphes 25(4)-(6); *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada - Terre-Neuve*, paragraphes 161(4)-(6); *Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada-Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers*, paragraphes 166(4)-(6).

ait en place un fonds de responsabilité absolue de 30 millions de dollars¹³⁹. Au nord du 60e parallèle, ce fonds doit être de 40 millions de dollars¹⁴⁰. Par « responsabilité absolue », il faut entendre que les exploitants sont responsables, qu'il y ait ou non faute ou négligence de leur part, de toute perte ou de tout dommage occasionnés à des tiers. En d'autres termes, ceux qui réclament des dommages n'ont pas à prouver la faute ni la négligence de la part de l'entreprise. Si un déversement occasionne des dommages ou des pertes, l'exploitant doit payer, qu'il soit en tort ou non.

13.2 Fonds de responsabilité civile

L'élément suivant de la responsabilité financière est un montant supplémentaire de 70 millions de dollars; il faut toutefois prouver qu'il y a eu faute ou négligence de la part de l'entreprise ou de l'exploitant qui a fait le forage¹⁴¹. Tous les organismes de réglementation des activités extracôtières – l'ONE et les deux offices des hydrocarbures extracôtiers de l'Atlantique – exigent que les entreprises aient accès à un fonds de 70 millions de dollars pour pouvoir indemniser les tiers de leurs pertes s'il est prouvé qu'il y a eu faute de la part de l'exploitant. Les entreprises peuvent constituer ce fonds d'obligations, d'assurances, de billets à ordre ou d'autres garanties financières.

13.3 Capacité financière démontrée

L'objet du troisième niveau de responsabilité financière de l'exploitant est de démontrer sa capacité d'honorer ses responsabilités financières dans l'exécution du programme de forage. L'exploitant peut être tenu de fournir aux offices la preuve qu'il peut compter sur un minimum de 250 millions de dollars pour financer les dépenses nécessaires pour contrôler le puits, en assurer la sécurité et mener les opérations de nettoyage. Le montant fixé par les organismes de réglementation dépend des circonstances propres au forage et il assure que l'entreprise peut payer des dommages qui s'élèvent au moins à ce montant¹⁴². Quant aux réclamations de tiers, il faut faire la preuve qu'il y a eu faute ou négligence de la part de l'exploitant. S'il y a eu effectivement faute ou négligence, la responsabilité de l'entreprise est illimitée.

13.4 Préoccupations du comité

Un exploitant en zone extracôtière assume une responsabilité absolue d'un maximum de 30 millions de dollars (40 millions de dollars au large des côtes de l'Arctique) dans les cas où il n'y a ni faute, ni négligence de sa part, et une responsabilité illimitée lorsqu'il y a eu négligence. Il peut cependant arriver que l'exploitant n'ait pas fait preuve de négligence et que les dommages dépassent les 30 millions de dollars, par exemple lorsque la plate-forme ou le navire de forage est frappé par la foudre ou subit des dommages à cause d'une tempête, ce qui entraîne un déversement.

Comme la catastrophe du golfe du Mexique le montre, ces 30 millions de dollars peuvent être terriblement insuffisants. En outre, ce plafonnement de la responsabilité pourrait permettre aux exploitants d'éviter de payer le coût total des déverse-

139 Règlement sur la responsabilité en matière de rejets et de débris relatifs au pétrole et au gaz (Accord atlantique Canada—Terre-Neuve), paragraphe 3c); Règlement sur la responsabilité en matière des rejets et débris relatifs au pétrole et au gaz (Accord Canada—Nouvelle-Écosse), article 2.

140 Règlement sur la responsabilité en matière d'écoulements ou de débris relatifs au pétrole et au gaz, paragraphe 3b).

141 OCNEHE et OTNLHE, [Guidelines respecting financial responsibility requirements for work or activity in the Newfoundland and Nova Scotia Offshore Areas](#), paragraphe 4.1f).

142 Mark Corey, sous-ministre adjoint, Secteur de l'énergie, Ressources naturelles Canada, Délibérations (Témoignages) du Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, 8 juin 2010.

ments provenant de leurs opérations et peut-être aussi de ne payer qu'une petite partie de l'ensemble des pertes économiques réclamées par des tiers. Les gouvernements devraient peut-être alors combler le manque de ressources financières.

Le comité a pris note du fait que d'importants examens des questions d'obligation et de responsabilité étaient en cours, et il les appuie fermement.

Par suite de catastrophes environnementales majeures comme celles qui ont été causées par le *Prestige*, l'*Exxon Valdez* et maintenant la plate-forme Deepwater Horizon, divers pays ont cherché à établir des régimes de responsabilité acceptables pour indemniser ceux qui subissent des pertes économiques et pour assumer le coût des mesures correctives sur le plan environnemental. Pour l'instant, il n'y a guère d'uniformité entre ces régimes, et celui du Canada semble manquer de clarté et être probablement dépassé, étant donné la conjoncture actuelle.

Le comité est conscient du fait qu'il s'agit d'une question complexe qui exige un équilibre entre une juste indemnisation des personnes lésées et des limites raisonnables pour les exploitants, qu'il ne faut pas décourager de faire des forages en mer. Toutefois, il n'a pas étudié la question à fond.

Quatorze

Et maintenant? Recommandations du comité

Dans ce chapitre :

- 14.1 Activités pétrolières et gazières au large des côtes
- 14.2 Activités de forage extracôtier en cours
- 14.3 Bilan de l'industrie canadienne en matière de sécurité
- 14.4 Régime de réglementation du pétrole et du gaz extracôtiers
- 14.5 Recherche et développement
- 14.6 Blocs d'obturation et puits de secours
- 14.7 Intervention en cas de déversement extracôtier
- 14.8 Responsabilité financière

Chapitre quatorze

Et maintenant? Recommandations du comité

Depuis quelques mois, les Canadiens suivent la catastrophe qui se déroule dans le golfe du Mexique et prennent connaissance d'informations à ce sujet. Depuis l'éruption initiale et les pertes de vie tragiques qu'elle a entraînées jusqu'aux efforts constants visant à endiguer la nappe de pétrole qui menace les moyens de subsistance d'une population et peut provoquer une catastrophe écologique d'une ampleur sans précédent, le déversement de pétrole de Deepwater Horizon rappelle de façon saisissante les risques que présente la prospection pétrolière en zone extracôtière.

Le Canada est doté d'un secteur du pétrole et du gaz extracôtiers prospère qui devrait prendre de l'ampleur au cours des prochaines décennies. Au lendemain de l'incident de la plate-forme Deepwater Horizon, les Canadiens s'inquiètent et ils ont raison de s'interroger sur la sécurité et la réglementation de leur industrie des forages en mer. En réalité, la majorité d'entre eux sont favorables à une suspension de ces forages au Canada jusqu'à ce que le gouvernement réexamine les risques, et d'autres estiment qu'une interdiction permanente s'impose¹⁴³.

Comme il est signalé au début du présent rapport, le comité a pris l'initiative d'organiser une série d'audiences d'enquête avec des représentants des organismes de réglementation, du gouvernement, des organisations d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures et de l'industrie et des spécialistes de l'environnement pour évaluer l'état des activités réelles dans le secteur extracôtier canadien, et notamment la réglementation sur les forages en mer, les mesures de prévention et les capacités d'intervention. Il lui a semblé important de faire une évaluation rationnelle des activités extracôtieres de façon à mieux comprendre les faits et à éviter de tirer des conclusions fondées sur des méprises.

Le régime canadien de réglementation du secteur extracôtier est bien organisé et bien géré. Il compte parmi les plus rigoureux et efficaces au monde. Il fait l'objet d'examen constants et la réglementation des projets est affaire de jugement plutôt que de règles normatives. Le Canada fait partie, avec d'autres pays où des forages en mer se pratiquent, de l'International Regulators Forum qui vise à améliorer sans cesse les pratiques exemplaires.

Le comité a entendu des témoignages convaincants : les gouvernements au Canada, les organismes de réglementation des activités extracôtieres et les exploitants prennent des mesures mesurées et adaptées pour revoir la réglementation en matière de sécurité et d'environnement à la lumière de la catastrophe de Deepwater Horizon et veiller à ce que ces activités soient menées avec le maximum de sécurité. L'Office national de l'énergie a annoncé une vaste revue des exigences en matière de sécurité et d'environnement pour les forages extracôtiers dans l'Arctique¹⁴⁴. Le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador a résisté aux appels qui lui ont été lancés pour qu'il suspende le projet de forage en eau profonde de Chevron dans le bassin Orphan et il a entrepris l'examen complet des exigences et pratiques en matière de prévention des déversements d'hydrocarbures en zone extracôtier et de mesures correctives dans la

143 Ekos Politics, [Most Canadians want offshore drilling suspended or stopped](#), Ottawa, 20 mai 2010.

144 Office national de l'énergie, Communiqué, [L'Office national de l'énergie annonce la revue des exigences en matière de sécurité et d'environnement pour les forages extracôtiers dans l'Arctique](#), 11 mai 2010.

province¹⁴⁵. L'OCTNLHE a mis en place des mesures spéciales de surveillance pour le programme de forage en eau profonde dans le bassin Orphan de Chevron¹⁴⁶. De plus, ceux qui s'occupent des activités extracôtières au Canada étudieront les rapports finals sur l'incident de Deepwater Horizon et ils en tireront des enseignements, modifiant au besoin les mesures législatives et réglementaires ainsi que les lignes directrices.

Dans l'attente de ces rapports, de leurs conclusions et de leurs recommandations, le comité estime utile de commenter ce qu'il a observé au cours de son étude.

Voici un résumé des conclusions du comité, accompagnées de ses préoccupations et, lorsqu'il y a lieu, de ses recommandations :

14.1 Activités pétrolières et gazières au large des côtes

À la faveur de ses audiences, le comité a examiné l'état des activités extracôtières dans l'ensemble du territoire canadien d'est en ouest et du nord au sud. **Actuellement, il n'y a pas de forages en mer au large de la côte ouest ni dans l'Arctique.** Toute l'activité pétrolière et gazière en mer se concentre dans les eaux extracôtières de la Nouvelle-Écosse et de Terre-Neuve-et-Labrador. Le comité a donc orienté ses audiences vers les activités de l'Atlantique, où il y a trois projets de production pétrolière en mer et un projet d'exploitation gazière.

Le comité comprend que les activités pétrolières et gazières en mer sont essentielles à l'économie de la Nouvelle-Écosse, de Terre-Neuve-et-Labrador, du Nouveau-Brunswick et l'Île-du-Prince-Édouard, ainsi que du Canada tout entier¹⁴⁷.

14.2 Activités de forage extracôtier en cours

Le puits de prospection en eau profonde de Chevron Lona 0-55, au large des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador, est le seul programme de forage actif dans les eaux canadiennes. À Terre-Neuve-et-Labrador, le projet Hebron en est au stade du développement, le forage devant débuter après 2012 et la production de pétrole en 2017. En Nouvelle-Écosse, le projet gazier Deep Panuke est aussi en développement, et la production doit commencer en 2011.

Le comité n'a pas entendu des témoignages suffisants pour être porté à recommander l'interdiction temporaire ou permanente des forages extracôtiers en cours pendant que les organismes de réglementation de l'État réévaluent le régime de réglementation, les mesures de sécurité et les plans d'urgence à la lumière du déversement pétrolier de Deepwater Horizon.

Toutefois, étant donné les divers examens et études qui se déroulent en ce moment, le comité a l'impression qu'il existe dans les faits une suspension tacite de tous les nouveaux projets de forage en mer. Il est clair que les nouvelles demandes de permis font l'objet d'un examen minutieux et sont examinées au cas par cas.

145 Gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador, Communiqué, [Consultant Retained for Review of Offshore Oil Spill Safety Practices](#), 12 mai 2010.

146 Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers, Communiqué, [C-NLOPB Announces Special Oversight Measures for Orphan Basin Drilling Program](#), 20 mai 2010.

147 D'après le Centre info-énergie, le Nouveau-Brunswick a profité de la construction du gazoduc qui achemine le gaz du Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable. À l'Île-du-Prince-Édouard, on s'intéresse également à la prospection pétrolière et gazière. À ce jour, un permis en zone extracôtière a été accordé au large de l'extrémité est de la province ([carte](#)).

RECOMMANDATION 1

Le comité ne recommande pas d'interdiction permanente ou provisoire des forages extracôtiers en cours pendant que les organismes de réglementation de l'État réévaluent le régime de réglementation, les mesures de sécurité et les plans d'urgence à la lumière du déversement pétrolier de Deepwater Horizon.

14.3 Bilan de l'industrie canadienne en matière de sécurité

Depuis 1966, 562 puits ont été forés au large des côtes de l'Atlantique. Il y a eu deux éruptions, en 1984 et en 1985, qui ont touché deux puits de gaz au large de la Nouvelle-Écosse. Une seule s'est soldée par une fuite mineure de gaz et de condensat qui se sont retrouvés dans l'environnement. Pour ce qui est de Terre-Neuve-et-Labrador, les opérations extracôtiers occasionnent des fuites d'environ un baril de pétrole par million de barils produits.

Le comité a reçu l'assurance que les organismes de réglementation et l'industrie du pétrole extracôtier, en demeurant proactifs et vigilants, ne tiennent pas pour acquis les succès passés lorsqu'il s'agit de la prévention et de l'atténuation des déversements.

14.4 Régime de réglementation du pétrole et du gaz extracôtiers

Les exploitants en zone extracôtiers sont tenus de respecter un certain nombre de conditions précises en matière de sécurité, d'environnement et de préparatifs d'urgence. Le comité a appris que, le 31 décembre 2009, une approche axée sur les buts avait remplacé l'approche normative. Ce nouveau régime de réglementation est considéré par les organismes de réglementation et l'industrie comme plus souple et mieux adapté aux nouvelles technologies. Outre les règlements, les offices des hydrocarbures extracôtiers de l'Atlantique ont établi de nombreuses lignes directrices à l'intention des exploitants qui mènent des activités au large des côtes.

La surveillance réglementaire dans les zones extracôtiers de l'Arctique est nettement différente de ce que prévoient les Accords de l'Atlantique. L'Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers et l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers sont chargés de l'attribution des licences en zone extracôtiers dans leurs territoires respectifs. Au large des côtes de l'Arctique, c'est Affaires indiennes et du Nord Canada qui est responsable, par l'octroi de licences, de la prospection et de la mise en valeur des ressources pétrolières et gazières, tandis que l'Office national de l'énergie assure la surveillance réglementaire et accorde les autorisations pour les opérations.

RECOMMANDATION 2

Le comité recommande d'étudier plus en détail la structure et le rôle des offices des hydrocarbures extracôtiers pour voir s'il existe un conflit important entre les divers rôles de réglementation.

14.5 Recherche et développement

Aux termes des Accords de l'Atlantique, les exploitants qui ont des activités extracôtières sont tenus d'affecter une fraction des coûts et des revenus des projets à la recherche-développement ainsi qu'à l'éducation et à la formation dans la province. Bien que les plans à cet égard doivent être approuvés par l'office compétent, c'est l'entreprise qui décide des types d'activités à financer.

Le comité n'a entendu aucun témoignage qui lui permette de croire que, à la recherche-développement sur les technologies de forage à de plus grandes profondeurs et dans des zones plus éloignées, correspondent des dépenses en RD de même ordre sur les moyens d'éviter et de contenir les éruptions en eau profonde.

Le comité a reçu l'assurance que, lorsqu'on en saura plus long sur ce qui s'est passé dans l'incident de la plate-forme Deepwater Horizon, on insistera davantage sur la recherche des moyens d'éviter les déversements en eau profonde et d'y réagir.

14.6 Blocs d'obturation et puits de secours

Par suite du remplacement des règlements normatifs par des règlements axés sur des buts, les exigences à l'égard des blocs d'obturation et des puits de secours ne sont pas énoncées explicitement dans les dispositions législatives et réglementaires sur les forages extracôtiers. Autrement dit, les lois ou règlements applicable n'insistent pas pour qu'on fore dans tous les cas des puits de secours. Les lignes directrices établies par les organismes de réglementation donnent cependant certains détails sur les pratiques que les exploitants sont censés respecter pour les forages en zone extracôtère. Ainsi, les blocs d'obturation doivent pouvoir résister à des pressions supérieures à la pression maximale calculée à la surface pour un puits donné. Par ailleurs, les exploitants ont actuellement un accord avec les organismes de réglementation prévoyant la disponibilité d'un navire de forage prêt à commencer à forer un puits de secours dans les 12 à 14 jours après une situation d'urgence.

Le comité a reçu l'assurance que, lorsqu'on en saura plus long sur ce qui s'est passé dans la catastrophe de la plate-forme Deepwater Horizon et surtout sur ce qui est arrivé au bloc d'obturation, les organismes de réglementation seront en mesure d'imposer au besoin aux exploitants des lignes directrices modifiées appropriées sur les blocs d'obturation.

RECOMMANDATION 3

Le comité recommande la tenue de discussions approfondies entre les organismes de réglementation et l'industrie au sujet des circonstances où il faudrait exiger le forage de puits de secours. Comme dans le cas du golfe du Mexique, il peut falloir plusieurs mois pour forer un puits de secours; par conséquent, les actuelles exigences américaines sur les puits de secours semblent insuffisantes pour maximiser le confinement de la nappe de pétrole et réduire au minimum les dommages à l'environnement. Par ailleurs, le forage de deux puits de prospection au lieu d'un seul risque d'accroître de façon involontaire la probabilité d'éruption.

14.7 Intervention en cas de déversement extracôtier

En cas de déversement, le plan d'urgence des exploitants approuvé par l'office doit être mis en œuvre en trois étapes consécutives. C'est la société pétrolière qui est responsable et qui se charge de l'intervention. L'office des hydrocarbures extracôtiers joue un rôle de surveillance, et il peut prendre les choses en main s'il a des raisons de croire que la société n'assure pas une intervention efficace. Les petits déversements localisés sont classés au niveau un et l'exploitant s'en charge. Pour les déversements plus importants, l'intervention passe au niveau deux. Des organisations d'intervention comme la SIMEC sont dépêchées sur les lieux pour soutenir les efforts de confinement et de nettoyage déployés par l'exploitant. Un déversement considérable déclenche l'intervention de niveau trois, le plus élevé, et il y a alors mobilisation de l'ensemble du personnel et du matériel.

RECOMMANDATION 4

Le comité recommande une collaboration plus poussée entre tous ceux qui sont chargés d'intervenir en cas de déversement pétrolier sur les plans du développement, de la préparation et des exercices avant que des incidents ne se produisent.

RECOMMANDATION 5

Le comité recommande que tous les exploitants qui ont des activités extracôtieres soient tenus d'organiser à des intervalles réguliers des exercices sur maquette d'une intervention en cas de déversement de niveau trois.

14.8 Responsabilité financière

Les deux offices des hydrocarbures extracôtiers de l'Atlantique ont trois niveaux obligatoires de responsabilité pour les exploitants en cas de dommages occasionnés à des tiers par suite d'un déversement de pétrole ou de gaz. Les versements qui sont faits pour dommages à partir du fonds de responsabilité absolue de 30 millions de dollars sont accordés qu'il y ait eu ou non faute ou négligence. L'organisme de réglementation a accès à un fonds supplémentaire de 70 millions de dollars pour responsabilité civile lorsqu'il est prouvé qu'il y a eu faute ou négligence de la part de l'exploitant. Enfin, la société pétrolière qui veut faire des forages dans les zones extracôtieres doit également pouvoir montrer à l'office qu'elle a une capacité financière d'au moins 250 millions de dollars pour payer tout dommage à des tiers et les coûts du nettoyage. Les demandes de dommages des tiers en cas de faute ou de négligence ne sont pas plafonnées. Le montant que les exploitants doivent payer pour le nettoyage n'est pas plafonné non plus.

Cela dit, le comité ne croit pas qu'un montant de 350 millions de dollars suffise pour couvrir les dommages ou assumer les coûts du nettoyage en cas de déversement majeur. À titre de comparaison, disons que, par suite des pressions du gouvernement américain, British Petroleum a placé en fidéicomis un fonds de 20 milliards de dol-

lars pour répondre aux demandes de dommages. En moins de trois mois, BP a déjà déboursé plus de 3 milliards de dollars pour rembourser des dommages et financer les efforts de nettoyage. Il est possible que les coûts de BP, pour couvrir tous les dommages occasionnés par la fuite, soient beaucoup plus élevés.

Il importe de signaler que les seuils de responsabilité fixés par les offices n'ont pas été relevés depuis leur établissement, en 1986. Par conséquent, en dollars réels, c'est-à-dire rajustés en fonction de l'inflation, les seuils sont beaucoup plus bas qu'au départ. Le comité ne voit pas pourquoi les seuils (en valeur réelle) diminueraient avec le temps. Il faudrait à tout le moins que les seuils soient rajustés de façon à tenir compte des réalités économiques d'aujourd'hui.

RECOMMANDATION 6

Le comité recommande un examen approfondi de la question de la responsabilité, y compris le rajustement des seuils en fonction de la réalité économique actuelle.

Annexes

Annexe A

Chronologie de la catastrophe de la plate-forme Deepwater Horizon

Décembre 1998 : début de la construction de la plate-forme pétrolière Deepwater Horizon à Ulsan, en Corée du Sud, par la Hyundai Heavy Industries Shipyard.

Février 2001 : livraison de la plate-forme, évaluée à 560 millions de dollars.

20 avril 2010 : éruption et incendie à bord de la plate-forme de forage transocéanique Deepwater Horizon dont BP détient le permis, dans le golfe du Mexique. Onze personnes sont portées disparues et environ 17 personnes sont blessées.

22 avril : la plate-forme Deepwater Horizon coule dans 5 000 pieds d'eau. Selon certaines informations, la nappe de pétrole s'étendrait sur cinq milles de long. Les opérations de recherche et sauvetage de l'équipe nationale d'intervention américaine débutent.

23 avril : la garde côtière américaine suspend la recherche des travailleurs qui manquent à l'appel. Ils sont présumés décédés. La plate-forme est retrouvée renversée à environ un quart de mille du bloc d'obturation.

24 avril : pour la première fois, on constate une fuite à partir du puits.

27 avril : le Minerals Management Service des États-Unis approuve le plan de forage de deux puits de secours.

29 avril : le président Obama s'engage à mobiliser toutes les ressources disponibles, y compris l'armée, pour confiner la marée noire et il ajoute que BP est responsable du nettoyage.

30 avril : le directeur de BP, Tony Hayward, dit que sa société va assumer l'entière responsabilité du déversement, accorder toutes les indemnités légitimes qui seront réclamées et absorber le coût du nettoyage.

6 mai : BP confirme l'arrivée de trois énormes dômes de confinement destinés à capter une grande partie des 5 000 barils par jour qui se déversent dans la partie américaine du golfe du Mexique à partir du puits Macondo.

7 mai : les ingénieurs de BP utilisent des robots sous-marins pour placer l'enceinte de confinement sur la plus importante des deux fuites qui subsistent sur le fond marin. On renonce à essayer de fermer au moyen de robots sous-marins les valves d'un bloc d'obturation défectueux.

8 mai : obstacle dans l'utilisation du dôme de confinement : l'accumulation de gaz cristallisé force les ingénieurs à retarder l'installation du dôme au-dessus de la fuite pour pomper le pétrole vers la surface. Des boules de goudron provenant peut-être de la fuite touchent la rive sur une longueur d'un demi-mille à l'île Dauphin (Alabama).

9 mai : BP dit qu'elle essaiera peut-être de colmater la fuite sous-marine en injectant des matériaux comme des pneus déchiquetés et des balles de golf dans le puits à haute pression, méthode appelée « junk shot ».

10 mai : BP annonce qu'elle prévoit placer un petit dôme de confinement, appelé « top hat » sur le puits pour canaliser le pétrole vers la surface, comme Hayward l'a expliqué en conférence de presse.

11 mai : au cours d'une audience d'une commission du Sénat américain, les représentants des trois pétrolières en cause dans l'incident de la plate-forme se rejettent le blâme les unes sur les autres.

11 mai : l'Office national de l'énergie annonce qu'il va réexaminer les exigences en matière de sécurité et de protection de l'environnement pour les forages extracôtiers dans l'Arctique.

12 mai : Terre-Neuve-et-Labrador annonce un réexamen des pratiques de sécurité en cas de déversement d'hydrocarbures en mer.

12 mai : BP descend un dôme de cinq pieds de haut pour tenter de couvrir la plus petite des fuites.

13 mai : le ministre des Ressources naturelles du Canada et le ministre de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse annoncent leur décision de prolonger jusqu'à la fin de 2015 le moratoire imposé aux activités pétrolières et gazières sur le banc Georges.

14 mai : BP prévoit insérer un tuyau de 4 pouces dans le tube goulotte de 21 pouces, ce qui permettrait de ramener le pétrole à la surface. En cas d'échec, elle se servira du petit dôme de confinement qui a déjà été descendu. Les deux méthodes doivent permettre de réduire et non d'arrêter complètement la fuite.

20 mai : des experts qui témoignent au cours d'audiences du Congrès estiment que le débit se situe entre 20 000 et 100 000 barils par jour.

20 mai : l'Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers annonce un certain nombre de mesures supplémentaires visant le projet de forage de Chevron.

20 mai : un sondage mené par Ekos Politics révèle que la plupart des Canadiens sont en faveur d'une suspension des forages extracôtiers au Canada jusqu'à ce que le gouvernement fédéral examine les risques ou d'un arrêt pur et simple de ces forages.

26 mai : BP pompe des milliers de barils de boue dans le puits pour tenter de colmater la fuite. Cette méthode, appelée « top kill », se solde par un échec.

16 juin : BP accepte de faire un premier versement de 20 milliards de dollars (13,5 milliards de livres) pour indemniser les victimes de la marée noire.

30 juin : l'ouragan Alex agite la mer, ce qui nuit aux efforts de nettoyage de BP.

5 juillet : BP annonce que les coûts de la fuite de pétrole dépassent maintenant les 3 milliards de dollars.

9 juillet : une cour d'appel américaine rejette les efforts du gouvernement fédéral visant à rétablir un moratoire sur les forages en eau profonde.

13 juillet : BP réussit à installer un nouveau dôme de confinement plus étroitement ajusté sur la tête de puits endommagée.

15 juillet : BP stoppe la fuite de pétrole pour la première fois en 87 jours.

23 juillet : il est révélé que, au moment de l'explosion, les dispositifs d'alerte sur la plate-forme Deepwater Horizon étaient déconnectés pour ne pas perturber le sommeil des travailleurs.

26 juillet : le premier dirigeant de BP doit quitter l'entreprise et il sera remplacé par Bob Dudley, un collaborateur de longue date de BP qui surveille actuellement les activités de nettoyage de la marée noire.

3 août : BP amorce les tests préalables à la procédure dite « static kill », qui consiste à pomper dans le puits de lourdes boues de forage. Si les tests révèlent que le puits peut résister à la pression imposée par cette procédure, BP commencera à pomper des boues dans le puits à partir d'un navire situé à proximité. Il s'agit de forcer lentement les hydrocarbures de la fuite à redescendre vers le réservoir en pompant dans le puits des boues lourdes. Ces boues denses finissent par bloquer le flux du pétrole et à faire redescendre le pétrole dans le puits vers le réservoir. Si l'opération est fructueuse, BP pourra cimenter le puits à partir du sommet ou attendre que les puits de secours, qui doivent être achevés en août, soient rendus à la bonne profondeur pour qu'on puisse cimenter le puits par le fond.

4 août : le président Barack Obama déclare : « Les efforts visant à boucher le puits au moyen de ce qu'on appelle un “static kill” semblent porter fruit » et « la longue bataille visant à colmater la fuite et à endiguer le pétrole semble enfin toucher à sa fin ».

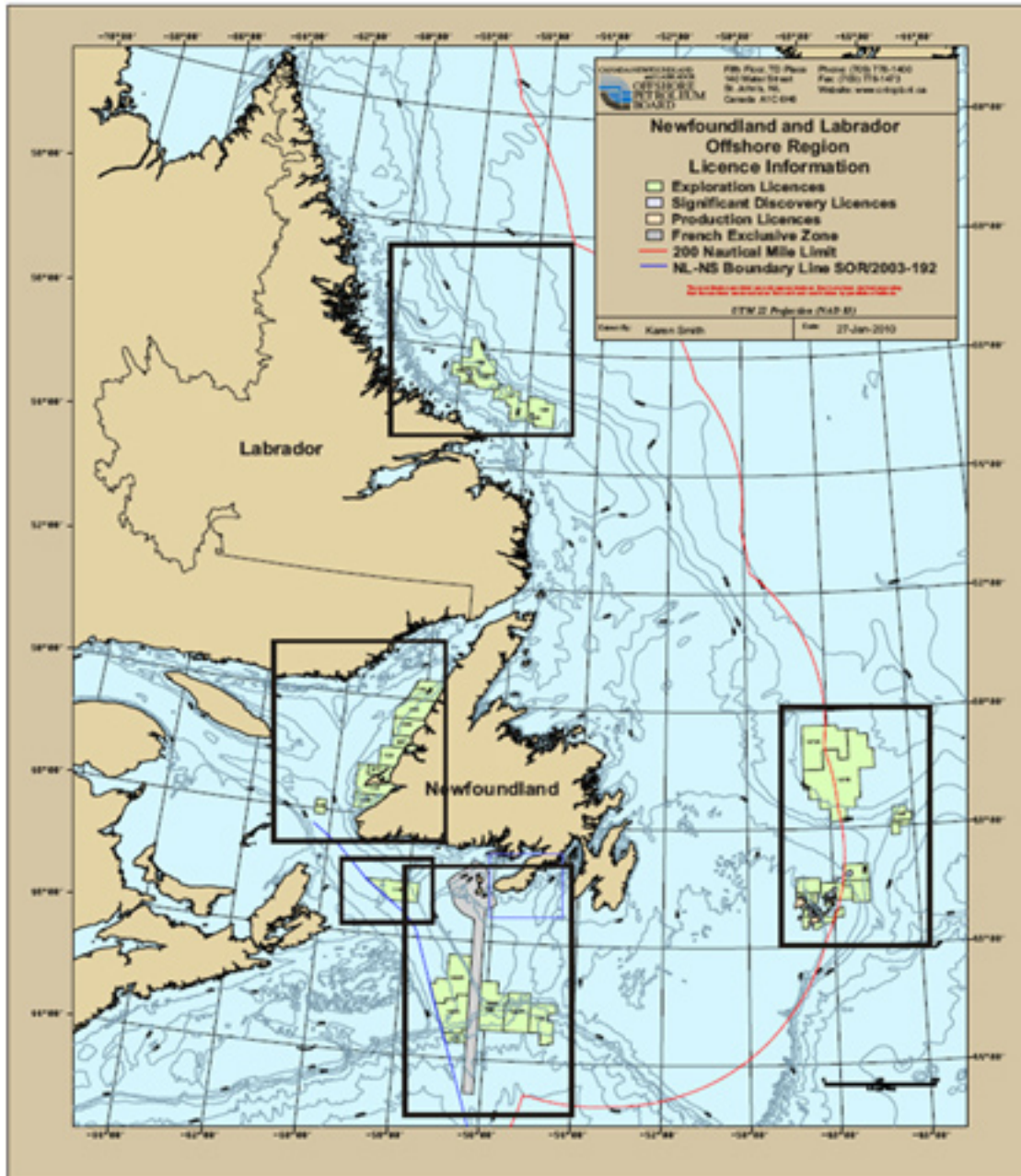
8 août : Des tests montrent que la procédure visant à bloquer la fuite de pétrole au moyen d'un bouchon de béton semble avoir réussi; le forage des puits de secours se poursuit afin de sceller le puits de façon permanente.

9 août : BP signale que, selon ses prévisions, le puits de secours rejoindra le puits principal au plus tard le 15 août, selon les conditions météorologiques. Ce puits servira à pomper des boues de forage et du béton dans le puits endommagé, qui sera scellé de façon permanente.

Source : adaptation d'un article du Guardian, [BP Oil spill timeline](#).

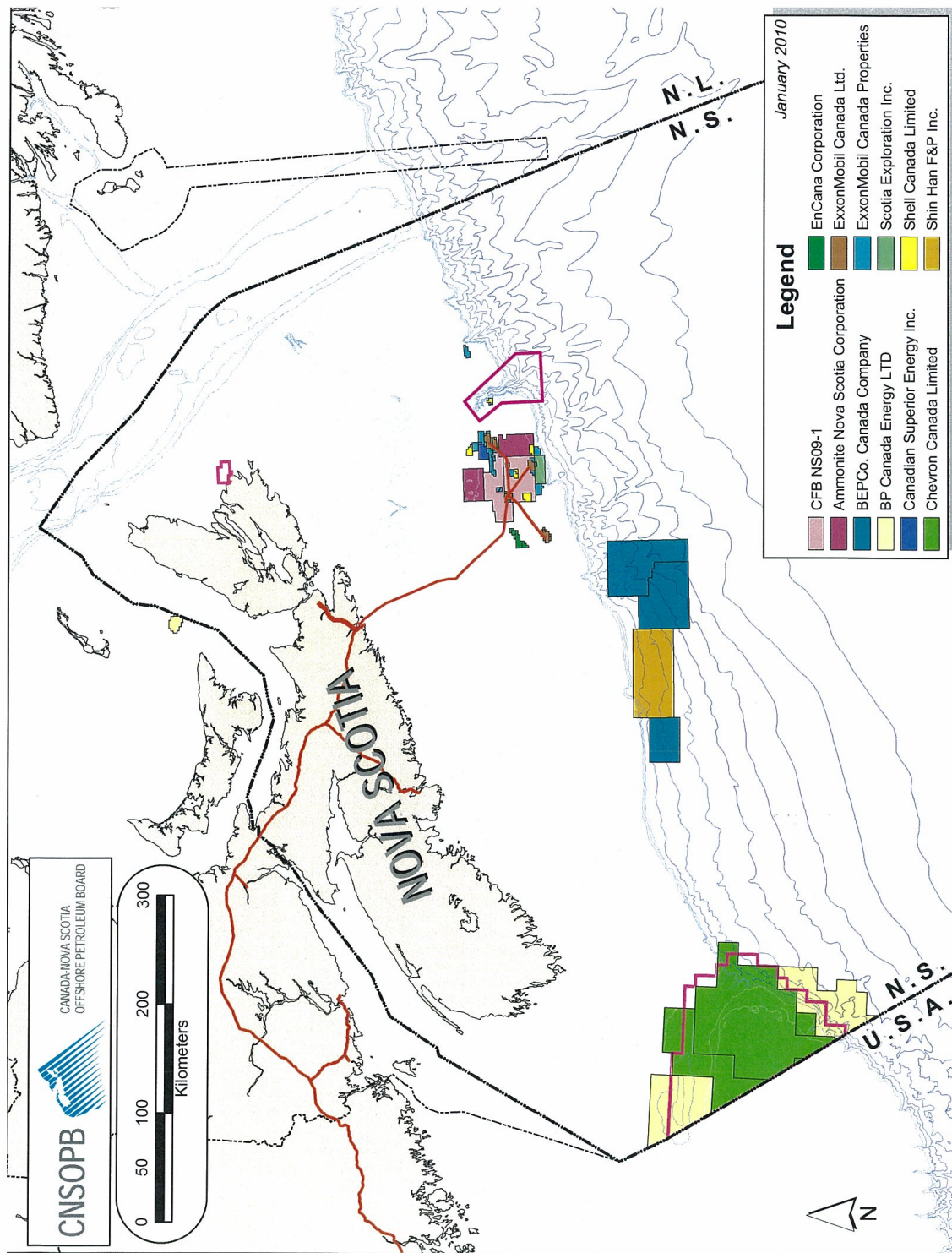
Annexe B

Figure 1 : Région extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador



Source : OCTNLHE, Information and Reports, [Maps and Charts](#).

Figure 2 : Région extracôtière de la Nouvelle-Écosse



Source: C-NSOPB, Lands Management, Maps and Coordinates, [Active Exploration Licences in the Nova Scotia Offshore Area](#)

Annexe C

Organismes de réglementation des zones extracôtières de l'Atlantique

Dans leurs territoires respectifs, l'Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers et l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers régissent la prospection et la production pétrolières et gazières au large des côtes.

L'Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers a été mis sur pied en 1986 comme organisme fédéral-provincial aux termes d'une loi fédérale, la *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada—Terre-Neuve* et d'une loi provinciale, la *Canada-Newfoundland and Labrador Atlantic Accord Implementation Act*. Ces textes législatifs ont consacré les principes établis dans un accord de 1985 entre les gouvernements fédéral et provincial sur les ressources pétrolières extracôtiers. L'Office compte sept membres : trois qui sont nommés par le gouvernement fédéral, trois qui le sont par le gouvernement provincial et un président-directeur général qui est nommé conjointement par les deux gouvernements.

L'Office Canada-Nouvelle-Écosse a été mis sur pied en 1990 comme organisme fédéral-provincial aux termes d'une loi fédérale, la *Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada—Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers*, et d'une loi provinciale, la *Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation (Nova Scotia) Act*. Ces textes législatifs mettent en œuvre l'accord conclu en 1986 entre le gouvernement fédéral et le gouvernement de la Nouvelle-Écosse au sujet des ressources pétrolières extracôtiers. L'Office se compose de cinq membres. Le président est nommé conjointement par le gouvernement du Canada et le gouvernement de la Nouvelle-Écosse, et chacun des gouvernements nomme deux membres de l'Office.

Annexe D

Survol des règlements sur le pétrole et le gaz extracôtiers au Canada

Au Canada, les activités pétrolières et gazières en mer sont régies par quatre lois fédérales :

La [Loi sur les opérations pétrolières au Canada](#) (LOPC) régit la prospection, l'exploitation, le traitement et le transport du pétrole et du gaz dans les zones marines de ressort fédéral. C'est la principale loi fédérale qui régit la sécurité, la protection de l'environnement, la rationalisation de l'exploitation et la conclusion d'accords conjoints de production dans le secteur pétrolier et gazier du Canada.

Le [Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada](#) énonce les exigences à satisfaire pour obtenir des licences d'exploration et des autorisations de forage, y compris un plan de sécurité obligatoire qui précise les procédures, pratiques, ressources et mesures de surveillance permettant d'assurer la sécurité des travaux proposés.

La [Loi fédérale sur les hydrocarbures](#) (LFH) régit la concession de droits pétroliers et gaziers de propriété fédérale sur les terres domaniales (mer territoriale, plateau continental, Territoires du Nord-Ouest, Nunavut et île de Sable) à des sociétés pétrolières et gazières pour la prospection et la mise en valeur.

La [Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada—Terre-Neuve](#) et la [Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada—Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers](#) décrivent la gestion conjointe fédérale-provinciale des ressources pétrolières et gazières aux larges de Terre-Neuve et de la Nouvelle-Écosse et établissent les deux organismes de réglementation des hydrocarbures extracôtiers. Ces textes sont à l'image de la LOPC et de la LFH, et ils constituent les lois habilitantes des règlements qui régissent les activités pétrolières et gazières dans les zones extracôtiers des deux provinces.

L'Office national de l'énergie (ONE) assure la réglementation dans les terres domaniales et les zones extracôtiers non visées par des accords de gestion fédérale-provinciale. Il lui incombe notamment « de réglementer les activités d'exploration, de mise en valeur et de production du pétrole et du gaz, de veiller à la sécurité des travailleurs et de protéger l'environnement¹⁴⁸ ».

L'Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers régit la prospection et la mise en valeur des ressources en hydrocarbures dans la zone extracôtiers de Terre-Neuve-et-Labrador. Le principal règlement qui s'applique est le [Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtiers de Terre-Neuve](#).

L'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers régit les activités pétrolières et gazières dans la zone extracôtiers de la Nouvelle-Écosse. Ces activités sont régies par le [Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtiers de la Nouvelle-Écosse](#).

Pour faire autoriser un projet de prospection ou de production pétrolière et gazière en

148 Office national de l'énergie, <http://www.neb.gc.ca/clf-nsi/rthnb/whwrndrgvrnnc/rspnsblt-fra.html>.

zone extracôtière, la société pétrolière et gazière doit, aux termes de la réglementation, respecter certaines conditions sur les plans de la sécurité, de l'environnement et de l'intervention en cas d'urgence.

Les articles qui suivent présentent les dispositions réglementaires qui se rapportent expressément à la prévention des fuites d'hydrocarbures et des éruptions. Le texte est identique dans les règlements de la Nouvelle-Écosse et de Terre-Neuve-et-Labrador, et il correspond au Règlement fédéral sur le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada.

Plan de sécurité

L'article 6 du Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve et du Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse dispose que la demande d'autorisation de forage est accompagnée de « c) un plan de sécurité qui répond aux exigences de l'article 8 ». Et l'article 8 expose en détail le contenu du plan de sécurité :

Le plan de sécurité doit prévoir les procédures, les pratiques, les ressources, la séquence des principales activités en matière de sécurité et les mesures de surveillance nécessaires pour assurer la sécurité des activités projetées et doit en outre comporter :

- a) un résumé du système de gestion et les renvois à celui-ci qui démontrent sa mise en œuvre pendant le déroulement des activités projetées et comment le système de gestion permettra de se conformer aux obligations prévues par le présent règlement en matière de sécurité;
- b) un résumé des études réalisées pour cerner les dangers et évaluer les risques pour la sécurité liés aux activités projetées;
- c) la description des dangers cernés et les résultats de l'évaluation des risques;
- d) un résumé des mesures pour éviter, prévenir, réduire et contrôler les risques pour la sécurité;
- e) une liste des structures, du matériel, de l'équipement et des systèmes qui sont essentiels à la sécurité, ainsi qu'un résumé du système en place pour veiller à leur inspection, essai et entretien;
- f) une description de la structure organisationnelle relative à l'exécution des activités projetées et de la structure de commandement de l'installation, qui indique clairement :
 - (i) le lien entre les deux structures,
 - (ii) le titre du poste et les coordonnées de la personne qui répond du plan de sécurité et de la personne chargée de sa mise en œuvre;
- g) s'il risque d'y avoir des banquises marines ou des icebergs flottants sur les lieux de forage ou de production, les mesures prévues pour assurer la protection de l'installation, y compris les systèmes de détection et de surveillance des glaces, de collecte des données, de signalement et de prévision et, s'il y a lieu, d'évitement ou de déviation des glaces;

b) une description des mécanismes de surveillance nécessaires pour veiller à ce que le plan soit mis en œuvre et pour évaluer le rendement au regard de ses objectifs.

Plan de protection de l'environnement

Le paragraphe 6*d)* du Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve et du Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse exige que la demande d'autorisation soit assortie d'un plan de protection de l'environnement conforme aux exigences de l'article 9, qui dispose :

Le plan de protection de l'environnement doit prévoir les procédures, les pratiques, les ressources et les mesures de surveillance nécessaires pour gérer les dangers pour l'environnement et protéger celui-ci des activités projetées et doit en outre comporter :

a) un résumé du système de gestion et les renvois à celui-ci qui démontrent sa mise en œuvre pendant le déroulement des activités projetées et comment le système de gestion permettra de se conformer aux obligations prévues par le présent règlement en matière de protection de l'environnement;

b) un résumé des études réalisées pour cerner les dangers pour l'environnement et évaluer les risques pour l'environnement liés aux activités projetées;

c) une description des dangers cernés et les résultats de l'évaluation des risques;

d) un résumé des mesures prévues pour éviter, prévenir, réduire et contrôler les risques pour l'environnement;

e) une liste des structures, du matériel, de l'équipement et des systèmes essentiels à la protection de l'environnement, ainsi qu'un résumé du système en place pour leur inspection, essai et entretien;

f) une description de la structure organisationnelle relative à l'exécution des activités projetées et de la structure de commandement de l'installation, qui indique clairement

(i) le lien entre les deux structures,

(ii) le titre du poste et les coordonnées de la personne qui répond du plan de protection de l'environnement et de la personne chargée de sa mise en œuvre;

g) les procédures de sélection, d'évaluation et d'utilisation des substances chimiques, y compris les produits chimiques utilisés pour les procédés et les fluides de forage;

h) une description de l'équipement et des procédés de traitement, de manutention et d'élimination des déchets;

i) une description de toutes les voies d'évacuation et des limites relatives à toute évacuation dans le milieu naturel, y compris l'évacuation des déchets;

j) une description du système de contrôle des limites d'évacuation visées à l'alinéa *h)*, y compris le programme d'échantillonnage et d'analyse servant à vérifier si les limites sont respectées;

k) une description des mesures prises pour contrôler la conformité au plan et en évaluer le rendement au regard de ses objectifs.

Plan d'urgence

Aux termes du Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve et du Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse, la demande d'autorisation adressée à l'un ou l'autre des offices doit s'accompagner de plans d'urgence obligatoires, y compris des procédures d'intervention d'urgence, en vue de réduire les conséquences de tout événement normalement prévisible qui pourrait compromettre la sécurité ou la protection de l'environnement, lesquels doivent :

- (i) prévoir des mesures permettant leur coordination avec tout plan d'intervention d'urgence municipal, provincial, territorial ou fédéral pertinent,
- (ii) dans une région où du pétrole peut vraisemblablement être découvert, préciser l'étendue et la fréquence des exercices d'intervention en cas de rejet de pétrole (paragraphe 6j)).

En outre, l'article 36 des deux règlements exige que l'exploitant « veille à ce que, au cours des travaux relatifs à un puits, de l'équipement fiable de contrôle du puits soit en place pour contrôler les venues, prévenir les éruptions et exécuter en toute sécurité les activités et les travaux relatifs au puits, y compris le forage, la complétion et le reconditionnement ». Cet équipement comprend les blocs d'obturation et les coulisseaux de cisaillement.

Les puits de secours servent à contenir une fuite de pétrole en allégeant la pression au puits principal pour qu'on puisse l'obturer après un bris. On ne trouve dans la *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada—Terre-Neuve* ou dans le Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve ni dans la *Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada—Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers* ou le Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse aucune disposition qui exige expressément le forage de puits de secours.

Les règlements exigent plutôt des plans de sécurité et des plans d'urgence. Le puits de secours fait partie du plan d'urgence, mais il ne s'agit toutefois pas d'une exigence législative ou réglementaire expresse en soi. Il importe de signaler que, lorsque des forages pétroliers ou gaziers sont autorisés, l'ONE exige « 100 % du temps¹⁴⁹ » la capacité de forage d'un puits de secours.

Le besoin de puits de secours en cas d'urgence est apparu en raison des inquiétudes que suscitaient les forages dans la mer de Beaufort. Comme on craignait les dégâts que causeraient à l'environnement l'éruption d'un puits ou une fuite, le gouvernement fédéral a pour politique depuis 1976 d'exiger que les exploitants puissent forer un puits de secours dans les quelques mois suivant le forage du puits principal. Cette politique exigeant « la capacité de forage de puits de secours au cours d'une saison » visait à atténuer nettement les dommages que l'environnement pourrait subir si une éruption se soldait par un écoulement de pétrole qui continuerait à plein régime toute la saison d'hiver, étant donné que la saison de forage dans l'Arctique est nécessaire-

149 Conversation personnelle avec un représentant de l'Office national de l'énergie, 5 mai 2010.

ment limitée par la météo et l'état des glaces.

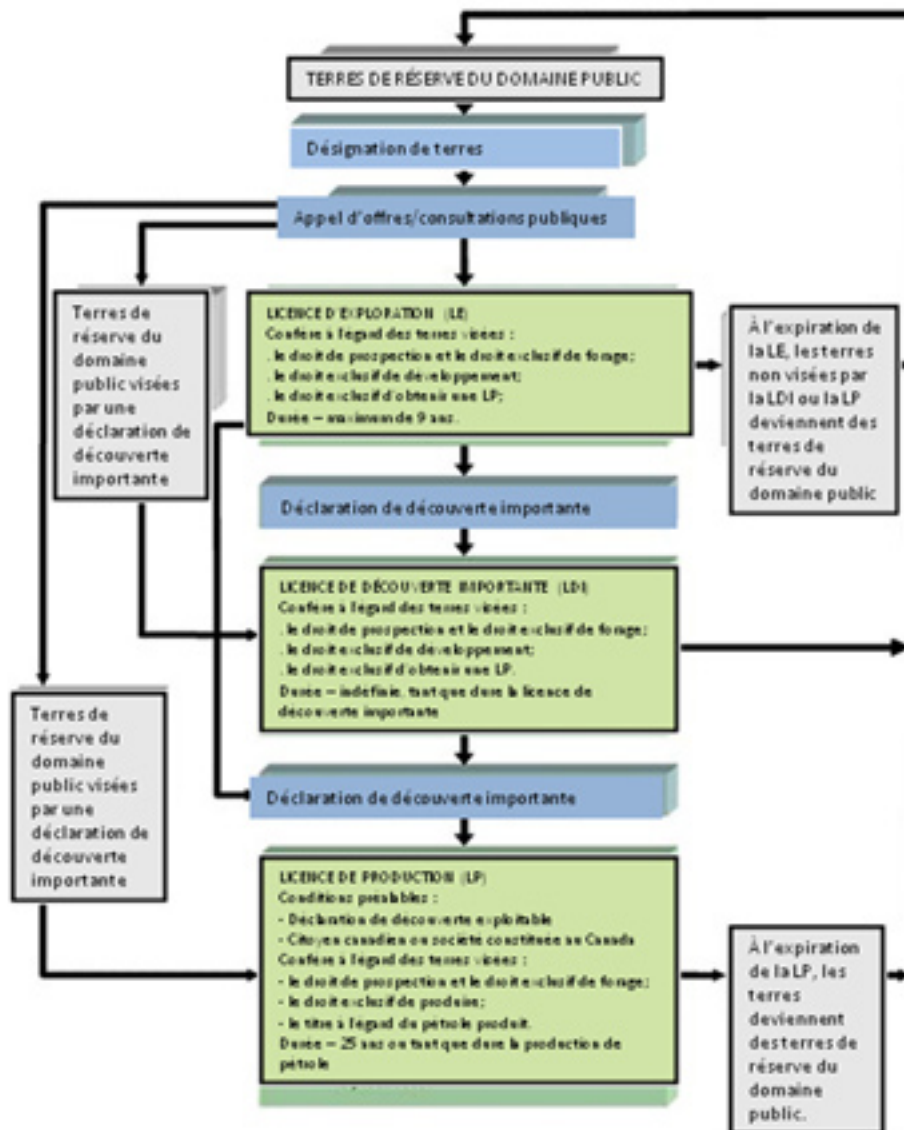
L'ONE était en trait de revoir sa politique sur la capacité de forage de puits de secours au cours d'une saison dans la mer de Beaufort¹⁵⁰. À la lumière de la catastrophe survenue dans le golfe du Mexique, il a suspendu cet examen. Le 11 mai 2010, il a annoncé qu'il ferait plutôt un examen des exigences en matière de sécurité et d'environnement imposées aux forages en mer. L'Office prévoit terminer cet examen avant de recevoir des demandes de forage au large des côtes de l'Arctique¹⁵¹.

150 Office national de l'énergie, Communiqués, [L'Office national de l'énergie annonce la revue des exigences en matière de sécurité et d'environnement pour les forages extracôtiers dans l'Arctique](#), 11 mai 2010.

151 Office national de l'énergie, [L'Office national de l'énergie convie les intéressés à un processus de revue des exigences relatives aux activités de forage extracôtier dans l'Arctique](#), 10 juin 2010.

Annexe E

Figure 3 : Aperçu du processus de gestion du pétrole et du gaz dans les zones extracôtières de l'Atlantique



Source : OCNEHE, <http://www.OCNEHE.ns.ca/licensing.php>

Annexe F

Tableau 1 : Licences d'exploration en cours dans les zones extracôtières de la Nouvelle-Écosse

Numéro de licence	Superficie (ha)	Représentant des intérêts	Entrée en vigueur
2407	113 840	BEPCo. Canada Company	1 ^{er} janv. 2002
2409	11 116	Sonde Resources Corp.	1 ^{er} janv. 2002
2417	55 500	Ammonite Nova Scotia Corporation	15 sept. 2008
2418	58 445	Ammonite Nova Scotia Corporation	15 sept. 2008
2419	23 512	Scotia Exploration Inc.	1 ^{er} janv. 2009
2420	303 120	Shin Han F&P Inc.	1 ^{er} janv. 2009
2421	249 757	BEPCo. Canada Company	14 août 2009
2422	271 208	BEPCo. Canada Company	14 août 2009

Nota : Cliquer sur le numéro de licence d'exploration (LE) pour obtenir des renseignements plus détaillés. À compter de la date d'entrée en vigueur, il faut forer un puits de validation dans les cinq ans, pour les LE visant des eaux peu profondes, et dans les six ans pour les LE visant des eaux profondes (période 1). La période 1 peut être prolongée d'un an si le titulaire verse un dépôt de forage. Elle peut ensuite être prolongée chaque année avec l'approbation de l'Office et le paiement de droits de reconduction qui sont l'équivalent de loyers. La période 2 se termine au bout de neuf ans, maximum fixé par la loi pour les LE.

Source : OCNEHE, [Search Licences](#).

Tableau 2 : Licences d'exploration en cours dans les zones extracôtières de Terre-Neuve-et-Labrador

Numéro de licence	Superficie (ha)	Représentant des intérêts	Entrée en vigueur	Région
1073R	529 125	Chevron Canada Ltd.	3 oct. 2008	Grand Banks
1074R	1 163 172	Chevron Canada Ltd.	3 oct. 2008	Grand Banks
1090R	136 395	Husky Oil Operations Ltd.	14 janv. 2010	Grand Banks
1092	35 674	Suncor Energy Inc.	15 janv. 2010	Grand Banks
1093	7 080	ExxonMobil Canada Properties	15 janv. 2005	Grand Banks
1094	13 485	Husky Oil Operations Ltd.	15 janv. 2006	Grand Banks

1095	28 457	Suncor Energy Inc.	15 janv. 2006	Grand Banks
1096	2 130	Husky Oil Operations Ltd.	15 janv. 2006	Grand Banks
1099	24 838	Husky Oil Operations Ltd.	15 janv. 2007	Grand Banks
1100	30 572	Statoil Canada Ltd.	15 janv. 2007	Grand Banks
1101	21 009	Statoil Canada Ltd.	15 janv. 2007	Grand Banks
1110	138 200	Husky Oil Operations Ltd.	15 janv. 2009	Grand Banks
1111	134 227	Husky Oil Operations Ltd.	15 janv. 2009	Grand Banks
1112	55 954	Statoil Canada Ltd.	15 janv. 2009	Grand Banks
1113	19 430	Suncor Energy Inc.	15 janv. 2009	Grand Banks
1114	121 348	Husky Oil Operations Ltd.	15 janv. 2009	Grand Banks
1115	271 891	Husky Oil Operations Ltd.	15 janv. 2009	Grand Banks
1117	9 558	Husky Oil Operations Ltd.	15 janv. 2010	Grand Banks
1118	290 070	ConocoPhillips Canada Resources	15 janv. 2010	Grand Banks
1119	73 931	ConocoPhillips Canada Resources	15 janv. 2010	Grand Banks
1070	103 040	Canadian Imperial Venture Corp.	15 janv. 2002	Côte ouest
1097	96 100	NWest Oil & Gas Inc.	15 janv. 2006	Côte ouest
1098	159 872	NWest Oil & Gas Inc.	15 janv. 2006	Côte ouest
1102	124 320	B.G. Oil & Gas Ltd.	15 janv. 2007	Côte ouest
1103	216 164	NWest Oil & Gas Inc.	15 janv. 2007	Côte ouest
1104	187 744	NWest Oil & Gas Inc.	15 janv. 2007	Côte ouest
1105	51 780	Corridor Resources Inc.	15 janv. 2008	Côte ouest
1116	211 985	PDI Production Inc.	15 janv. 2009	Côte ouest
1120	140 210	Ptarmigan Energy Inc.	15 janv. 2010	Côte ouest
1106	236 981	Husky Oil Operations Ltd.	15 nov. 2008	Labrador
1107	236 525	Investean Energy Corp.	15 nov. 2008	Labrador

1108	233 712	Husky Oil Operations Ltd.	15 nov. 2008	Labrador
1109	232 460	Chevron Canada Ltd.	15 nov. 2008	Labrador

Nota : Pour obtenir de plus amples de détails sur une licence d'exploration (LE), prière de se rendre sur le site de l'OCTNLHE [Registry System Abstracts](#). À compter de la date d'entrée en vigueur, il faut forer un puits de validation dans les cinq ans, pour les LE visant des eaux peu profondes, et dans les six ans pour les LE visant des eaux profondes (période 1). La période 1 peut être prolongée d'un an si le titulaire verse un dépôt de forage. Elle peut ensuite être prolongée chaque année avec l'approbation de l'Office et le paiement de droits de reconduction qui sont l'équivalent de loyers. La période 2 se termine au bout de neuf ans, maximum fixé par la loi pour les LE.

Source : OCTNLHE, [Legal and Land information tables](#).

Tableau 3 : Licences d'exploration en cours dans les zones extracôtières de la mer de Beaufort, la zone extracôtière de l'est de l'Arctique et le delta du Mackenzie Delta

Numéro de licence	Superficie (hectares)	Représentant	Région
EL450	41 323	MGM Energy Corp.	Mer de Beaufort
EL435	99 942	Shell Canada Limited	Mer de Beaufort
EL447	103 711	ConocoPhillips Canada Resources Corp.	Mer de Beaufort
EL448	108 185	Chevron Canada Limited	Mer de Beaufort
EL452	196 497	ConocoPhillips Canada Resources Corp.	Mer de Beaufort
EL449	202 380	BP Exploration Operating Company Limited	Mer de Beaufort
EL453	203 635	BP Exploration Operating Company Limited	Mer de Beaufort
EL446	205 321	Imperial Oil Resources Ventures Limited	Mer de Beaufort
EL451	205 359	BP Exploration Operating Company Limited	Mer de Beaufort
EL434	56 624	MGM Energy Corp.	Delta du Mackenzie

Nota : Cliquer sur le numéro de licence d'exploration (LE) pour obtenir de plus amples détails.

Source : Affaires indiennes et du Nord Canada, [Pétrole et gaz – Application d'interrogation](#).

Tableau 4 : Licence de découverte importante en cours dans les zones extracôtières de la Nouvelle-Écosse

Numéro de licence	Superficie (ha)	Représentant des intérêts	Entrée en vigueur
082	14 871	BP Canada Energy Resources Company	15 fév. 1987
2120A	1 116	Shell Canada Limited	5 janv. 1990
2120B	1 860	Shell Canada Limited	5 janv. 1990
2120C	2 226	Shell Canada Limited	5 janv. 1990
2121	5 595	Shell Canada Limited	5 janv. 1990
2254	10 388	ExxonMobil Canada Properties	5 janv. 1990
2255A	5 565	ExxonMobil Canada Ltd.	5 janv. 1990
2255B	742	ExxonMobil Canada Properties	5 janv. 1990
2255C	1 484	ExxonMobil Canada Properties	5 janv. 1990
2255D	2 976	ExxonMobil Canada Properties	5 janv. 1990
2255E	2 226	ExxonMobil Canada Properties	5 janv. 1990
2255F	1 274	ExxonMobil Canada Properties	5 janv. 1990
2255G	5 050	ExxonMobil Canada Properties	5 janv. 1990
2255H	1 488	ExxonMobil Canada Properties	5 janv. 1990
2255L	371	ExxonMobil Canada Properties	5 janv. 1990
2255M	5 979	ExxonMobil Canada Properties	5 janv. 1990
2255N	687	ExxonMobil Canada Properties	5 janv. 1990
2255P	4 440	ExxonMobil Canada Properties	5 janv. 1990
2255Q	2 597	ExxonMobil Canada Properties	5 janv. 1990
2255R	3 339	ExxonMobil Canada Properties	5 janv. 1990
2259	4 810	ExxonMobil Canada Properties	5 janv. 1990
2269	746	ExxonMobil Canada Properties	5 janv. 1990
2276A	3 357	Shell Canada Limited	5 janv. 1990

2276B	5 968	ExxonMobil Canada Properties	5 janv. 1990
2276C	1 119	ExxonMobil Canada Properties	5 janv. 1990
2277A	8 219	ExxonMobil Canada Ltd.	5 janv. 1990
2277B	374	Shell Canada Limited	5 janv. 1990
2283A	1 488	ExxonMobil Canada Properties	5 janv. 1990
2283B	3 710	ExxonMobil Canada Properties	5 janv. 1990
2283C	372	ExxonMobil Canada Properties	5 janv. 1990
2286	4 103	ExxonMobil Canada Properties	5 janv. 1990
2298	4 440	Shell Canada Limited	5 janv. 1990
2299A	5 968	ExxonMobil Canada Properties	5 janv. 1990
2701	2 235	Encana Corporation	11 juin 2007
2702	2 232	Encana Corporation	11 juin 2007

Nota : Cliquer sur le numéro de licence de découverte importante (LDI) pour obtenir de plus amples détails. La durée de la LDI est indéfinie.

Source : OCNEHE, [Search Licences](#).

Tableau 5 : Licences de découverte importante en cours dans les zones extracôtières de Terre-Neuve-et-Labrador

Numéro de licence	Superficie (ha)	Représentant des intérêts	Entrée en vigueur	Région
1009	6 390	ExxonMobil Canada Properties	16 février 1990	Grand Banks
1042	3 897	Husky Oil Operations Ltd.	1 ^{er} octobre 2003	Grand Banks
1035	1 420	Suncor Energy Inc.	27 octobre 1994	Grand Banks
1036	1 420	Chevron Canada Ltd.	27 octobre 1994	Grand Banks
1011	5 321	Husky Oil Operations Ltd.	28 mars 1990	Grand Banks
1012	355	Imperial Oil Resources Ltd.	28 mars 1990	Grand Banks
1006	5 325	Chevron Canada Ltd.	16 février 1990	Grand Banks

1007	3 195	ExxonMobil Canada Properties	16 février 1990	Grand Banks
1046	5 320	Husky Oil Operations Ltd.	16 déc. 2004	Grand Banks
1037	1 065	Suncor Energy Inc.	25 mars 1996	Grand Banks
1038	356	Suncor Energy Inc.	25 mars 1996	Grand Banks
1039	2 492	Suncor Energy Inc.	25 mars 1996	Grand Banks
1002	5 664	ExxonMobil Canada Properties	16 février 1990	Grand Banks
1047	22 006	Statoil Canada Ltd.	22 février 2010	Grand Banks
1001	3 883	ExxonMobil Canada Properties	16 février 1990	Grand Banks
1041	3 883	Chevron Canada Ltd.	26 nov. 2001	Grand Banks
1008	6 372	Husky Oil Operations Ltd.	16 février 1990	Grand Banks
200A	8 765	ExxonMobil Canada Properties	4 avril 1987	Grand Banks
200B	NA	ExxonMobil Canada Properties	4 avril 1987	Grand Banks
200C	NA	ExxonMobil Canada Properties	4 avril 1987	Grand Banks
1003	3 894	ExxonMobil Canada Properties	16 février 1990	Grand Banks
1004	708	ExxonMobil Canada Properties	16 février 1990	Grand Banks
1005	354	Husky Oil Operations Ltd.	16 février 1990	Grand Banks
197	7 722	Imperial Oil Resources Ltd.	4 avril 1987	Grand Banks
1013	2 136	Imperial Oil Resources Ltd.	28 mars 1990	Grand Banks
1015	356	Imperial Oil Resources Ltd.	28 mars 1990	Grand Banks
1016	712	Imperial Oil Resources Ltd.	28 mars 1990	Grand Banks
1017	356	Husky Oil Operations Ltd.	28 mars 1990	Grand Banks
208A	1 424	Suncor Energy Inc.	4 avril 1987	Grand Banks
1031	7 045	Husky Oil Operations Ltd.	16 février 1990	Grand Banks
1010	3 550	ExxonMobil Canada Properties	16 février 1990	Grand Banks
1040	3 195	Statoil Canada Ltd.	8 janvier 2001	Grand Banks
1018	1 062	Husky Oil Operations Ltd.	16 février 1990	Grand Banks

1019	1 416	Husky Oil Operations Ltd.	16 février 1990	Grand Banks
1020	1 062	Husky Oil Operations Ltd.	16 février 1990	Grand Banks
1023	353	Husky Oil Operations Ltd.	16 février 1990	Grand Banks
1024	707	Husky Oil Operations Ltd.	16 février 1990	Grand Banks
1025	5 648	Husky Oil Operations Ltd.	16 février 1990	Grand Banks
1026	2 471	Husky Oil Operations Ltd.	16 février 1990	Grand Banks
1027	1 765	Husky Oil Operations Ltd.	16 février 1990	Grand Banks
1028	11 649	Husky Oil Operations Ltd.	16 février 1990	Grand Banks
1029	2 824	Husky Oil Operations Ltd.	16 février 1990	Grand Banks
1030	1 412	Husky Oil Operations Ltd.	16 février 1990	Grand Banks
1044	354	Husky Oil Operations Ltd.	15 janvier 2004	Grand Banks
1045	353	Husky Oil Operations Ltd.	15 janvier 2004	Grand Banks
185A	4 686	ConocoPhillips Canada Resources Corp.	4 avril 1987	Labrador
184	5 643	ConocoPhillips Canada Resources Corp.	4 avril 1987	Labrador
203	2 900	Suncor Energy Inc.	4 août 1987	Labrador
185B	7 592	ConocoPhillips Canada Resources Corp.	4 avril 1987	Labrador
187	7 264	ConocoPhillips Canada Resources Corp.	4 avril 1987	Labrador

Nota : Pour obtenir de plus amples détails sur une licence de découverte importante (LDI), prière de se rendre sur le site de l'OCTNLHE [Registry System Abstracts](#). La durée d'une LDI est indéfinie.

Source : OCTNLHE, [Legal and Land information tables](#).

Tableau 6 : Licences de découverte importante en cours dans la mer de Beauport, la zone extracôtière de l'est de l'Arctique et le delta du Mackenzie

Numéro de licence	Superficie (hectares)	Représentant	Région
SDL096	353	ConocoPhillips Canada Resources Corp.	Mer de Beauport
SDL135	610	MGM Energy Corp.	Mer de Beauport
SDL053	888	Imperial Oil Resources Limited	Mer de Beauport
SDL110	891	Imperial Oil Resources Limited	Mer de Beauport
SDL111	891	Imperial Oil Resources Limited	Mer de Beauport
SDL136	924	MGM Energy Corp.	Mer de Beauport
SDL097	1 059	ConocoPhillips Canada Resources Corp.	Mer de Beauport
SDL134	1 220	MGM Energy Corp.	Mer de Beauport
SDL132	1 228	MGM Energy Corp.	Mer de Beauport
SDL133	1 228	MGM Energy Corp.	Mer de Beauport
SDL085	1 396	ConocoPhillips Canada Resources Corp.	Mer de Beauport
SDL112	1 485	Imperial Oil Resources Limited	Mer de Beauport
SDL048	1 740	BP Canada Energy Resources Company	Mer de Beauport
SDL055	2 072	Imperial Oil Resources Limited	Mer de Beauport
SDL051	2 368	Imperial Oil Resources Limited	Mer de Beauport
SDL116	2 700	Imperial Oil Resources Limited	Mer de Beauport
SDL115	3 000	Imperial Oil Resources Limited	Mer de Beauport
SDL087	3 872	ConocoPhillips Canada Resources Corp.	Mer de Beauport
SDL047	4 104	BP Canada Energy Resources Company	Mer de Beauport
SDL113	4 787	BP Canada Energy Resources Company	Mer de Beauport
SDL114	4 795	BP Canada Energy Resources Company	Mer de Beauport
SDL040	5 190	BP Canada Energy Resources Company	Mer de Beauport

SDL084	6 244	ConocoPhillips Canada Resources Corp.	Mer de Beaufort
SDL038	6 620	BP Canada Energy Resources Company	Mer de Beaufort
SDL088	7 133	ConocoPhillips Canada Resources Corp.	Mer de Beaufort
SDL058	7 168	Imperial Oil Resources Limited	Mer de Beaufort
SDL091	7 488	Imperial Oil Resources Limited	Mer de Beaufort
SDL049	7 627	BP Canada Energy Resources Company	Mer de Beaufort
SDL037	8 034	BP Canada Energy Resources Company	Mer de Beaufort
SDL054	9 768	Imperial Oil Resources Limited	Mer de Beaufort
SDL041	10 059	BP Canada Energy Resources Company	Mer de Beaufort
SDL089	10 512	BP Canada Energy Company	Mer de Beaufort
SDL095	11 051	Imperial Oil Resources Limited	Mer de Beaufort
SDL083	11 692	ConocoPhillips Canada Resources Corp.	Mer de Beaufort
SDL086	12 181	ConocoPhillips Canada Resources Corp.	Mer de Beaufort
SDL039	12 182	BP Canada Energy Resources Company	Mer de Beaufort
SDL130	14 458	Devon NEC Corporation	Mer de Beaufort
SDL126	16 618	ConocoPhillips Canada Resources Corp.	Mer de Beaufort
SDL005	11 184	Husky Oil Operations Limited	Est de l'Arctique
SDL015	304	Chevron Canada Limited	Delta du Mackenzie
SDL031	306	Shell Canada Limited	Delta du Mackenzie
SDL094	607	Imperial Oil Resources Limited	Delta du Mackenzie
SDL016	610	Chevron Canada Limited	Delta du Mackenzie
SDL059	612	Imperial Oil Resources Limited	Delta du Mackenzie
SDL137	612	MGM Energy Corp.	Delta du Mackenzie
SDL029	626	AltaGas Ltd.	Delta du Mackenzie
SDL117	900	Imperial Oil Resources Limited	Delta du Mackenzie
SDL027	906	Nytis Exploration Company Inc.	Delta du Mackenzie

SDL026	912	Nytis Exploration Company Inc.	Delta du Mackenzie
SDL025	1 216	Nytis Exploration Company Inc.	Delta du Mackenzie
SDL034	1 232	Shell Canada Limited	Delta du Mackenzie
SDL060	1 515	Imperial Oil Resources Limited	Delta du Mackenzie
SDL028	1 809	Nytis Exploration Company Inc.	Delta du Mackenzie
SDL057	1 812	Imperial Oil Resources Limited	Delta du Mackenzie
SDL014	1 824	Chevron Canada Limited	Delta du Mackenzie
SDL036	1 842	Shell Canada Limited	Delta du Mackenzie
SDL017	1 866	Shell Canada Limited	Delta du Mackenzie
SDL030	2 173	ConocoPhillips Canada (North) Limited	Delta du Mackenzie
SDL056	2 410	Imperial Oil Resources Limited	Delta du Mackenzie
SDL035	2 446	Shell Canada Limited	Delta du Mackenzie
SDL093	2 462	Imperial Oil Resources Limited	Delta du Mackenzie
SDL100	2 763	Shell Canada Limited	Delta du Mackenzie
SDL052	2 997	Imperial Oil Resources Limited	Delta du Mackenzie
SDL033	3 087	Shell Canada Limited	Delta du Mackenzie
SDL018	3 366	Shell Canada Limited	Delta du Mackenzie
SDL019	3 665	Shell Canada Limited	Delta du Mackenzie
SDL092	3 915	Imperial Oil Resources Limited	Delta du Mackenzie
SDL062	4 012	Imperial Oil Resources Limited	Delta du Mackenzie
SDL061	4 504	Imperial Oil Resources Limited	Delta du Mackenzie
SDL065	5 081	Imperial Oil Resources Limited	Delta du Mackenzie
SDL064	5 854	Imperial Oil Resources Limited	Delta du Mackenzie
SDL144	5 862	Suncor Energy Inc.	Delta du Mackenzie
SDL063	6 089	Imperial Oil Resources Limited	Delta du Mackenzie
SDL146	7 090	MGM Energy Corp.	Delta du Mackenzie

SDL050	8 197	Imperial Oil Resources Limited	Delta du Mackenzie
SDL131	8 508	MGM Energy Corp.	Delta du Mackenzie
SDL032	30 117	ConocoPhillips Canada (North) Limited	Delta du Mackenzie

Nota : Cliquer sur le numéro de licence de découverte importante (LDI) pour obtenir de plus amples détails. La durée de la LDI est indéfinie. Toutes les LDI qui figurent dans le tableau ne visent pas nécessairement des zones extracôtières.

Source : Affaires indiennes et du Nord Canada, [Pétrole et gaz – Application d'interrogation](#).

Tableau 7 : Licences de production en cours dans les zones extracôtières de la Nouvelle-Écosse

Numéro de licence	Superficie (ha)	Représentant des intérêts	Entrée en vigueur
2901	1 488	Encana Corporation	1 ^{er} avril 1991
2902	4 836	Encana Corporation	1 ^{er} avril 1991
2903	7 420	ExxonMobil Canada Ltd.	26 juil. 1999
2904	849	ExxonMobil Canada Ltd.	26 juil. 1999
2905	3 987	ExxonMobil Canada Ltd.	26 juil. 1999
2906	4 849	ExxonMobil Canada Ltd.	26 juil. 1999
2907	5 232	ExxonMobil Canada Ltd.	31 oct. 2003
2908	4 081	ExxonMobil Canada Ltd.	25 nov. 2004

Nota : Cliquer sur le numéro de licence de production (LP) pour obtenir de plus amples détails. La LP a une durée de 25 ans, mais elle peut être reconduite si la production commerciale se poursuit ou reprendra probablement.

Source : OCNEHE, [Search Licences](#).

Tableau 8 : Licences de production en cours dans les zones extracôtières de Terre-Neuve-et-Labrador

Numéro de licence	Superficie (ha)	Représentant des intérêts	Entrée en vigueur	Région
PL 1001	22 285	ExxonMobil Canada Ltd.	21 mars 1990	Grand Banks
PL 1002	12 800	Suncor Energy Inc.	20 août 2001	Grand Banks
PL 1003	355	Suncor Energy Inc.	20 août 2001	Grand Banks
PL 1004	1 065	Suncor Energy Inc.	20 août 2001	Grand Banks
PL 1005	1 416	Suncor Energy Inc.	14 janvier 2003	Grand Banks
PL 1006	2 828	Husky Oil Operations Ltd.	10 août 2005	Grand Banks
PL 1007	2 832	Husky Oil Operations Ltd.	19 novembre 2007	Grand Banks
PL 1008	2 124	Husky Oil Operations Ltd.	19 novembre 2007	Grand Banks

Nota : Pour de plus amples détails sur une licence de production (LP), prière de se rendre sur le site de l'OCTNLHE [Registry System Abstracts](#). La LP a une durée de 25 ans, mais elle peut être reconduite si la production commerciale se poursuit ou reprendra probablement.

Source : OCTNLHE, [Legal and Land information tables](#).

Annexe G

Glossaire – Pétrole et gaz extracôtiers

Baril : mesure de volume du pétrole équivalant à environ 159 litres.

Bloc d'obturation : dispositif composé de valves solides rattaché à la tête d'un puits pour contrôler la pression et prévenir les éruptions.

Bpj : le baril par jour est l'unité de production de pétrole.

Certificat d'aptitude : certificat délivré par un organisme de certification et affirmant qu'une conception, un plan, ou une installation est conforme aux règlements ou exigences qui s'appliquent, est apte à remplir la fonction prévue et peut être utilisé en toute sécurité et sans présenter une menace pour l'environnement.

Condensat : liquide obtenu lorsque des vapeurs sont refroidies ou lorsqu'on applique de la pression. Également hydrocarbures liquides condensés provenant des puits de gaz et de pétrole.

Coulisseau de cisaillement : élément de bloc d'obturation qui est analogue à une pince à lames d'acier qui est conçu pour couper le tuyau de forage lorsque le bloc d'obturation est fermé.

Cuvelage : tuyau d'acier installé dans un trou de forage pour l'empêcher de s'embourber ou de se refermer et pour permettre d'isoler des formations (il peut y avoir plusieurs séries de tuyaux dans un puits, les uns à l'intérieur des autres).

Eaux profondes : les définitions varient beaucoup. Selon le département de l'Intérieur des États-Unis, aux fins de sa directive du 30 mai 2010 sur le moratoire imposé aux forages en eaux profondes, l'expression désigne des profondeurs supérieures à 500 pieds (152 mètres).

Éruption en mer : échappement incontrôlé de gaz ou de gaz et de pétrole sous pression provenant de réservoirs souterrains durant le forage ou la production de pétrole en mer. Le pétrole peut être libéré en surface ou au fond de la mer, selon l'installation de forage utilisée et d'autres facteurs.

Gpi³ : mesure de volume du gaz naturel en milliards de pieds cubes.

Hydrates de gaz : substances semblables à la glace composés d'eau et de gaz naturel. Ils se forment lorsque les gaz se combinent à l'eau à température basse et sous pression élevée.

Kpi³ : mesure de volume du gaz naturel en milliers de pieds cubes.

Mpi³ : mesure de volume du gaz naturel en millions de pieds cubes.

Office : désigne l'office des hydrocarbures ayant compétence dans le territoire en question. Dans le cas des zones extracôtières de la Nouvelle-Écosse, il s'agit de l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers. Dans le cas de Terre-Neuve-et-Labrador, il s'agit de l'Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers. Dans celui de la côte ouest de la Colombie-Britannique et de l'Arctique, c'est l'Office national de l'énergie.

Pétrole : mélange d'hydrocarbures sous forme gazeuse, liquide ou solide qui existe naturellement.

Puits d'exploration : puits foré dans un secteur où la présence d'hydrocarbures n'a pas été prouvée.

Puits de découverte : premier puits foré dans une structure géologique qui permet de découvrir des quantités appréciables d'hydrocarbures.

Puits de délimitation : puits foré près d'un puits de découverte pour déterminer l'étendue, les réserves et le rythme probable de production d'un nouveau champ pétrolier ou gazier.

Puits de développement : puits de gaz naturel ou de brut foré dans un champ ou un secteur où la présence d'hydrocarbures est prouvée afin de compléter les modalités souhaitées de production.

Puits de production : puits foré ou complété pour produire du pétrole brut ou du gaz naturel.

Puits de secours : puits foré pour aider à contrôler une éruption dans un puits existant.

Réserves récupérables : partie des hydrocarbures d'un réservoir qui peut être extraite de façon rentable.

Réservoir : formation rocheuse poreuse et perméable dans laquelle des hydrocarbures se sont accumulés.

Sursaut de pression : intrusion d'eau, de gaz, de pétrole ou d'un autre fluide de la formation dans le trou de forage au cours du forage.

Tête de puits : équipement d'acier installé à la surface du puits et contenant un assemblage de dispositifs de suspension et de joints d'étanchéité résistants (la tête de puits sert à soutenir le poids des colonnes de tubage qui y sont rattachés et à limiter la pression du puits).

Tpi³ : mesure de volume du gaz naturel en billions de pieds cubes.

Trou de forage : trou pratiqué par le trépan.

Annexe H

Témoins — 40^e législature, 3^e session

27 mai 2010	<i>Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers</i> Max Ruelokke, président-directeur général
	<i>Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers</i> Stuart Pinks, président-directeur général.
3 juin 2010	<i>WWF - Canada</i> Craig Stewart, directeur, Programme de l'Arctique
8 juin 2010	<i>Ressources naturelles Canada</i> L'honorable Christian Paradis, C.P., député, ministre des Ressources naturelles Mark Corey, sous-ministre adjoint, Secteur de l'énergie Eric Landry, directeur, Division de la gestion des régions pionnières, Division des ressources pétrolières Tim Shanks, conseiller, Environnement, Secteur de l'énergie Jeff Labonte, directeur général, Direction des ressources pétrolières
10 juin 2010	<i>Chevron Canada Limited</i> Mark MacLeod, vice-président, Canada atlantique David MacInnis, vice-président, Politiques, Affaires publiques et gouvernementales
15 juin 2010	<i>Garde côtière canadienne</i> René Grenier, sous-commissaire Alex Li, directeur, Systèmes de sécurité et d'intervention environnementale Chantal Guenette, gestionnaire, Intervention environnementale <i>Société d'intervention maritime, Est du Canada (SIMEC)</i> James Carson, président et directeur général

- 17 juin 2010 *Husky Oil Operations Limited*
Paul McCloskey, vice-président, Opérations de la côte est
Al Pate, directeur général, Services d'exploration et de production
Encana Corporation
Malcolm Weatherston, gestionnaire général du projet, Deep Panuke,
Division canadienne, Canada atlantique
William Zukiwski, surintendant, Forage et complétion, Deep Panuke,
Division canadienne, Canada atlantique
- 22 juin 2010 *Office national de l'énergie du Canada*
Gaétan Caron, président et premier dirigeant
Brian Nesbitt, chef technique, Ingénierie, Secteur des opérations
Association canadienne des producteurs pétroliers
David Pryce, vice-président, Opérations
- 29 juin 2010 *ExxonMobil Canada Ltd.*
Glenn Scott, président
ExxonMobil Development Company
Paul Schuberth, directeur technique des opérations de forage
- 8 juillet 2010 *Affaires indiennes et du Nord Canada*
Patrick Borbey, sous-ministre adjoint, Affaires du Nord
Michel Chenier, directeur, Politiques et coordination, Affaires du
Nord
Kerry Newkirk, directeur, Gestion du gaz et du pétrole, Affaires du
Nord

