

**ANALYSE COMPARATIVE DES
LÉGISLATIONS ENCADRANT LA
PRÉVENTION, LA PRÉPARATION ET
L'INTERVENTION EN CAS
D'ACCIDENT MAJEUR –
EXPLOITATION PÉTROLIÈRE ET
GAZIÈRE EN MILIEU MARIN**

GTVS02

**Chaire de recherche du Canada
en droit de l'environnement**

octobre 2015

Le présent rapport a été préparé par la Chaire de recherche du Canada en droit de l'environnement (CRCDE) pour le gouvernement du Québec dans le cadre des évaluations environnementales stratégiques sur les hydrocarbures annoncées le 30 mai 2014. La coordination et la réalisation des activités de recherche furent réalisées par Paule Halley, professeure titulaire à la Faculté de droit de l'Université Laval et titulaire de la Chaire de recherche du Canada en droit de l'environnement, en collaboration avec Alexandre Desjardins, avocat et chercheur associé à la CRCDE. La CRCDE remercie Nadine Martin, coordonnatrice de la CRCDE, pour sa contribution à la production de ce rapport de recherche. La présentation des faits et les opinions exprimées dans ce document sont celles des auteurs et n'engagent aucunement le gouvernement du Québec.

Créée en 2002, la CRCDE de l'Université Laval a pour mission de participer au développement des connaissances juridiques en matière de protection de l'environnement et de développement durable, d'encourager le renforcement des lois et réglementations efficaces et de favoriser la formation dans le secteur du droit de l'environnement.

TABLE DES MATIÈRES

MISE EN CONTEXTE ET MANDAT	1
<hr/>	
1. LES JURIDICTIONS ÉTUDIÉES ET LEUR CONTEXTE	4
1.1. GOLFE DU MEXIQUE (ÉTATS-UNIS)	4
1.2. MER DU NORD (ROYAUME-UNI)	7
1.3. OCÉAN ARCTIQUE (CANADA)	9
1.4. OCÉAN ATLANTIQUE (TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR)	12
1.5. PRINCIPAUX CONSTATS	15
2. LE GOLFE DU SAINT-LAURENT (QUÉBEC)	16
2.1. L'EXPLOITATION DES RESSOURCES NATURELLES DU SOUS-SOL DU GOLFE DU SAINT-LAURENT	16
2.2. PROJET DE LOI NO. 49 LOI ASSURANT LA MISE EN ŒUVRE DE L'ACCORD ENTRE LE GOUVERNEMENT DU CANADA ET LE GOUVERNEMENT DU QUÉBEC SUR LA GESTION CONJOINTE DES HYDROCARBURES DANS LE GOLFE DU SAINT-LAURENT	18
2.3. PRINCIPAUX CONSTATS	19
3. APPROCHES RÉGLEMENTAIRES ET ORGANISMES DE RÉGULATION	20
3.1. LES APPROCHES RÉGLEMENTAIRES : PAR OBJECTIFS ET NORMATIVE	20
3.2. ÉVITER LES CONFLITS ENTRE LES RÔLES DE RÉGULATION ET D'ALLOCATION DES DROITS ET DES TITRES SUR LES RESSOURCES	21
3.3. PRINCIPAUX CONSTATS	22
4. MESURES DE PRÉVENTION, D'INTERVENTION ET DE COUVERTURE DE RISQUES EN CAS D'ÉVÉNEMENTS ACCIDENTELS	24
4.1. MESURES DE PRÉVENTION DES ÉVÉNEMENTS ACCIDENTELS	24
4.1.1. Le système de gestion : une méthode pour encadrer les activités d'exploitation	25
4.1.2. Santé et sécurité : assurer la protection des travailleurs	25
4.1.3. Suivi de la performance et de la conformité : assurer le maintien de la sécurité	26
4.1.4. Plans d'urgence	27
4.2. MESURES D'INTERVENTION EN CAS D'ACCIDENT	29
4.2.1. Rôles et responsabilités en cas d'accident	29
4.2.2. Capacité de réponse à un déversement	30
4.2.3. Notification des accidents	31
4.3. MESURES D'INDEMNISATION	32
4.3.1. Royaume-Uni : une obligation de souscrire à un régime privé	33
4.3.2. États-Unis : un régime qui intègre les dommages causés par les pétroliers et par les plateformes extracôtières	34
4.3.3. Canada : un régime revu à la hausse	36
4.4. LE TRANSPORT MARITIME DES HYDROCARBURES : EXEMPLES DE MESURES DE PRÉVENTION ET D'INTERVENTION À CONSIDÉRER	38
4.5. PRINCIPAUX CONSTATS	39

SOMMAIRE DES CONSTATS	41
BIBLIOGRAPHIE	44
<u>ANNEXE I</u> <u>Recommandations des commissions d'examen du Canada, de Terre-Neuve-et-Labrador, du Royaume-Uni et des États-Unis suite à l'accident de <i>Deepwater Horizon</i></u>	51
<u>ANNEXE II</u> <u>Exigences du Canada, de Terre-Neuve-et-Labrador, du Royaume-Uni et des États-Unis en matière de plans d'urgence</u>	63
<u>ANNEXE III</u> <u>Aperçu des responsabilités des intervenants en cas d'accident sur une plateforme pétrolière au Canada (Arctique), à Terre-Neuve-et-Labrador, au Royaume-Uni et aux États-Unis</u>	82

MISE EN CONTEXTE ET MANDAT

Le présent document a été réalisé à la demande du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles du Québec, dans le cadre du processus de réalisation de l'évaluation environnementale stratégique (ÉES) sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures. Suivant le Plan de réalisation de l'ÉES, le mandat donné à la Chaire de recherche du Canada en droit de l'environnement (CRCDE) s'inscrit dans le cadre du chantier *Transversal*, plus spécifiquement dans l'étude intitulée *Examen des mesures de prévention, de préparation et d'intervention en cas d'accident majeur — milieu marin* (GTVS02)¹.

La CRCDE a pour mission de participer au développement des connaissances juridiques en matière d'environnement et de développement durable, d'encourager le renforcement des lois et réglementations efficaces, de favoriser la formation dans le secteur du droit de l'environnement et d'innover sur le plan juridique en contribuant à la construction d'un droit de l'environnement qui soit efficace, légitime et effectif et qui s'inscrive dans la mise en œuvre du développement durable².

Dans le cadre du Plan d'acquisition de connaissances additionnelles élaboré pour le programme d'évaluation environnementale stratégique sur l'ensemble de la filière des hydrocarbures, la CRCDE s'est vue confier le mandat de documenter les aspects juridiques des mesures de prévention, de préparation et d'intervention en cas d'accident majeur lors de l'exploitation des hydrocarbures en milieu marin. Comme convenu avec les coordonnateurs du chantier *Transversal*, le rapport de la CRCDE vient compléter celui d'Innovation maritime qui a le mandat d'examiner les mesures de prévention, de préparation et d'intervention en cas d'accident majeur associé au transport des hydrocarbures (GTVS02)³.

L'objectif de l'étude est de réaliser une analyse critique des lois, règlements, normes et directives des gouvernements du Canada et du Québec encadrant les risques associés aux activités d'exploitation pétrolière et gazière en mer ainsi que les interventions en cas d'accident majeur (incendie, explosion, déversement, etc.). Plus spécifiquement, la réalisation du mandat vise les objectifs suivants :

¹ QUÉBEC, *Les évaluations environnementales stratégiques*, en ligne : <<http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/evaluations-environnementales-strategiques.asp#global>>, page consultée le 20 septembre 2015.

² CHAIRE DE RECHERCHE DU CANADA EN DROIT DE L'ENVIRONNEMENT, en ligne : <<https://www.crcde.ulaval.ca/>>, page consultée le 20 septembre 2015.

³ INNOVATION MARITIME, *Examen des mesures de prévention, de préparation et d'intervention en cas d'accident majeur - Milieu marin*, rapport GTVS02 présenté au MERN, 2015.

- Examen et présentation de l'encadrement juridique des activités d'exploitation des hydrocarbures en milieu marin dans différentes juridictions : Terre-Neuve-et-Labrador, Arctique canadien, Royaume-Uni (mer du Nord) et États-Unis (golfe du Mexique);
- Examen et présentation des dispositifs juridiques intéressant la gestion des risques dans le domaine de la sécurité des populations et des travailleurs, de la protection de l'environnement et des biens, des mesures d'urgence, et des mécanismes de financement en cas d'accident majeur.
- Analyse comparative des mesures de prévention, de réparation et d'intervention en cas d'accident majeur, dans l'objectif de mettre en lumière les meilleures pratiques pour le Québec.

Le choix des juridictions a été effectué en fonction de la longue expérience dans le domaine de l'exploitation des hydrocarbures en milieu marin (Royaume-Uni et États-Unis), de la proximité du golfe du Saint-Laurent (Terre-Neuve-et-Labrador) et des conditions climatiques très froides (Arctique).

Enfin, l'étude examine et compare les régimes juridiques adoptés par les juridictions étudiées pour encadrer les activités d'exploitation des hydrocarbures en milieu marin, dans la perspective de la mise en valeur des ressources d'hydrocarbures du golfe du Saint-Laurent. Le mandat confié à la CRCDE ne vise pas les aspects juridiques encadrant les activités d'exploration des hydrocarbures en milieu marin. Aussi, les forages exploratoires en milieu marin ne sont couverts par ce rapport bien qu'ils offrent des similitudes avec les forages effectués pendant la phase d'exploitation et qu'ils soient soumis essentiellement aux mêmes normes de sécurité. De plus, l'étude réalisée ne vise pas l'examen des exigences techniques en matière de construction et l'exploitation d'une plateforme pétrolière.

Présentation du rapport

Le rapport présente les particularités de la réglementation adoptée dans les cinq juridictions étudiées en matière de prévention, de réparation et d'intervention en cas d'accident majeur associé à l'exploitation des hydrocarbures en milieu marin. L'examen se base sur une analyse systématique de la réglementation en vigueur dans chacune des juridictions et de la littérature juridique pertinente repérée à l'aide de stratégies de recherche et de banques de données. La comparaison des régimes juridiques a permis de constater des similitudes et des différences entre eux et d'identifier des lacunes à combler. Dans une perspective de prévention et de gestion des déversements d'hydrocarbures en milieu marin, des pistes de réflexion sont proposées.

Le rapport est divisé en quatre parties. La première présente de manière générale le contexte et les principales caractéristiques des quatre juridictions retenues : États-Unis, Royaume-Uni, Canada et Terre-Neuve-et-Labrador. La partie suivante est consacrée plus spécifiquement au Québec et au golfe du St-Laurent dans le contexte d'une exploitation éventuelle des

hydrocarbures enfouis dans le sous-sol. La troisième partie présente les approches réglementaires et les organismes de régulation présents dans les juridictions étudiées. La quatrième partie présente les mesures législatives retenues en matière de prévention, de préparation et d'intervention en cas d'accident majeur lors de l'exploitation des hydrocarbures en milieu marin dans chacune des cinq juridictions, en les déclinant sous trois thèmes principaux : mesures de contrôle des autorités publiques, prévention et interventions en cas d'accident, et couverture de risques. En conclusion, sont résumés les principaux constats de l'étude sur les aspects juridiques des mesures de prévention, de préparation et d'intervention en cas d'accident causé lors de l'exploitation des hydrocarbures en milieu marin.

1. Les juridictions étudiées et leur contexte

La première partie de ce rapport présente le contexte général et les particularités de l'encadrement juridique des activités d'exploitation des hydrocarbures en milieu marin dans quatre des juridictions sélectionnées, à savoir les États-Unis (golfe du Mexique), le Royaume-Uni (mer du Nord) et le Canada (océan Arctique) et Terre-Neuve-et-Labrador (océan Atlantique). La juridiction du Québec fait l'objet de la partie suivante.

Les États-Unis (golfe du Mexique) et le Royaume-Uni (mer du Nord) ont une longue expérience d'exploitation des hydrocarbures en milieu marin. Au Canada, c'est la province de Terre-Neuve-et-Labrador (océan Atlantique) qui a l'expérience la plus importante en la matière. Ces trois juridictions encadrent de manière législative la prévention des accidents et les interventions d'urgence associées aux déversements d'hydrocarbures. Elles ont révisé leurs mesures législatives de prévention des accidents, de réparation et d'intervention à la suite d'accidents majeurs.

Les deux autres juridictions étudiées, à savoir le Canada, pour les activités dans l'Arctique, et le Québec, pour les activités dans le golfe du Saint-Laurent, n'ont pas de projets d'exploitation des hydrocarbures en cours sur leur territoire. Elles encadrent néanmoins, mais à des degrés divers, les accidents sur les plateformes extracôtières.

1.1. Golfe du Mexique (États-Unis)

C'est dans le golfe du Mexique, près des côtes de la Louisiane, que les premières plateformes pétrolières non connectées à la terre ont été exploitées⁴. À partir des années 1950, l'exploitation des champs d'hydrocarbures dans le golfe du Mexique prend de l'expansion et les premiers forages en eaux profondes sont réalisés⁵. Selon le *Bureau of Safety and Environmental Protection*, les puits du golfe du Mexique produisaient, en 2014, plus de 510 millions de barils de pétrole par année, dont 81 % provenaient de puits en eau profonde (plus de 1 000 pieds)⁶.

⁴ AMERICAN OIL AND GAZ HISTORICAL SOCIETY, *Offshore Petroleum History*, en ligne : <<http://aoghs.org/offshore-history/offshore-oil-history/>>, page consultée le 20 septembre 2015.

⁵ NATIONAL COMMISSION ON THE BP DEEPWATER HORIZON OIL SPILL AND OFFSHORE DRILLING, *DeepWater: The Gulf Oil Disaster and the future of Offshore Drilling*, Report to the President, janvier 2011, pp. 25 et ss.

⁶ BUREAU OF SAFETY AND ENVIRONMENTAL PROTECTION, *Deepwater Production Summary by Year*, en ligne : <http://www.data.bsee.gov/homepg/data_center/production/production/summary.asp>, page consultée le 20 septembre 2015.



Figure 1 : Carte de l'exploitation des hydrocarbures dans le golfe du Mexique.

Les éléments orange correspondent à des puits de pétrole ou de gaz.

Source : *Marine Cadastre National Viewer*, en ligne : <<http://marinecadastre.gov/nationalviewer>>

Le gouvernement fédéral américain encadre les activités d'exploitation des hydrocarbures en milieu marin qui se déroulent à plus de 3 miles marins des côtes⁷. Le cadre juridique des États-Unis applicable à l'exploitation des hydrocarbures en milieu marin a été revu à la suite de l'accident majeur causé par l'explosion du puits Macondo de la plateforme *Deepwater Horizon*. Préparé à la demande du Président Barack Obama, le rapport *Deepwater: The Gulf Oil Disaster and the future of Offshore Drilling*⁸, rendu public en janvier 2011, expose en détail l'évolution du cadre juridique américain depuis la découverte des premiers gisements dans le golfe du Mexique.

⁷ BUREAU OF OCEAN ENERGY MANAGEMENT, *Federal Offshore Lands*, en ligne : <<http://www.boem.gov/Federal-Offshore-Lands/>>, page consultée le 20 septembre 2015.

⁸ NATIONAL COMMISSION ON THE BP DEEPWATER HORIZON OIL SPILL AND OFFSHORE DRILLING, *Deepwater: The Gulf Oil Disaster and the future of Offshore Drilling, Report to the President*, janvier 2011.

Avant cet accident, les États-Unis étaient connus comme la juridiction la plus normative parmi les principaux pays où se déroulent des opérations d'exploitation d'hydrocarbures en milieu marin. Cette situation a changé depuis l'accident de *Deepwater Horizon*. Les États-Unis ont modifié leur approche réglementaire, notamment en exigeant, comme c'est le cas dans les autres juridictions examinées, la préparation et la mise en place d'un système de gestion, qui rend l'opérateur responsable de démontrer aux autorités publiques que ses opérations sont effectuées de façon sécuritaire. Des modifications réglementaires ont également été apportées afin de renforcer les exigences en matière de forage.⁹

De plus, dans les mois qui ont suivi l'accident, le *Mineral Management Services*, organisme fédéral qui était chargé de conclure des baux d'exploration et d'exploitation des ressources en hydrocarbures du sous-sol marin, d'assurer la mise en œuvre des mesures de sécurité et de protection de l'environnement, et de faire la collecte des redevances tirées de l'exploitation des hydrocarbures en milieu marin¹⁰, a vu ses tâches être redistribuées respectivement au *Bureau of Ocean Energy Management* (évaluation, planification et octroi des droits d'exploration et d'exploitation), au *Bureau of Safety and Environmental Enforcement* (mise en œuvre de la réglementation en matière de sécurité et de la protection de l'environnement) et à l'*Office of Natural Resource Revenue* (collecte des revenus)¹¹.

L'encadrement réglementaire des activités d'exploitation des hydrocarbures en milieu marin est principalement constitué des lois suivantes :

Outer Continental Shelf Lands Act and Outer Continental Shelf Reform Act of 2010

- Cette loi énonce les dispositions encadrant l'industrie des hydrocarbures en milieu marin aux États-Unis, notamment en ce qui concerne la mise en valeur des gisements sur les territoires sous la juridiction du gouvernement fédéral (au-delà de 3 miles marins des côtes).

Oil Pollution Act of 1990

- Cette loi met en place un régime de responsabilité civile pour les exploitants en cas de déversement d'hydrocarbures. La *Oil Pollution Act* couvre tant les déversements d'hydrocarbures causés par des navires que ceux causés par des plateformes extracôtières.

⁹ À ce sujet, voir BUREAU OF SAFETY AND ENVIRONMENTAL PROTECTION, Regulatory Reform en ligne : <<http://www.bsee.gov/About-BSEE/BSEE-History/Reforms/Reforms/>>, page consultée le 20 septembre 2015.

¹⁰ BUREAU OF OCEAN ENERGY MANAGEMENT, *The Reorganization of the Former MMS*, <<http://www.boem.gov/Reorganization/>>, page consultée le 20 septembre 2015.

¹¹ *Ibid.*

Code of Federal Regulations : 30 CFR 250, 254; 33 CFR 140-147; 40 CFR 300; 46 CFR 108-111

- Les principales dispositions liées à l'encadrement des activités d'exploitation des hydrocarbures en milieu marin, notamment pour les systèmes de gestion, les plans d'urgence et les responsabilités d'intervention en cas d'accident, sont prévues dans les titres 30 (*Mineral Resources*), 33 (*Navigation and Navigable Waters*), 40 (*Protection of Environment*) et 46 (*Shipping*).

1.2. Mer du Nord (Royaume-Uni)

La portion de la mer du Nord comprise dans le territoire du Royaume-Uni abrite des opérations d'exploitation des hydrocarbures d'envergure depuis les années 1960. En 2014, les puits du Royaume-Uni en milieu marin ont produit 36 375 363 tonnes de pétrole (environ 260 millions de barils) et 38 849 millions de m³ de gaz naturel¹².

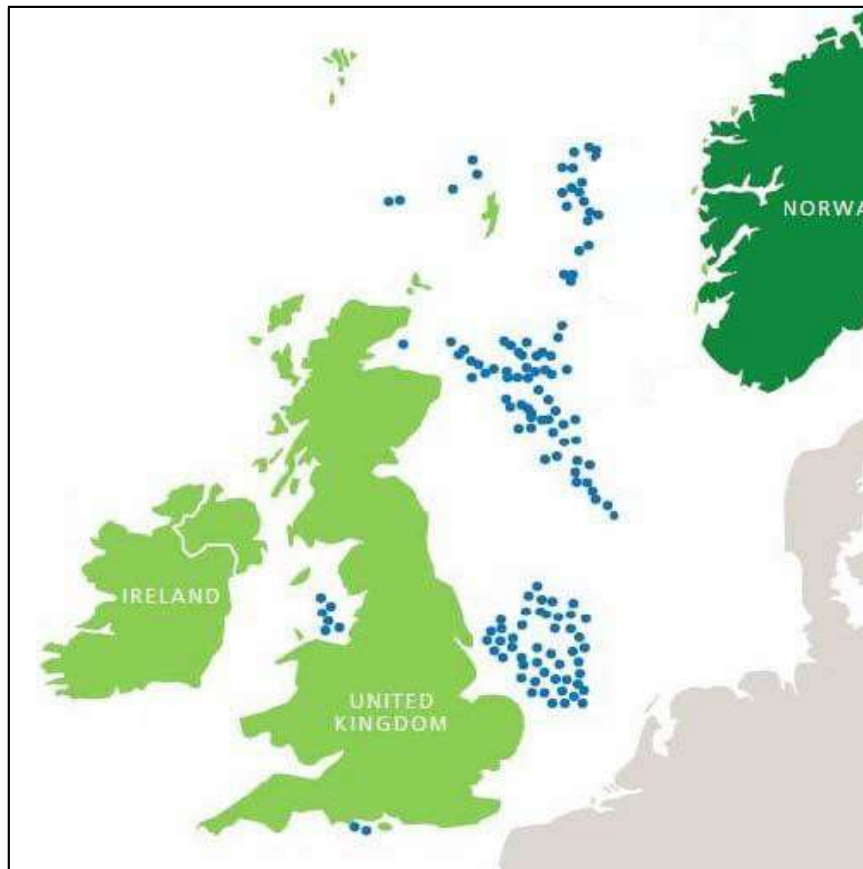


Figure 2 : Les points bleus correspondent à des puits de gaz et de pétrole extracôtiers au Royaume-Uni.

Source : Adapté de MURPHY et al., *Site Selection Analysis For Offshore Combined Resource Projects in Europe, Results of the FP7 ORECCA Project Work Package 2*, 2011, p. 45.

¹² OIL AND GAS AUTHORITY, *Oil and gas: field data*, en ligne : <<https://www.gov.uk/guidance/oil-and-gas-uk-field-data>>, page consultée le 20 septembre 2015.

Au Royaume-Uni, le *Department of Energy and Climate Change* et le *Health and Safety Executive* sont les principaux organismes publics chargés de réguler les activités d'exploitation des hydrocarbures en milieu marin. Les interactions entre ces deux organismes sont nombreuses. Par l'entremise de l'*Oil and Gas Authority*, le *Department of Energy and Climate Change* octroie les licences et les permis d'exploration et d'exploitation. Quant au *Health and Safety Executive*, il est responsable des enjeux liés à la santé et à la sécurité des opérations et des installations. Enfin, le *Department for Environment Food & Rural Affairs* est l'autorité responsable de la protection de l'environnement en milieu marin.

L'encadrement juridique des activités d'exploitation des hydrocarbures en milieu marin au Royaume-Uni a été revu à la suite de l'explosion et du naufrage de la plateforme *Piper Alpha*, en 1988, qui a causé la mort de 167 de ses 229 occupants. La commission d'enquête qui a suivi l'accident a souligné l'importance de séparer les fonctions administratives en matière de perception des redevances de celles relatives au contrôle des activités en matière de sécurité¹³. Ces recommandations ont mené au transfert au *Health and Safety Executive* des fonctions liées à la santé et à la sécurité des opérations.

De plus, suite à l'accident de *Deepwater Horizon*, le parlement du Royaume-Uni a effectué un examen du cadre réglementaire applicable aux plateformes extracôtières. Les parlementaires ont conclu que les normes réglementaires du Royaume-Uni sont plus strictes que celles applicables aux États-Unis au moment de l'accident de *Deepwater Horizon*¹⁴. Il est également souligné que le régime de responsabilité et d'indemnisation du Royaume-Uni apparaît inadéquat à la lumière de l'accident de *Deepwater Horizon*¹⁵. Les principales recommandations de ce rapport sont reproduites à l'Annexe I.

Au cœur du régime d'encadrement des activités d'exploitation des hydrocarbures en milieu marin du Royaume-Uni se retrouve le *Safety Case*. Le *Safety Case* est un document soumis par l'exploitant de la plateforme extracôtière aux autorités publiques dans lequel il doit démontrer que tous les risques d'accidents majeurs ont été pris en considération et correctement évalués.

¹³ The Hon. Lord Douglas W. CULLEN, *The public inquiry into the Piper Alpha disaster*. London, H.M. Stationery Office, 1990. Voir également UNITED KINGDOM, House of Commons, *Report of the Energy and Climate Change Committee on the UK Deepwater Drilling: Implications of the Gulf of Mexico Oil Spill*, Second Report, 2011, à la p. 9.

¹⁴ UNITED KINGDOM, House of Commons, *Report of the Energy and Climate Change Committee on the UK Deepwater Drilling: Implications of the Gulf of Mexico Oil Spill*, Second Report, 2011, à la p. 13.

¹⁵ *Ibid.*, à la p. 26.

Les normes applicables aux opérations de forage en milieu marin au Royaume-Uni sont principalement prévues dans les lois et règlements suivants¹⁶ :

Petroleum Act, 1998

- Cette loi prévoit l'encadrement juridique des activités de recherche et d'exploitation de pétrole et de gaz au Royaume-Uni.

The Offshore Installations (Offshore Safety Directive) (Safety Case etc.) Regulations 2015

- Ce règlement décrit le contenu et le processus d'élaboration du *Safety case* et contient plusieurs dispositions en matière de sécurité des installations.

The Merchant Shipping (Oil Pollution Preparedness, Response and Co-operation Convention) Regulations 1998

- Cette convention prévoit l'obligation pour l'exploitant d'une plateforme extracôtière de préparer et de tenir à jour un plan d'urgence visant à répondre à tout incident susceptible de contaminer l'environnement.

1.3. Océan Arctique (Canada)

L'Office national de l'énergie (ONÉ) encadre les opérations de forage en milieu marin au Canada sur les territoires qui ne font pas l'objet d'une entente spécifique, comme c'est le cas dans le golfe du Saint-Laurent. La juridiction de l'ONÉ couvre actuellement l'Arctique canadien, mais aussi la zone maritime à l'ouest de la Colombie-Britannique, bien qu'il n'y ait pas d'activités d'exploration ou d'exploitation d'hydrocarbures à ce dernier endroit en raison du moratoire décrété en 1972 par le gouvernement du Canada et en 1981 par le gouvernement de la Colombie-Britannique¹⁷.

Sur les territoires qui font l'objet d'ententes spécifiques pour la mise en valeur des hydrocarbures en milieu marin, des organismes et des régimes juridiques particuliers ont été mis en place, bien qu'on y fasse référence aux normes établies par le gouvernement fédéral, et à l'expertise de l'ONÉ. C'est le cas à Terre-Neuve-et-Labrador (Office Canada—Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers) et en Nouvelle-Écosse (Office Canada—Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers).

¹⁶ Une liste complète des lois et règlements visant à assurer la santé et la sécurité sur les plateformes extracôtées est disponible sur le site Internet du *Health and Safety Executive*, en ligne : <<http://www.hse.gov.uk/offshore/law.htm>>, page consultée le 20 septembre 2015.

¹⁷ Lynne C. MYERS et Jessica FINNEY, *Offshore Oil and Gas development in British-Columbia*, Topical Information for Parliamentarians, Library of Parliament of Canada, 22 novembre 2004, en ligne : <<http://www.parl.gc.ca/Content/LOP/ResearchPublications/tips/pdf/tip121-e.pdf>>, page consultée le 20 septembre 2015.

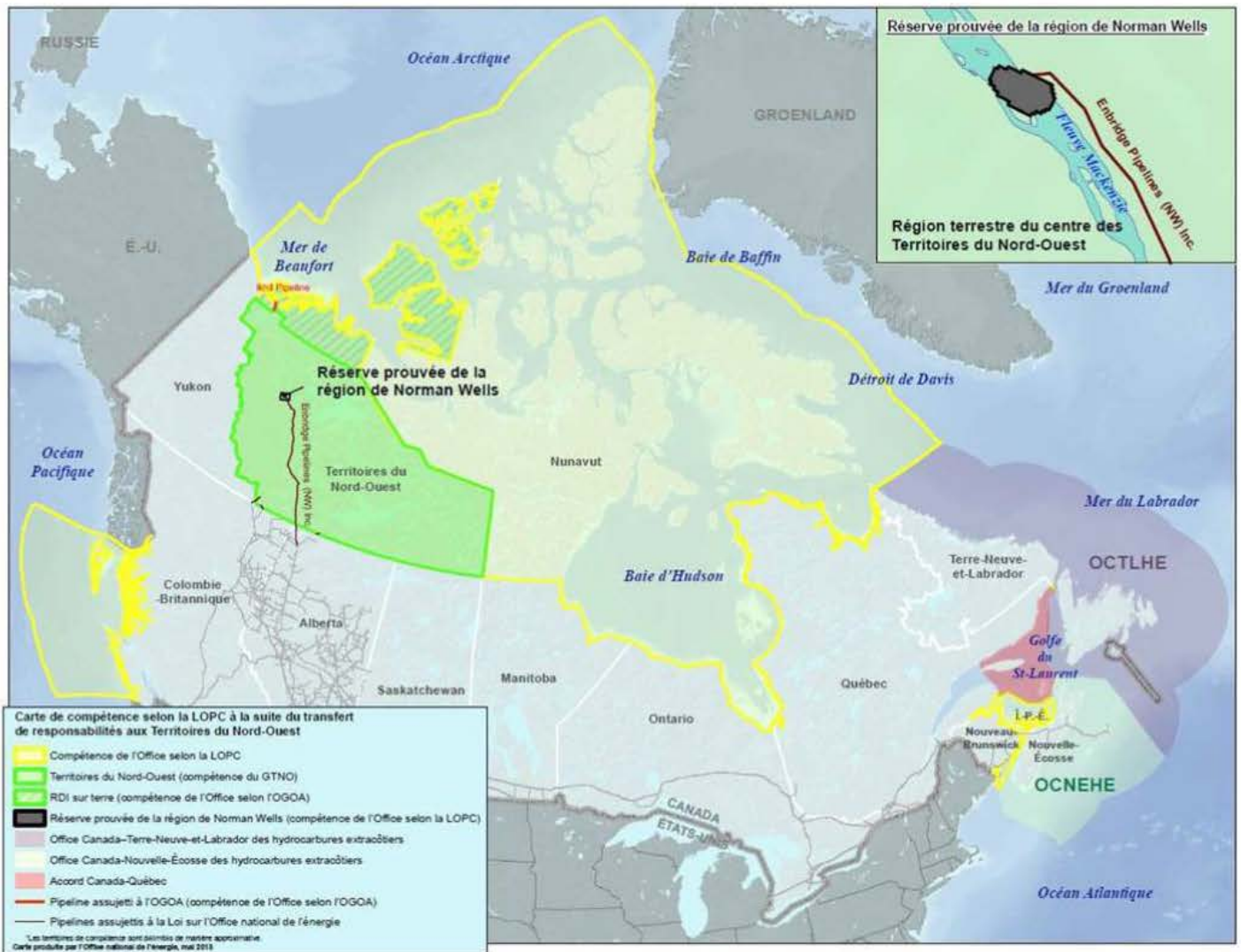


Figure 3 : Carte de la division des compétences au Canada pour l'encadrement des activités d'exploitation des hydrocarbures en milieu marin

Source : Office national de l'énergie, <<http://www.one-neb.gc.ca/nrth/index-fra.html>>

C'est le ministère des Ressources naturelles du Canada qui octroie les droits pétroliers et gazières sur les terres domaniales du Canada, à l'exception de l'Arctique canadien, où cette tâche est sous la responsabilité du ministère des Affaires autochtones et Développement du Nord. Les évaluations environnementales des projets situés en Arctique sont examinées par l'ONÉ, bien que certains territoires fassent l'objet de règles particulières en vertu de la *Convention définitive des Inuvialuits* et de l'*Accord sur les revendications territoriales du Nunavut*¹⁸.

À la lumière de l'accident de *Deepwater Horizon*, le Sénat canadien s'est penché sur le cadre réglementaire canadien applicable aux plateformes extracôtières à Terre-Neuve-et-Labrador et en Arctique¹⁹. Les sénateurs ont conclu que le cadre réglementaire canadien est plus adéquat et plus strict que celui qui était applicable à la plateforme *Deepwater Horizon* au moment de l'accident. Les principales recommandations de ce rapport sont reproduites à l'Annexe I.

L'encadrement juridique applicable aux opérations de forage en milieu marin au Canada est prévu dans les lois et règlements suivants :

Loi fédérale sur les hydrocarbures, LRC 1985, c. 36 (2^e suppl)

- Cette loi énonce les règles relatives à l'octroi des titres de recherche et d'exploitation des hydrocarbures au Canada, sur les territoires où s'applique la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*.

Loi sur les opérations pétrolières au Canada, LRC 1985, c. O-7

- Cette loi prévoit les règles applicables aux activités de recherche et d'exploitation de pétrole et de gaz sur les territoires sous la juridiction du gouvernement fédéral.

Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada, DORS/2009-315

- Ce règlement, édicté en vertu de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*, prévoit les normes applicables aux forages et aux activités d'exploitation des hydrocarbures.

Règlement sur les installations pétrolières et gazières au Canada, DORS/96-118

¹⁸ Voir OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE, *Partenariats environnementaux au Nord*, en ligne : <<https://www.neb-one.gc.ca/nrth/nvrnmnt/prtnrshp-fra.html>>, page consultée le 20 septembre 2015.

¹⁹ CANADA, Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Les faits ne justifient pas l'interdiction des opérations actuelles de forage en mer : étude sénatoriale au lendemain de l'incident de la plateforme Deepwater Horizon de BP*, août 2010.

- Ce règlement, édicté en vertu de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*, prévoit les normes de sécurité et de construction pour les équipements utilisés sur les plateformes pétrolières et gazières.

Règlement sur la responsabilité en matière d'écoulements ou de débris relatifs au pétrole et au gaz, DORS/87-331

- Ce règlement, édicté en vertu de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*, prévoit notamment les limites de responsabilité pour des écoulements ou des débris. Les montants prévus dans ce règlement ont été revus à la hausse, en 2014, à la suite de l'adoption du projet de loi C-22 présenté par le gouvernement du Canada.

En 2010, dans la foulée de l'accident de *Deepwater Horizon*, l'ONÉ a entrepris l'examen de la législation fédérale en matière de forage en milieu marin, qui a donné lieu à des consultations auprès des résidents du Nord Canadien, de l'industrie et de spécialistes²⁰. À la suite de cette démarche, l'ONÉ a produit un document sur les *Exigences de dépôt relatives aux forages extracôtiers dans l'Arctique canadien*, dans lequel l'organisme de régulation explique comment les normes existantes répondent aux préoccupations exprimées lors des consultations²¹.

1.4. Océan Atlantique (Terre-Neuve-et-Labrador)

Les premières découvertes d'hydrocarbures en milieu marin à Terre-Neuve-et-Labrador, remontent à 1979 dans le bassin de Jeanne-d'Arc, situé à l'est de Terre-Neuve-et-Labrador, et cela, après plus de 10 ans d'activités d'exploration²². Cette découverte a mené à la construction de la plateforme Hibernia, située à 315 km à l'est de St-John, qui débuta sa production en 1997. Ce gisement contiendrait environ 884 millions de barils de pétrole²³. Deux autres plateformes pétrolières sont exploitées dans ce bassin, à savoir Terra Nova, dont l'exploitation a débuté en

²⁰ OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE, *Le passé imprègne le présent et contient le futur, La revue des forages extracôtiers dans l'Arctique canadien, Préparons l'avenir*, décembre 2011.

²¹ OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE, *Exigences de dépôt relatives aux forages extracôtiers dans l'Arctique canadien*, décembre 2011.

²² NEWFOUNDLAND AND LABRADOR HERITAGE, *Newfoundland and Labrador Oilfields*, en ligne : <<http://www.heritage.nf.ca/articles/economy/oil-economy.php>>, page consultée le 20 septembre 2015.

²³ HIBERNIA, en ligne : <<http://www.hibernia.ca>>, page consultée le 20 septembre 2015.

2002, et White Rose, dont l'exploitation a débuté en 2005²⁴. Une quatrième plateforme, Hebron, est actuellement en construction, et devrait produire ses premiers barils de pétrole en 2017²⁵.

Depuis 1985, l'Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador sur les hydrocarbures extracôtiers (OCTNLHE) est l'organisme qui encadre les forages en milieu marin à Terre-Neuve-et-Labrador. Cet organisme a été créé en vertu d'un accord conclu entre les gouvernements fédéral et provincial pour l'exploitation des hydrocarbures extracôtiers de la province²⁶. Cet accord fut ensuite mis en œuvre par des lois « miroirs » adoptées par l'Assemblée législative de Terre-Neuve-et-Labrador²⁷ et le Parlement du Canada²⁸. Elles donnent à Terre-Neuve-et-Labrador le pouvoir de délivrer des permis d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures en mer, et d'en retirer l'ensemble des redevances en cas d'exploitation. L'OCTNLHE octroie les droits pétroliers et gaziers, au nom du gouvernement du Canada et du gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador.

Les activités d'exploitation des hydrocarbures en milieu marin dans cette juridiction ont été marquées par un accident majeur. Le 15 février 1982, la plateforme *Ocean Ranger* sombre dans l'Atlantique, à quelque 267 kilomètres à l'est de St-Jean de Terre-Neuve-et-Labrador, entraînant la mort des 84 membres d'équipage de la plateforme. La commission d'enquête, mandatée pour faire la lumière sur les causes de l'accident, a souligné, dans son rapport rendu public en 1984, la nécessité de renforcer les normes, les pratiques et la formation en matière de sécurité des travailleurs, ainsi que d'assurer un meilleur contrôle de ces activités de la part des autorités publiques²⁹.

Par ailleurs, suite à l'accident de *Deepwater Horizon*, l'OCTNLHE a mis en place des mesures de surveillance spéciales pour le programme de forage dans le bassin *Orphan* de la compagnie Chevron, seul projet de forage en cours au Canada au moment de l'accident de *Deepwater Horizon*³⁰.

²⁴ *Ibid.*

²⁵ HEBRON, *Milestones*, en ligne : <<http://www.hebronproject.com/project/milestones.aspx>>, page consultée le 20 septembre 2015.

²⁶ *Memorandum of Agreement Between the Government of Canada and the Government of Newfoundland and Labrador on Offshore Oil and Gas Resource Management and Revenue Sharing*, 1985, en ligne : <http://www.cnlopb.ca/pdfs/guidelines/aa_mou.pdf>, page consultée le 20 septembre 2015.

²⁷ *Canada-Newfoundland and Labrador Atlantic Accord Implementation Newfoundland and Labrador Act*, R.S.N.L. 1990, c. C-2.

²⁸ *Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act*, R.S.C. 1987, c. 3.

²⁹ Alex T. HICKMAN, *Commission royale sur le désastre marin de « l'Ocean Ranger »*, vol. 1, Ottawa, Gouvernement du Canada, 1979, pp. 155 et ss.

³⁰ Ces mesures consistent en une surveillance accrue et constante des travaux par le personnel de l'OCTNLHE, et en l'obligation de prendre des « pauses opérationnelles » entre chaque étape importante du forage pour s'assurer de la sécurité des opérations et de l'équipement.

L'OCTNLHE a également effectué un examen du cadre réglementaire de Terre-Neuve-et-Labrador à la suite de l'accident de *Deepwater Horizon*. Le rapport conclut que cette juridiction propose des normes solides et complètes pour assurer la prévention des accidents dans le cadre des opérations de forage en milieu marin³¹. Les recommandations du rapport, déposé en 2011, sont reproduites à l'Annexe I.

L'encadrement législatif des forages à Terre-Neuve-et-Labrador est similaire au cadre réglementaire applicable en Arctique. Les textes législatifs et réglementaires de Terre-Neuve-et-Labrador reprennent la plupart des dispositions des lois et règlements fédéraux correspondants. Les dispositions assurant l'encadrement des mesures de sécurité applicables aux plateformes extracôtières à Terre-Neuve-et-Labrador sont énoncées notamment dans les textes suivants :

Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada — Terre-Neuve-et-Labrador- (L.C. 1987, ch. 3)

- Il s'agit de la loi « miroir » provinciale qui a été adoptée simultanément à la loi fédérale portant sur le même objet. Elle prévoit le cadre juridique applicable aux opérations en milieu marin à Terre-Neuve-et-Labrador. Cette loi reprend plusieurs dispositions de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* et de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*.

Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador, DORS/2009-316

- Ce règlement, qui reprend plusieurs dispositions du *Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada*, prévoit les normes applicables aux forages et aux activités d'exploitation des hydrocarbures.

Règlement sur les installations pour hydrocarbures de la zone extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador, DORS/95-104

- Ce règlement prévoit les normes de sécurité et de construction pour les équipements utilisés sur les plateformes pétrolières et gazières à Terre-Neuve-et-Labrador.

Règlement sur la responsabilité en matière de rejets et de débris relatifs au pétrole et au gaz, SOR/88-262

³¹ TURNER, M., SKINNER, J., ROBERTS, J., HARVEY, R., & S.L ROSS ENVIRONMENTAL RESEARCH LTD., *Review of Offshore Oil-spill Prevention and Remediation Requirements and Practices in Newfoundland and Labrador*, St. John's, Government of Newfoundland and Labrador, 2010, à la p. 221.

- Ce règlement prévoit notamment les limites de responsabilité pour des écoulements ou des débris provenant d'une plateforme extracôtière. Les montants prévus dans ce règlement ont été revus à la hausse, en 2014, à l'occasion de l'adoption du projet de loi C-22 présenté par le gouvernement du Canada.

1.5. Principaux constats

- Les juridictions étudiées qui ont une expérience passée en matière d'exploitation des hydrocarbures en milieu marin (Royaume-Uni, États-Unis et Canada/Terre-Neuve-et-Labrador) ont connu des accidents majeurs qui ont remis en question les pratiques de sécurité et de gestion applicables aux activités d'exploitation des hydrocarbures en milieu marin, en premier lieu dans leur juridiction d'origine, mais également dans les autres juridictions où se déroulent ces activités. Parmi les accidents les plus marquants, nous retenons :
 - L'accident de *Ocean Ranger*, en 1982, a remis en question les pratiques à Terre-Neuve-et-Labrador et auprès de l'ONÉ;
 - L'accident de *Piper Alpha*, en 1988, a remis en question les pratiques au Royaume-Uni;
 - L'accident de *DeepWater Horizon*, en 2010, a causé une remise en question de l'encadrement législatif aux États-Unis.
- À la lumière de l'accident de *Deepwater Horizon*, le Canada (Arctique et Terre-Neuve-et-Labrador) et le Royaume-Uni ont examiné leur cadre réglementaire et ils ont conclu que leur réglementation était plus adéquate et sécuritaire que celle en vigueur aux États-Unis au moment de l'accident.

2. Le golfe du Saint-Laurent (Québec)

Cette partie dresse un portrait des particularités législatives et juridictionnelles du golfe du Saint-Laurent dans un contexte de mise en valeur de ses ressources présumées en hydrocarbures. Par la suite, le projet de loi no 49 (PL 49), déposé en juin 2015 à l'Assemblée nationale du Québec, et simultanément au Parlement du Canada (projet de loi C-74) est présenté.

2.1. L'exploitation des ressources naturelles du sous-sol du golfe du Saint-Laurent

Le fleuve du Saint-Laurent est l'un des plus importants cours d'eau d'Amérique du Nord³². La juridiction du Québec sur les ressources du sous-sol du golfe du Saint-Laurent fait l'objet d'un différend entre les gouvernements du Québec et du Canada.

Selon la position du gouvernement fédéral, les eaux du golfe du Saint-Laurent sont de compétence fédérale et le territoire marin du Québec est limité à l'estuaire du fleuve Saint-Laurent³³. Le Québec considère pour sa part qu'une partie du golfe du Saint-Laurent lui appartient par droit de souveraineté et il défend cette position quant au statut constitutionnel du golfe du Saint-Laurent et à la propriété des ressources naturelles s'y trouvant³⁴. La délimitation de la zone de gestion conjointe des hydrocarbures dans la partie québécoise du golfe du Saint-Laurent est basée sur une entente interprovinciale de 1963 à laquelle certains ajustements ont été apportés par l'accord de 2011 et les projets de lois « miroirs ».

Dans ce contexte juridictionnel, la gestion des ressources naturelles du sous-sol du golfe du Saint-Laurent par les provinces riveraines nécessite un accord préalable avec le gouvernement du Canada³⁵, qui prend la forme d'une entente bilatérale entre ce dernier et la province concernée, et l'adoption de lois « miroirs » par chaque juridiction³⁶.

³² Pour un portrait géographique et environnemental du golfe, voir : QUÉBEC : GÉNIVAR, *Évaluation environnementale stratégique sur la mise en valeur des hydrocarbures dans les bassins d'Anticosti, de Madeleine et de la baie des Chaleurs (EES2)*, 2013, pp. 112 et ss.

³³ Le golfe du Saint-Laurent est situé à l'est de la pointe ouest de l'île d'Anticosti, alors que l'estuaire est situé à l'ouest de la pointe ouest de l'île d'Anticosti.

³⁴ Pour plus d'information à ce sujet, voir Henri DORION et Jean-Paul LACASSE, *Le Québec : Territoire incertain*, Septentrion, Québec, 2011, pp. 107 et ss., COALITION SAINT-LAURENT, *Golfe 101 – Pétrole dans le golfe du Saint-Laurent : Faits, mythes et perspectives d'avenir*, 2014, en ligne : <http://www.coalitionsaintlaurent.ca/wp-content/uploads/2014/06/DSF_Golfe_101_Francais_June_4_2014.pdf>, page consultée le 20 septembre 2015.

³⁵ Confirmé par la Cour suprême du Canada dans les décisions *Offshore Mineral Rights of British Columbia* (1967) R.C.S. 792 et *Renvoi relatif au plateau continental de Terre-Neuve-et-Labrador*, (1984) 1 R.C.S. 86.

³⁶ À Terre-Neuve-et-Labrador : *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada—Terre-Neuve-et-Labrador*, L.C. 1987, ch. 3 et *Canada-Newfoundland and Labrador Atlantic Accord Implementation Newfoundland and Labrador Act*, R.S.N.L. 1990, c C-2., En Nouvelle-Écosse : *Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada — Nouvelle-*

Au Québec, un accord avec le gouvernement fédéral est intervenu en 2011³⁷. Des lois « miroirs » nécessaires à la mise en œuvre de cet accord ont été déposées, en 2015, devant la Chambre des communes³⁸ et l'Assemblée nationale du Québec³⁹. Au moment d'écrire ces lignes, aucun de ces projets de loi n'était adopté. Le rapport en présente néanmoins les éléments essentiels.

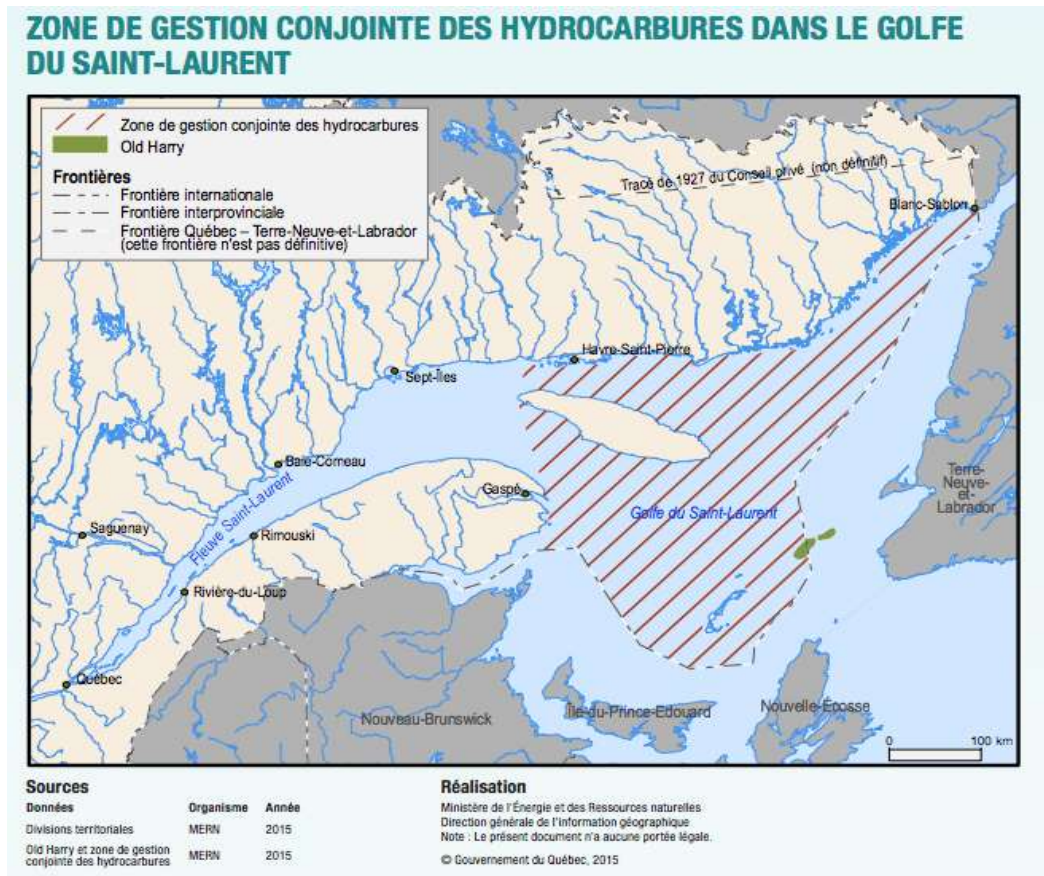


Figure 5 : Zone de gestion conjointe des hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent

Source : Ministère des Ressources naturelles du Québec,

<http://www.mern.gouv.qc.ca/publications/energie/Faits_saillants-Miroir-2015.pdf>

Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers, L.C. 1988, c. 28 et *Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation (Nova Scotia) Act*, S.N.S. 1987, c. 3.

³⁷ *Accord entre le gouvernement du Canada et le gouvernement du Québec sur la gestion conjointe des hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent*, 24 mars 2011.

³⁸ P.L. C-74, *Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada-Québec sur les hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent*, 2^e sess., 41^e Parl., 2015 (première lecture le 18 juin 2015).

³⁹ P.L. 49, *Loi assurant la mise en œuvre de l'Accord entre le gouvernement du Canada et le gouvernement du Québec sur la gestion conjointe des hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent*, 1^{ère} sess. 41^e lég., Québec, 2015.

2.2. Projet de loi no. 49 *Loi assurant la mise en œuvre de l'Accord entre le gouvernement du Canada et le gouvernement du Québec sur la gestion conjointe des hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent*

Au Québec, c'est la *Loi sur les mines* qui encadre actuellement les activités d'exploitation des hydrocarbures. Cette dernière n'énonce pas de règles spécifiques à l'exploitation des hydrocarbures en milieu marin et ne s'applique pas dans le golfe du Saint-Laurent. Toutefois, des projets de lois « miroirs » proposant un régime transitoire ont été déposés à l'Assemblée nationale, le 11 juin 2015, avec le *Projet de Loi assurant la mise en œuvre de l'Accord entre le gouvernement du Canada et le gouvernement du Québec sur la gestion conjointe des hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent* (PL 49), et à la Chambre des communes, le 18 juin 2015, avec le projet de loi intitulé *Loi portant sur la mise en œuvre de l'Accord entre le gouvernement du Canada et le gouvernement du Québec sur la gestion conjointe des hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent et modifiant d'autres lois en conséquence* (C-74). Ces projets de loi mettent en œuvre l'accord intervenu, en 2011, entre les deux gouvernements et proposent, en quelques 482 articles, un régime transitoire visant à mettre en valeur les ressources en hydrocarbures du sous-sol du golfe du Saint-Laurent. Il faut noter qu'après une découverte importante, un office conjoint et indépendant sera créé (un office Canada-Québec sur les hydrocarbures extracôtiers)⁴⁰.

Cette loi reprend plusieurs éléments contenus dans l'accord Terre-Neuve-et-Labrador – Canada, et dans la législation fédérale applicable à l'exploitation des hydrocarbures en milieu marin. En effet, comme dans l'accord Terre-Neuve-et-Labrador – Canada, le PL 49 précise que le Québec est le principal bénéficiaire des ressources du sous-sol du golfe du Saint-Laurent⁴¹. Toutefois, le PL 49 ne crée pas de nouvel organisme, comme l'OCTNHE de Terre-Neuve-et-Labrador. Il propose plutôt une gestion conjointe entre les deux gouvernements, notamment par l'entremise de la Régie de l'énergie du Québec et l'ONÉ.

En outre et de manière non-exhaustive, la Régie de l'énergie et l'ONÉ seront amenés à :

- Évaluer et procéder à toute déclaration de découverte importante dans une zone visée par un titre sous licence d'exploration en vue de l'octroi par les ministres responsables des ressources naturelles d'une licence de découverte importante.

⁴⁰ Voir à ce sujet *l'Accord entre le gouvernement du Canada et le gouvernement du Québec sur la gestion conjointe des hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent*, art. 4.1.

⁴¹ P.L. 49, *Loi assurant la mise en œuvre de l'Accord entre le gouvernement du Canada et le gouvernement du Québec sur la gestion conjointe des hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent*, 1^{ière} sess. 41^e lég., Québec, 2015, art. 4.

- Évaluer et procéder à toute déclaration de découverte exploitable dans une zone visée par un titre sous licence de découverte importante, en vue de l'octroi par les ministres responsables des ressources naturelles d'une licence de production.
- Évaluer et procéder à la délivrance de permis de travaux et d'autorisations d'activités, notamment au regard de la sécurité des installations et de l'environnement, des garanties financières et du plan de mise en valeur.
- Encadrer l'exploitation des pipelines entre les installations extracôtières et les côtes.
- Encadrer la surveillance et le suivi des travaux par le biais d'un délégué à la sécurité et d'un délégué à l'exploitation.
- Assurer le respect des normes de sécurité sur les lieux par l'intermédiaire d'un agent à la sécurité et d'un agent du contrôle de l'exploitation.
- Assurer le respect de la conformité à la réglementation en recourant aux pouvoirs d'ordonnance pour imposer des mesures de correction, d'imposer des sanctions administratives pécuniaires et d'entreprendre des poursuites pénales.

2.3. Principaux constats

- Il est actuellement peu aisé de comparer l'encadrement législatif du Québec avec celui des autres juridictions, car le Québec n'a connu aucune expérience d'exploitation des hydrocarbures en milieu marin.
- L'encadrement législatif des activités d'exploitation des hydrocarbures en vigueur au Québec n'énonce aucune mesure spécifique à l'exploitation des hydrocarbures en milieu marin. Toutefois, à la suite d'un accord conclu avec le fédéral, des lois miroirs provinciale et fédérale ont été déposées les 11 et 18 juin 2015.
- Terre-Neuve-et-Labrador est la juridiction étudiée offrant le plus de similitudes avec le Québec, tant sur le plan géographique que sur les plans politique et juridique.
- En suivant l'expérience de Terre-Neuve-et-Labrador, l'encadrement législatif des activités d'exploitation des hydrocarbures en milieu marin sous la juridiction du Québec s'inspirera vraisemblablement des normes fédérales édictées en vertu de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*.

3. Approches réglementaires et organismes de régulation

La troisième partie présente les deux principales approches réglementaires utilisées pour encadrer les activités d'exploitation des hydrocarbures en milieu marin, ainsi que le principe de séparation des activités de régulation de celles touchant l'allocation des droits et des titres sur les ressources.

3.1. Les approches réglementaires : par objectifs et normative

Dans les juridictions étudiées, la réglementation qui encadre la prévention, la préparation et l'intervention en cas d'accidents est axée sur les buts ou les objectifs de sécurité à atteindre et à mettre en œuvre sur les plateformes, tout en prévoyant des normes spécifiques à respecter.

L'approche réglementaire fondée sur les objectifs ne cherche pas à prescrire le détail des moyens particuliers à mettre en œuvre, mais à prescrire les résultats recherchés au plan de la sécurité. Dans ce contexte réglementaire, les exploitants sont tenus de démontrer à l'autorité publique responsable de l'émission des autorisations que leurs activités se réaliseront de façon sécuritaire pour les personnes et sans danger pour l'environnement. Cette approche a pour avantage d'offrir plus de flexibilité aux entreprises et s'explique par la complexité des activités à encadrer et par l'évolution rapide des technologies. L'approche réglementaire plus normative, pour sa part, énonce dans le détail les obligations de moyens à respecter pour atteindre les résultats de sécurité recherchés par le législateur⁴².

Les juridictions européennes sont connues comme privilégiant l'approche par objectifs, tandis que les États-Unis sont plutôt connus pour avoir privilégié une approche plus normative. Toutefois, dans ce dernier cas, l'accident de *Deepwater Horizon* a eu pour effet de modifier l'approche américaine et de la rapprocher de celle des juridictions européennes⁴³. Au Canada, l'ONÉ considère que l'encadrement est de type hybride, proposant tant des mesures normatives que par objectifs⁴⁴.

Bien que l'approche par objectifs soit privilégiée et cela, en particulier depuis l'accident de *Deepwater Horizon*, il demeure que certains aspects des activités d'exploitation des hydrocarbures en milieu marin font également l'objet de normes spécifiques. Ces dernières

⁴² Sur la réglementation par objectifs dans le contexte du Québec, voir : QUÉBEC, *La réglementation par objectifs*, Propositions du Groupe de travail Justice – Secrétariat à l'allègement réglementaire, Conseil exécutif, 2001. Voir aussi Jennifer DAGG, Peggy HOLROYD, Nathan LEMPHERS, Randy LUCAS and Benjamin THIBAUT, *Comparing the Offshore Regulatory Regimes of the Canadian Arctic, the U.S., the U.K., Greenland, and Norway*, Institut Pembina, juin 2011, à la p. 22.

⁴³ À ce sujet, voir notamment NATIONAL COMMISSION ON THE BP DEEPWATER HORIZON OIL SPILL AND OFFSHORE DRILLING, *DeepWater: The Gulf Oil Disaster and the future of Offshore Drilling, Report to the President*, janvier 2011.

⁴⁴ OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE, *Le passé imprègne le présent et contient le futur, La revue des forages extracôtiers dans l'Arctique canadien*, Préparons l'avenir, décembre 2011, p. 19.

peuvent être énoncées directement dans la réglementation ou par des renvois à des normes élaborées par des organismes nationaux et internationaux spécialisés.

À titre d'exemple, le cadre réglementaire canadien (en Arctique et à Terre-Neuve-et-Labrador) exige que les installations respectent des normes de construction et d'opération établies par des organismes spécialisés, tels que *l'American Petroleum Institute* et *l'Association canadienne de normalisation*. On exige également que les installations d'exploitation des hydrocarbures soient certifiées par des autorités internationales, telles que *l'American Bureau of Shipping*, le *Bureau Veritas*, le *Det norske Veritas Classification A/S*, le *Germanischer Lloyd*, ou le *Lloyd's Register North America*. Le cadre réglementaire des États-Unis, pour sa part, intègre plusieurs standards de l'industrie, principalement ceux provenant de *l'American Petroleum Institute's Recommended Practices*.

3.2. Éviter les conflits entre les rôles de régulation et d'allocation des droits et des titres sur les ressources

La majorité des juridictions étudiées distinguent les fonctions de développement économique et celles de contrôle, en les attribuant à des entités administratives indépendantes différentes, à savoir celle qui assure l'octroi des titres sur les ressources – ce qui inclut d'encaisser les droits et redevances – et une autre chargée de l'encadrement et du contrôle des activités. On estime en effet que le regroupement de ces fonctions au sein d'un même organisme public peut créer une divergence d'intérêts entre l'objectif de recueillir des fonds pour le trésor public et celui d'encadrer le plus rigoureusement possible les activités⁴⁵.

Au Canada, les titres d'exploration et d'exploitation sont octroyés par le ministère des Ressources naturelles, qui récolte également les redevances et les droits sur les ressources en vertu de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*⁴⁶, tandis que l'ONÉ a pour rôle d'encadrer les activités.

À Terre-Neuve-et-Labrador, l'OCTNLHE régule les activités d'exploitation des hydrocarbures en milieu marin et gère aussi l'octroi des droits pétroliers et gaziers au nom du gouvernement du Canada et du gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador⁴⁷. Cette situation, qui diffère du régime applicable dans l'Arctique canadien, a soulevé des inquiétudes dans le cadre de l'étude sénatoriale, entreprise au lendemain de l'incident de la plateforme *Deepwater Horizon* de BP⁴⁸.

⁴⁵ Voir BENNEAR, Lori S., *Offshore Oil and Gas Drilling- A Review of Regulatory Regimes in the United States, United Kingdom, and Norway*, (2015) 9 *Review of Environmental Economics and Policy* 22.

⁴⁶ L.R.C. 1985, c. 36 (2^e suppl).

⁴⁷ Voir à ce sujet la *Loi de mise en œuvre de l'accord atlantique Canada - Terre-Neuve-et-Labrador-et-Labrador*, LC 1987, c 3, art. 97 et ss.

⁴⁸ CANADA, Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Les faits ne justifient pas l'interdiction des opérations actuelles de forage en mer : étude sénatoriale au lendemain de l'incident de la plateforme Deepwater Horizon de BP*, août 2010, pp. 36 et ss.

L'OCTNLHE, pour sa part, estime que l'office a pour rôle d'assurer la surveillance réglementaire des activités des exploitants, et non pas de faire la promotion de l'industrie⁴⁹.

Au Québec, selon le PL 49, les titres seront octroyés par le ministre des ressources naturelles du Québec et le ministre des ressources naturelles du Canada tandis que les activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures en milieu marin seront encadrées conjointement par la Régie de l'énergie du Québec et l'ONÉ⁵⁰.

Aux États-Unis, dans les mois qui ont suivi l'accident de *Deepwater Horizon*, le *Mineral Management Services*, organisme fédéral qui était chargé de conclure des baux d'exploration et d'exploitation des ressources en hydrocarbures du sous-sol marin, d'assurer la mise en œuvre des mesures de sécurité et de protection de l'environnement, et de faire la collecte des redevances tirées de l'exploitation des hydrocarbures, a été dissous⁵¹. Ces tâches ont été respectivement redistribuées au *Bureau of Ocean Energy Management*, au *Bureau of Safety and Environmental Enforcement* (contrôle des opérations) et à l'*Office of Natural Resource Revenue* (collecte des redevances)⁵².

Au Royaume-Uni, le *Department of Energy and Climate Change* et le *Health and Safety Executive* sont les principaux organismes publics chargés de réguler les activités d'exploitation des hydrocarbures en milieu marin. Les interactions entre ces deux organismes sont nombreuses et complexes, mais de manière générale, le *Department of Energy and Climate Change*, par l'entremise de l'*Oil and Gas Authority*, octroie les licences et les permis d'exploration et d'exploitation, tandis que le *Health and Safety Executive* s'occupe des enjeux liés à la santé et à la sécurité des opérations et des installations.

3.3. Principaux constats

- La réglementation par objectifs est devenue l'approche privilégiée dans les juridictions étudiées pour encadrer les activités d'exploitation des hydrocarbures en milieu marin, et cela, en particulier depuis l'accident de *Deepwater Horizon*. Malgré cette approche globale, les juridictions étudiées (sauf pour le Québec, où le cadre réglementaire est inexistant) prévoient également, ou réfèrent à des normes spécifiques à respecter.
- Dans la plupart des juridictions étudiées, la législation distingue les fonctions relatives à l'attribution des droits fonciers et à la perception des redevances, de celles relatives au

⁴⁹ *Ibid.*, à la p. 37.

⁵⁰ Du moins dans le cadre du régime transitoire. Voir à ce sujet les articles 70 à 154 du PL 49.

⁵¹ BUREAU OF OCEAN ENERGY MANAGEMENT, *The Reorganization of the Former MMS*, en ligne : <<http://www.boem.gov/Reorganization/>>, page consultée le 20 septembre 2015.

⁵² *Ibid.*

contrôle de la conformité des activités et des installations en matière de prévention et de sécurité des personnes et de l'environnement.

- Des inquiétudes ont été soulevées sur la structure de l'Office Canada—Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers, qui régule les activités d'exploitation des hydrocarbures en milieu marin, et gère l'octroi des droits pétroliers et gaziers au nom du gouvernement du Canada et du gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador. Bien que le PL 49 réponde en partie à ces préoccupations, le Québec devra s'assurer de distinguer les fonctions de développement économique et de contrôle dans l'élaboration de son régime de gestion conjointe des hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent.
- Au Canada, le gouvernement fédéral est présent dans tous les projets d'exploitation d'hydrocarbures en milieu marin, par l'entremise d'accords avec une province ou un territoire (*Accord atlantique Canada — Terre-Neuve-et-Labrador-et-Labrador*, *Accord entre le gouvernement du Canada et le gouvernement du Québec sur la gestion conjointe des hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent*, *Accord Canada — Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers*) ou directement par l'entremise de l'ONÉ.
- Le PL 49 propose une gestion conjointe des hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent entre le gouvernement du Canada et le gouvernement du Québec. Dans aucune autre juridiction étudiée, les fonctions relatives à l'attribution des permis et à la perception des droits, et celles relatives au contrôle de la conformité des installations ne sont exercées conjointement par deux organismes.

4. Mesures de prévention, d'intervention et de couverture de risques en cas d'événements accidentels

Les évaluations environnementales stratégiques entreprises au Québec en lien avec l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures en milieu marin mettent en évidence que les événements accidentels susceptibles de se produire dans cette industrie surviennent principalement à l'occasion des forages pour la recherche et l'extraction des hydrocarbures, ainsi qu'à l'occasion de leur transport entre la plateforme et le continent. Les phénomènes naturels et les conditions climatiques hivernales augmentent les risques de survenance d'un accident, comme les tempêtes, le verglas, les tsunamis, les glaces flottantes, banquises et icebergs. À cela s'ajoutent les bris de structures, les erreurs humaines et les risques de collision avec un navire. Les principales conséquences de ces accidents sont la perte de vies humaines et les impacts négatifs de la pollution sur les milieux côtier et marin, la faune, ainsi que sur l'économie régionale (pêche et tourisme)⁵³. Enfin, la prévention et la gestion des événements accidentels sont complexifiées par la présence d'un grand nombre de sous-traitants sur les plateformes⁵⁴.

Cette partie identifie les principales mesures de prévention et d'intervention en cas d'accident et de couverture de risques retenues par les juridictions étudiées. Elle vise également à présenter les bonnes pratiques de l'industrie maritime en la matière. Ces dernières seront illustrées à partir de l'étude d'Innovation maritime sur la prévention, l'intervention et l'indemnisation des déversements d'hydrocarbures causés par des navires (GTVS02).

4.1. Mesures de prévention des événements accidentels

La prévention des événements accidentels en lien avec l'industrie des hydrocarbures par les autorités publiques s'effectue de plusieurs façons. Cette section présente les exigences contenues dans la législation des juridictions étudiées en matière de systèmes de gestion des plateformes extracôtières, de normes de santé et sécurité applicables, de suivi de la performance et de la conformité, et de la préparation aux urgences.

Les mesures de prévention des événements accidentels retenues par les juridictions étudiées offrent d'importantes similitudes entre elles. Cette situation s'explique en raison de l'existence de textes internationaux visant spécifiquement la prévention des déversements causés par des plateformes extracôtières, comme la *Convention internationale de 1990 sur la préparation, la lutte et la coopération en matière de pollution par les hydrocarbures*⁵⁵. Entrée en vigueur en

⁵³ QUÉBEC : GÉNIVAR, *Évaluation environnementale stratégique sur la mise en valeur des hydrocarbures dans les bassins d'Anticosti, de Madeleine et de la baie des Chaleurs (EES2)*, 2013, pp. 79 et ss.

⁵⁴ QUÉBEC, *Synthèse des connaissances et plan d'acquisition de connaissances additionnelles*, Évaluations environnementales stratégiques sur les hydrocarbures, 2015. p. 47

⁵⁵ *Convention internationale de 1990 sur la préparation, la lutte et la coopération en matière de pollution par les hydrocarbures*, 30 novembre 1990, 1891 R.T.N.U. 32194. En Europe, la *Directive 2013/30/EU du 12 juin 2013*

1995, cette convention établit un cadre destiné à promouvoir la préparation et la lutte contre les accidents de pollution par les hydrocarbures et requiert des États qu'ils élaborent des plans nationaux et régionaux en matière de lutte contre la pollution et mobilisent des moyens suffisants pour répondre aux urgences en cas de pollution par les hydrocarbures. Le Canada, les États-Unis et le Royaume-Uni ont signé et ratifié la convention.

4.1.1. Le système de gestion : une méthode pour encadrer les activités d'exploitation

L'encadrement législatif des juridictions étudiées exige que l'opérateur d'une plateforme extracôtière fasse approuver par les autorités publiques un système de gestion de l'installation et des opérations d'exploitation des hydrocarbures en milieu marin. Le système doit respecter les exigences du régulateur en matière de santé, de sécurité, et de protection de l'environnement⁵⁶. Il comprend plusieurs éléments encadrant la prévention des accidents, dont des plans d'urgence, des plans de protection de l'environnement, des mesures de contrôle des opérations et des mesures de santé et sécurité au travail.

Le Royaume-Uni est la première des juridictions étudiées à avoir introduit le mécanisme du système de gestion pour encadrer les opérations d'exploitation des hydrocarbures en milieu marin. Ces modifications sont intervenues à la suite des recommandations de la commission chargée de faire la lumière sur l'accident *Piper Alpha*, au début des années 1990⁵⁷. C'est l'*Offshore Installations (Offshore Safety Directive) (Safety Case etc.)* qui prescrit les principales exigences encadrant les systèmes de gestion, appelés les *Safety Case*⁵⁸. Des législations sectorielles complètent ce cadre général. Aux États-Unis⁵⁹ et au Canada (Arctique⁶⁰ et Terre-Neuve⁶¹), les exigences en matière de système de gestion sont plus récentes et moins détaillées que celles du Royaume-Uni.

4.1.2. Santé et sécurité : assurer la protection des travailleurs

Toutes les juridictions étudiées prévoient des normes particulières en matière de santé et de sécurité des travailleurs applicables aux plateformes extracôtières. Au Canada, c'est le *Règlement*

relative à la sécurité des opérations pétrolières et gazières en mer et modifiant la directive 2004/35/CE prévoit des mesures visant à uniformiser et renforcer les cadres réglementaires des pays européens applicables aux opérations pétrolières et gazières en mer.

⁵⁶ Jennifer DAGG, Peggy HOLROYD, Nathan LEMPHERS, Randy LUCAS and Benjamin THIBAUT, *Comparing the Offshore Regulatory Regimes of the Canadian Arctic, the U.S., the U.K., Greenland, and Norway*, juin 2011, à la p. 40.

⁵⁷ The Hon. Lord Douglas W. CULLEN, *The public inquiry into the Piper Alpha disaster*. London, H.M. Stationery Office, 1990.

⁵⁸ *Offshore Installations (Offshore Safety Directive) (Safety Case etc.) Regulations 2015* (R-U), S.I. 2015/398.

⁵⁹ 30 U.S.C. § 251.1902.

⁶⁰ *Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada*, DORS/2009-315, art. 5.

⁶¹ *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador*, DORS/2009-316, art. 5.

sur la sécurité et la santé au travail (pétrole et gaz), adopté en vertu du *Code canadien du travail*, qui prévoit les normes applicables sur les plateformes extracôtières⁶². Une version équivalente de ce règlement a été adoptée par Terre-Neuve-et-Labrador⁶³.

Au Royaume-Uni, le *Safety Case* doit identifier et évaluer les risques pour la sécurité dans le cadre de l'exploitation de la plateforme extracôtière⁶⁴. Il est intéressant de souligner que le cadre réglementaire des États-Unis, pour sa part, exige que l'exploitant d'une plateforme extracôtière mène un processus formel d'analyse des risques afin de cibler les opérations et les tâches les plus dangereuses⁶⁵.

4.1.3. Suivi de la performance et de la conformité : assurer le maintien de la sécurité

En matière de suivi des opérations et de la conformité aux normes applicables, les juridictions examinées exigent que les plans de gestion soient tenus à jour et revus périodiquement. Aux États-Unis, le système de gestion de chaque installation doit faire l'objet d'un audit indépendant dans les deux premières années de l'implantation du programme, et par la suite, à tous les trois ans⁶⁶. Au Royaume-Uni, un examen approfondi du *Safety Case* doit être réalisé tous les cinq ans ou lorsque requis par le régulateur⁶⁷.

L'encadrement législatif canadien (Arctique et Terre-Neuve) ne prévoit pas de révision périodique du plan de gestion d'une installation. Toutefois, il exige que l'exploitant transmette chaque année à l'ONÉ un rapport sur la sécurité, qui comprend un résumé de tous les incidents survenus sur la plateforme au cours de la dernière année⁶⁸, ainsi qu'un rapport sur les conditions environnementales, qui comprend « un résumé des situations afférentes à la protection de l'environnement, y compris des données sommaires sur les déversements et les rejets survenus »⁶⁹.

De plus, la réglementation canadienne (Arctique et Terre-Neuve-et-Labrador) soumet les installations de forage et de production d'hydrocarbures en milieu marin à un régime de certificat

⁶² *Règlement sur la sécurité et la santé au travail (pétrole et gaz)*, DORS/87-612.

⁶³ *Règlement transitoire sur la santé et la sécurité au travail concernant les ouvrages en mer dans la zone extracôtière Canada – Terre-Neuve-et-Labrador et Labrador*, DORS/2015-1.

⁶⁴ *Offshore Installations (Offshore Safety Directive) (Safety Case etc.) Regulations 2015 (R-U)*, S.I. 2015/398, art. 16.

⁶⁵ 30 C.F.R. § 250.1911.

⁶⁶ 30 C.F.R. § 250.1909 (d).

⁶⁷ *Offshore Installations (Offshore Safety Directive) (Safety Case etc.) Regulations 2015 (R-U)*, S.I. 2015/398, art. 23.

⁶⁸ *Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada*, DORS/2009-315, art. 75.

⁶⁹ *Ibid.*, art. 86.

de conformité par un tiers indépendant⁷⁰. Émis avant le début des opérations, le certificat de conformité atteste que les installations répondent aux normes réglementaires applicables. Les autorités de certification sont des entreprises indépendantes spécialisées dans le domaine : *American Bureau of Shipping, Bureau Veritas, Det norskeVeritas Classification A/S, Germanischer Lloyd et Lloyd's Register North America, Inc*⁷¹. Des vérifications périodiques de la part des autorités de certification doivent être effectuées et toute modification à l'installation ou autre utilisation que celle prévue doit faire l'objet d'une autorisation⁷². Le Royaume-Uni prévoit un régime de certification similaire, par l'entremise d'une *Independent Competent Person*⁷³.

Il importe également de souligner qu'au Canada (Arctique et Terre-Neuve-et-Labrador), le cadre réglementaire prévoit la nomination d'un délégué à la sécurité, qui a pour rôle d'assurer le respect de la réglementation en matière de santé et de sécurité⁷⁴. S'il l'estime nécessaire, le délégué à la sécurité a le pouvoir d'ordonner l'interruption totale ou partielle des activités⁷⁵. Le PL 49 prévoit la nomination d'un délégué à la sécurité⁷⁶.

Quant aux inspections, tous les organismes de régulation présents dans les juridictions étudiées possèdent le pouvoir d'inspecter en tout temps les installations. Au Royaume-Uni, le *Health and Safety Executive* met en pratique un modèle de ciblage et de priorisation des inspections afin de déterminer les installations et les systèmes ayant les plus hauts risques d'accidents importants⁷⁷.

4.1.4. Plans d'urgence

La préparation et la mise à jour par l'exploitant d'un plan d'urgence en cas d'accident sont obligatoires dans toutes les juridictions examinées.

Aux États-Unis, les exploitants doivent préparer et faire approuver, conjointement avec le plan

⁷⁰ *Règlement sur les certificats de conformité liés à l'exploitation du pétrole et du gaz au Canada*, DORS/96-114 et *Règlement sur les certificats de conformité liés à l'exploitation des hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve*, DORS/95/100.

⁷¹ *Règlement sur les certificats de conformité liés à l'exploitation du pétrole et du gaz au Canada*, DORS/96-114, art. 2.

⁷² *Ibid.*, art. 10.

⁷³ *Offshore Installations (Offshore Safety Directive) (Safety Case etc.) Regulations 2015* (R-U), S.I. 2015/398, art. 16 (b).

⁷⁴ *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada-Terre-Neuve*, article 140, *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*, LRC 1985, c O-7, art. 3.1.

⁷⁵ *Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada-Terre-Neuve*, article 193, *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*, LRC 1985, c O-7, art. 58.

⁷⁶ P.L. 49, *Loi assurant la mise en œuvre de l'Accord entre le gouvernement du Canada et le gouvernement du Québec sur la gestion conjointe des hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent*, 1^{ière} sess. 41^e lég., Québec, 2015, art.209 et ss.

⁷⁷ HEALTH AND SAFETY EXECUTIVE, *HID Targeting and Prioritisation*, en ligne : <<http://www.hse.gov.uk/offshore/methodology-offshore-installations.pdf>>, page consultée le 20 septembre 2015.

d'exploration, un plan d'urgence pour les déversements accidentels (*Oil Spill Response Plan*)⁷⁸. Au Royaume-Uni, l'exploitant doit préparer et soumettre un *Oil Pollution Emergency Plan*, lequel peut être révisé par le *Maritime and Coast Agency*, avant d'être approuvé par le *Department of Climate Change* au moins deux mois avant le début des activités⁷⁹. En Arctique et à Terre-Neuve-et-Labrador, la demande d'autorisation pour le forage d'un puits en milieu marin doit être accompagnée d'un plan de protection de l'environnement et d'un plan 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 le cas d'une région extracôtière où du pétrole peut vraisemblablement être découvert, préciser l'étendue et la fréquence des exercices d'intervention en cas de rejet de pétrole »⁸⁰.

De plus, chaque juridiction étudiée exige la préparation d'un plan d'urgence national par les autorités publiques. Au Royaume-Uni, elles doivent préparer et maintenir à jour le *National Contingency Plan*⁸¹, un plan national de réponse à des urgences liées à un ou des déversements d'hydrocarbures qui nécessitent un effort national. Pour évaluer l'efficacité du *National Contingency Plan* et des plans d'urgence des exploitants, le cadre réglementaire prévoit qu'une simulation de déversement d'un navire ait lieu chaque année, et d'une plateforme tous les cinq ans⁸². Aux États-Unis, des plans d'intervention d'urgence régionaux doivent être préparés, sous l'égide du plan national (*National Contingency Plan*), et les plans d'urgence des exploitants doivent être conformes aux plans national et régional⁸³.

À ce sujet, le rapport d'Innovation maritime sur les mesures de prévention et d'intervention destinées aux déversements d'hydrocarbures causés par des navires souligne que la préparation d'un plan d'urgence est une exigence en vertu du droit international pour les pétroliers et pour les autorités publiques (GTVS02)⁸⁴. Innovation maritime note que la préparation des interventions en cas de déversement d'hydrocarbures dans l'est du Canada, devrait mieux tenir compte des

⁷⁸ 30 C.F.R. § 254.23.

⁷⁹ *The Merchant Shipping (Oil Pollution Preparedness, Response and Co-operation Convention) Regulations 1998* (R.-U.), S.I. 1998/1056, art.4.

⁸⁰ *Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada*, DORS/2009-315, art.6 (j).

⁸¹ DEPARTMENT OF ENERGY AND CLIMATE CHANGE, *National Contingency Plan*, en ligne : <<https://www.gov.uk/government/publications/the-national-contingency-plan>>, page consultée le 23 septembre 2015.

⁸² GOVERNMENT OF THE U.-K., *Memorandum submitted by the Department of Energy and Climate Change, Health & Safety Executive, and Maritime and Coastguard Agency*, 2010, en ligne : <<http://www.publications.parliament.uk/pa/cm201011/cmselect/cmenergy/450/450we10.htm>>, page consultée le 20 septembre 2015.

⁸³ 33 U.S.C. § 1321.

⁸⁴ INNOVATION MARITIME, *Examen des mesures de prévention, de préparation et d'intervention en cas d'accident majeur - Milieu marin*, rapport GTVS02 présenté au MERN, 2015, p. 21.

particularités de la région, et que les autorités municipales et provinciales devraient participer davantage à la préparation des plans d'urgence⁸⁵.

Enfin, l'Annexe II présente les principales dispositions réglementaires des juridictions étudiées en matière de plans d'urgence.

4.2. Mesures d'intervention en cas d'accident

En raison des préoccupations et des conséquences associées aux événements accidentels, la prévention et la préparation des interventions en cas d'accident constituent des éléments importants de la réglementation des juridictions étudiées. Cette section présente les exigences des juridictions examinées en les regroupant suivant qu'elles concernent les rôles et responsabilités des intervenants en cas de déversement, les capacités de réponse à un déversement ou la notification des événements accidentels.

4.2.1. Rôles et responsabilités en cas d'accident

La responsabilité initiale de réponse et de nettoyage en cas d'accident sur une plateforme extracôtière est attribuée à l'exploitant dans toutes les juridictions examinées. Pour leur part, les autorités publiques responsables de ces activités assurent la coordination des intervenants (gardes côtières nationales, agences de protection de l'environnement, organismes de sécurité maritime, etc.). Si elles estiment que l'exploitant ne répond pas adéquatement à la situation, elles peuvent intervenir et prendre en charge les opérations de nettoyage du déversement.

Afin de planifier les interventions dans les zones d'activités, les juridictions étudiées ont créé des comités d'interventions en cas d'urgence, regroupant des intervenants et des représentants d'organisations engagés dans la gestion des déversements accidentels d'hydrocarbures : en Arctique (Équipe régionale des interventions d'urgence de l'Arctique), à Terre-Neuve-et-Labrador (Équipe régionale d'intervention pour la protection environnementale), au Québec (Table Scientifique), aux États-Unis (*National Response Team*) et au Royaume-Uni (*Marine Response Centre*). L'Annexe III présente un résumé des responsabilités des intervenants en cas d'accident sur une plateforme pétrolière dans les juridictions étudiées.

Dans son rapport sur les déversements d'hydrocarbures causés par des navires, Innovation maritime présente le régime juridique applicable dans le golfe du Saint-Laurent. Il est souligné

⁸⁵ INNOVATION MARITIME, *Examen des mesures de prévention, de préparation et d'intervention en cas d'accident majeur - Milieu marin*, rapport GTVS02 présenté au MERN, 2015, pp. 99-100. Voir également SECRETARIAT DU COMITE D'EXPERTS SUR LA SECURITE DES NAVIRES-CITERNES, *Un examen du régime canadien de préparation et d'intervention en cas de déversements d'hydrocarbures par des navires. Mettre le cap sur l'avenir*, Ottawa, 2013, en ligne : http://www.tc.gc.ca/media/documents/mosprr/transport_canada_tanker_fra.pdf, page consultée le 20 septembre 2015.

qu'en cas de déversement, les opérations de récupération des hydrocarbures sont assurées par la Société d'intervention de l'Est du Canada (SIMEC), avec qui les armateurs circulant dans la zone doivent obligatoirement conclure une entente préalable⁸⁶. Actuellement, cette obligation ne s'étend pas aux plateformes extracôtières, bien que dans les faits, les exploitants des plateformes pétrolières situées à Terre-Neuve-et-Labrador ont signé des ententes avec la SIMEC ou d'autres organismes d'intervention privés pour que ceux-ci interviennent en cas de déversement⁸⁷.

4.2.2. Capacité de réponse à un déversement

Quant à la capacité de réponse à un déversement d'hydrocarbures causé par une plateforme extracôtière, le cadre réglementaire diffère d'une juridiction à l'autre. La réglementation canadienne (Arctique et Terre-Neuve-et-Labrador) n'énonce pas de norme précise à ce sujet. Il est plutôt prévu que l'exploitant doit avoir suffisamment de produits de confinement de rejets pour répondre aux besoins dans des conditions normales et dans toute autre situation d'urgence normalement prévisible⁸⁸. C'est l'ONÉ ou l'Office Canada—Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers, le cas échéant, qui évalue si la capacité de réponse à un déversement de l'exploitant est suffisante.

Dans son rapport, Innovation maritime souligne que la capacité d'intervention de la SIMEC en cas de déversement d'hydrocarbures causé par un navire dans l'est du Canada (Grands Lacs, Saint-Laurent et océan Atlantique), est de l'ordre de 10 000 tonnes dans un délai de 72 heures, en combinant la force opérationnelle de chacun des centres situés dans l'est du Canada⁸⁹. Cette capacité d'intervention, prescrite par la réglementation afférente à la *Loi sur la marine marchande*⁹⁰, correspond à une des subdivisions de la cale d'un navire pétrolier. Toutefois, cette capacité est inférieure à plusieurs scénarios prévisibles de déversements causés par une plateforme extracôtière, comme celui survenu à l'occasion de l'accident de la plateforme *Deepwater Horizon*, qui a dépassé de plus de 40 fois la capacité d'intervention requise par la réglementation canadienne applicable aux navires⁹¹. La SIMEC estime cependant « qu'en cas de

⁸⁶ *Ibid.*, p. 48.

⁸⁷ TURNER, M., SKINNER, J., ROBERTS, J., HARVEY, R., & S.L ROSS ENVIRONMENTAL RESEARCH LTD., *Review of Offshore Oil-spill Prevention and Remediation Requirements and Practices in Newfoundland and Labrador*, St. John's, Government of Newfoundland and Labrador, 2010, à la p. 133.

⁸⁸ *Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada*, DORS/2009-315, art. 22.

⁸⁹ INNOVATION MARITIME, *Examen des mesures de prévention, de préparation et d'intervention en cas d'accident majeur - Milieu marin*, rapport GTVS02 présenté au MERN, 2015, p. 50.

⁹⁰ *Règlement sur les organismes d'intervention et les installations de manutention d'hydrocarbures*, DORS/95-405, art. 18.

⁹¹ GÉNIVAR, *Évaluation environnementale stratégique sur la mise en valeur des hydrocarbures dans les bassins d'Anticosti, de Madeleine et de la baie des Chaleurs (EES2)*, 2013, p. 102, voir aussi TRANSPORT CANADA, *A review of Canada's ship-source oil spill preparedness and response regime: Setting the Course for the Future*, 2013.

déversement majeur [causé par un navire], l'obtention rapide de ressources supplémentaires ne ferait pas l'objet d'un enjeu »⁹².

Le Royaume-Uni retient plutôt une approche basée sur le temps de réponse minimal en fonction de l'ampleur et de l'impact d'un déversement. L'échelle utilisée divise les déversements en trois catégories⁹³ et un temps de réponse minimal est prévu pour chacune :

- Tiers 1 (Déversement mineur) : les ressources doivent être déployées le plus rapidement possible;
- Tiers 2 (Déversement modéré nécessitant l'intervention de ressources régionales) : les ressources doivent être déployées dans les 2 à 6 heures;
- Tiers 3 (Déversement majeur nécessitant l'intervention de ressources internationales) : les ressources doivent être déployées dans les 6 à 18 heures.⁹⁴

Les États-Unis, pour leur part, exigent que l'exploitant soit en mesure de répondre à un volume précis de déversement, lequel correspond à 20 % de plus que le volume d'un déversement représentant le pire des scénarios « *worst case scenario* »⁹⁵.

4.2.3. Notification des accidents

Dans les juridictions étudiées, la réglementation exige que l'exploitant ait mis en place un mécanisme de déclaration des accidents aux autorités publiques et d'enquête (interne ou externe).

Aux États-Unis, tout déversement doit être immédiatement déclaré au *National Response Center*⁹⁶ et un rapport d'incident doit être préparé et soumis au *Bureau of Safety and Environmental Enforcement* dans les 15 jours suivants⁹⁷. Si le déversement est de plus de 50 barils, le rapport doit inclure la cause, l'emplacement, le volume et les mesures entreprises pour

⁹² INNOVATION MARITIME, *Examen des mesures de prévention, de préparation et d'intervention en cas d'accident majeur - Milieu marin*, rapport GTVS02 présenté au MERN, 2015, p. 62.

⁹³ Cette approche est utilisée internationalement par les organismes gouvernementaux et non-gouvernementaux. Voir : AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, *Guidelines for Oil Spill Response Training and Exercise Programs Guidance for Spill Management Teams and Oil Spill Responders*, API TECHNICAL REPORT 1159, juillet 2014, en ligne : <<http://www.oilspillprevention.org/~media/oil-spill-prevention/spillprevention/r-and-d/spill-response-planning/api-training-exercise-guidelines-1159.pdf>>, à la p. 5.

⁹⁴ DEPARTMENT OF ENERGY & CLIMATE CHANGE, *OPEP Guidance Notes*, July 2012, art. 8.2, en ligne : <https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/68974/opec-guidance.docx>, page consultée le 20 septembre 2015.

⁹⁵ 30 C.F.R. § 254.44.

⁹⁶ 30 C.F.R. § 254.46.

⁹⁷ *Ibid.*

faire cesser le déversement⁹⁸.

Au Royaume-Uni, tout déversement non autorisé d'hydrocarbures doit être déclaré au *Department of Energy and Climate Change* et à la Garde Côtière⁹⁹. Un rapport d'incident doit ensuite être préparé et soumis au *Health and Safety Executive*. Le *Department of Energy and Climate Change* a le pouvoir d'inspecter en tout temps les installations pour vérifier la conformité avec la législation et les autorisations émises¹⁰⁰.

Au Canada (Arctique et Terre-Neuve-et-Labrador), tout déversement doit immédiatement être signalé à l'ONÉ ou à l'OCTNLHE, par l'entremise du délégué à l'exploitation¹⁰¹, et l'exploitant doit effectuer une enquête interne sur cet incident¹⁰². Le PL 49 prévoit des exigences similaires¹⁰³. Enfin, au Canada (Arctique et Terre-Neuve-et-Labrador), les accidents qui ont été évités (*near-miss*) doivent également faire l'objet d'une déclaration d'accident auprès des autorités publiques responsables¹⁰⁴.

4.3. Mesures d'indemnisation

Contrairement à l'industrie du transport maritime, il n'existe pas de convention internationale réglant l'indemnisation des dommages causés par une plateforme extracôtière et des coûts des interventions¹⁰⁵. Dans son rapport, Innovation maritime souligne que « [l']indemnisation pour le nettoyage et la pollution marine par les hydrocarbures causée par des pétroliers fait partie des enjeux internationaux qui ont amené le développement de conventions internationales spécifiques »¹⁰⁶. La comparaison entre le droit international encadrant le transport des

⁹⁸ *Ibid.*, art. (b) (2).

⁹⁹ *Offshore Petroleum Activities (Oil Pollution Prevention and Control) Regulations 2005*, S.I. 2005/2055, art. 3 (D)

¹⁰⁰ *Ibid.*, art. 12.

¹⁰¹ *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*, L.R.C. 1985, c. O-7, art. 25 al. 2, *Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada*, DORS/2009-315, art. 75 (1).

¹⁰² *Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada*, DORS/2009-315, art. 75 (2).

¹⁰³ P.L. 49, *Loi assurant la mise en œuvre de l'Accord entre le gouvernement du Canada et le gouvernement du Québec sur la gestion conjointe des hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent*, 1^{ière} sess. 41^e lég., Québec, 2015, art. 298.

¹⁰⁴ *Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador*, DORS/2009-316, art. 76.

¹⁰⁵ Certaines conventions internationales s'appliquent aux déversements causés par des plateformes extracôtières, voir la *Convention internationale de 1990 sur la préparation, la lutte et la coopération en matière de pollution par les hydrocarbures*, 30 novembre 1990, 1891 R.T.N.U. 32194. En Europe, la *Directive 2013/30/EU du 12 juin 2013 relative à la sécurité des opérations pétrolières et gazières en mer et modifiant la directive 2004/35/CE* propose des mesures pour uniformiser et renforcer l'encadrement des opérations d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures en Europe, notamment en matière d'indemnisation en cas d'accident.

¹⁰⁶ INNOVATION MARITIME, *Examen des mesures de prévention, de préparation et d'intervention en cas d'accident majeur - Milieu marin*, rapport GTVS02 présenté au MERN, 2015, p. 67.

hydrocarbures¹⁰⁷ et celui applicable aux plateformes extracôtières révèle une importante faiblesse de ce dernier. Aussi, les mesures d'indemnisation des dommages causés par une plateforme extracôtière sont sous la responsabilité des États. Dans ce contexte, les mesures d'indemnisation sont différentes d'une juridiction à l'autre. En raison de ces distinctions, elles sont présentées tour à tour : Royaume-Uni, États-Unis et Canada.

4.3.1. Royaume-Uni : une obligation de souscrire à un régime privé

Le Royaume-Uni exige de la personne qui demande une autorisation d'exploitation qu'elle soit membre de l'*Offshore Pollution Liability Association Ltd*. Les membres de cette association sont des entreprises actives dans l'exploration et l'exploitation d'hydrocarbures en milieu marin. Elles ont signé un accord, le *Offshore Pollution Liability Agreement*, dans lequel elles se sont engagées à mettre en œuvre un processus d'indemnisation et un régime de responsabilité sans faute pour la pollution et les mesures correctrices jusqu'à concurrence de 250 millions \$ US.

Les objectifs de l'*Offshore Pollution Liability Association Ltd* sont de :

- Fournir un mécanisme assurant un règlement rapide des réclamations en lien avec un déversement d'hydrocarbures causé par les opérations d'une plateforme extracôtière;
- Favoriser la prise de mesures diligentes et immédiates par les parties;
- Encourager les parties à respecter leurs obligations financières;
- Mettre en œuvre un mécanisme d'indemnisation des réclamations jusqu'à concurrence du montant maximal prévu pour la responsabilité sans faute (250 millions \$ US par accident).
- Proposer un mécanisme permettant d'éviter les problèmes juridictionnels complexes.¹⁰⁸

L'*Offshore Pollution Liability Association Ltd* couvre les réclamations des gouvernements et des autres personnes touchées lorsque celles-ci ont pour objet l'indemnisation des opérations de nettoyage, des dommages causés, des frais d'élimination des matières recueillies et de tout autre dommage quantifiable causé par le déversement¹⁰⁹. Les réclamations doivent être présentées à l'exploitant responsable du déversement. L'entente ne couvre pas les dommages résultant d'actes liés à une guerre, une catastrophe naturelle, au terrorisme, un acte ou une omission du demandeur, un acte intentionnel d'une tierce partie, un acte illicite de l'État, ni ceux résultant du respect des

¹⁰⁷ Notamment la *Convention internationale de 1969 sur la responsabilité civile pour les dommages dus à la pollution par les hydrocarbures* et les *Fonds internationaux d'indemnisation pour les dommages dus à la pollution par les hydrocarbures* (FIPOL). Voir INNOVATION MARITIME, *Examen des mesures de prévention, de préparation et d'intervention en cas d'accident majeur - Milieu marin*, rapport GTVS02 présenté au MERN, 2015 pp. 67 et ss.

¹⁰⁸ OFFSHORE POLLUTION LIABILITY AGREEMENT, *About OPOL*, en ligne : <<http://www.opol.org.uk/about.htm>>, page consultée le 20 septembre 2015.

¹⁰⁹ OFFSHORE POLLUTION LIABILITY AGREEMENT, 4 septembre 1964, art IV (A).

conditions ou des directives du régulateur¹¹⁰. Si un litige survient en relation avec l'application ou non de l'accord à une réclamation en particulier, un processus d'arbitrage peut être entrepris¹¹¹.

Si un signataire n'est pas en mesure de répondre à ses obligations financières, l'Association, par l'entremise de ses membres, couvrira les réclamations¹¹². Les entreprises désirant devenir membres de l'Association doivent démontrer leur capacité financière à couvrir le plafond d'indemnisation de 250 millions \$ US prévu à l'accord¹¹³. Les dommages qui dépassent ce montant, ou toute réclamation qui n'est pas couverte par cet accord, peuvent être réclamés, selon les règles de la responsabilité civile, en s'adressant aux tribunaux judiciaires ou par le biais d'une entente conclue à cet effet entre les victimes et l'exploitant.

4.3.2. États-Unis : un régime qui intègre les dommages causés par les pétroliers et par les plateformes extracôtières

Comme le souligne Innovation maritime, les États-Unis ne sont pas signataires des conventions internationales relatives à l'indemnisation des dommages causés par les navires¹¹⁴. Les États-Unis ont développé leur propre régime de responsabilité et d'indemnisation pour les déversements d'hydrocarbures en milieu marin. Une particularité du régime américain est qu'il s'applique tant aux déversements causés par un navire qu'à ceux impliquant une plateforme extracôtière, ce qui n'est pas le cas au Canada ni au Royaume-Uni.

C'est le *Oil Pollution Act*, de 1990, qui prévoit le régime de responsabilité sans faute¹¹⁵ visant toute personne responsable d'un navire ou d'une plateforme extracôtière qui est la source d'un déversement d'hydrocarbures¹¹⁶. La responsabilité s'étend de façon conjointe et solidaire¹¹⁷ entre le titulaire de permis, le propriétaire et l'exploitant de la plateforme extracôtière¹¹⁸.

¹¹⁰ *Ibid.*, art. IV (B).

¹¹¹ *Ibid.*, art. IX.

¹¹² *Ibid.*, art. III.

¹¹³ *Ibid.*, art. II (C) (1).

¹¹⁴ INNOVATION MARITIME, *Examen des mesures de prévention, de préparation et d'intervention en cas d'accident majeur - Milieu marin*, rapport GTVS02 présenté au MERN, 2015, p. 71 et ss.

¹¹⁵ Un régime de responsabilité sans faute prévoit que l'exploitant, le propriétaire, et/ou le gardien d'une exploitation est responsable des dommages causés en cas d'accident, sans qu'il soit nécessaire de démontrer une faute devant des instances judiciaires.

¹¹⁶ 33 U.S.C. § 2702.

¹¹⁷ Le *Code civil du Québec*, art. 1523 : « L'obligation est solidaire entre les débiteurs lorsqu'ils sont obligés à une même chose envers le créancier, de manière que chacun puisse être séparément contraint pour la totalité de l'obligation, et que l'exécution par un seul libère les autres envers le créancier ».

¹¹⁸ 33 U.S.C. § 2701.

En vertu du *Oil Pollution Act*, les dommages suivants peuvent faire l'objet d'une réclamation :

- Coûts d'interventions et de nettoyage;
- Pertes liées aux dommages causés à des droits réels ou personnels;
- Dommages pour perte de valeur de ressources naturelles;
- Dommages pour perte de revenus publics (impôts et taxes);
- Pertes de profits liées à des dommages causés à des biens réels ou personnels;
- Dommages subis par des autorités publiques pour les services supplémentaires rendus pendant et après l'accident¹¹⁹.

Au moment de l'accident de *Deepwater Horizon*, le régime du *Oil Pollution Act* prévoyait une limite de responsabilité sans faute de 75 millions \$ US pour les dommages causés par une plateforme pétrolière¹²⁰. À la suite de cet accident, la limite a été augmentée à 134 millions \$US¹²¹. S'il est démontré que l'accident a été causé par la négligence ou la faute lourde (*negligence or willful misconduct*) d'une personne en autorité, la limite législative ne s'applique plus¹²². Dans le dossier *Deepwater Horizon*, l'entreprise BP a rapidement renoncé à invoquer la limite de la responsabilité sans faute et les tribunaux ont conclu que la limite ne s'appliquait pas en l'espèce¹²³. Aujourd'hui, les coûts de cet accident sont estimés à plus de 50 milliards \$ US, incluant les coûts de nettoyage, les amendes en vertu du *Clean Water Act*, les réclamations de l'État fédéral et des États touchés par le déversement, et les autres réclamations civiles. De ce montant, 7,3 milliards \$ US ont été attribués pour les dommages écologiques¹²⁴.

Enfin, si le responsable n'est pas en mesure d'assurer financièrement l'indemnisation des dommages causés par le déversement, ou si les dommages dépassent la limite de responsabilité prévue, les demandeurs peuvent déposer une réclamation auprès du *Oil Spill Liability Trust Fund*. Il s'agit d'un fonds de 1 milliards \$ US, capitalisé à partir d'une taxe imposée à l'industrie

¹¹⁹ 33 U.S.C. § 2702 [Traduction libre].

¹²⁰ 33 U.S.C. § 2704.

¹²¹ Aucun changement législatif n'a été apporté, mais le montant a été augmenté par le *Bureau of Ocean Energy Management* pour refléter le taux d'inflation depuis l'instauration de ce régime en 1990 : BUREAU OF OCEAN ENERGY MANAGEMENT, *BOEM Adjusts Limit of Liability for Oil Spills from Offshore Facilities*, en ligne : <<http://www.boem.gov/press12112014/>>, page consultée le 20 septembre 2015.

¹²² 33 U.S.C. § 2704 (c).

¹²³ Thomas J SCHOENBAUM, « Liability for damages in oil spill accidents: Evaluating the USA and international law regimes in the light of Deepwater Horizon » (2012) 24:3 *J Environ Law* 395-416, à la p. 407.

¹²⁴ BP, *Gulf of Mexico Restoration*, en ligne : <<http://www.bp.com/en/global/corporate/gulf-of-mexico-restoration/claims-information.html>>, page consultée le 20 septembre 2015.

pétrolière¹²⁵. Il est également possible pour les victimes d'un déversement de déposer des recours judiciaires en vertu des règles du droit commun de la responsabilité et du droit maritime¹²⁶.

4.3.3. Canada : un régime revu à la hausse

Au Canada, le projet de loi C-22, adopté le 26 février 2015, a modifié le régime de responsabilité en cas de déversement lié à une plateforme extracôtière. Ces modifications répondent à des critiques ayant jugé le régime inadéquat¹²⁷.

Le principe du pollueur-payeur est expressément énoncé dans la *Loi sur les opérations pétrolières*¹²⁸. De plus, les seuils de responsabilité sans faute du détenteur d'une autorisation pour une activité qui a causé un déversement sont revus à la hausse. La limite de responsabilité en l'absence de faute est désormais de 1 milliard \$ CA pour un déversement lié à une plateforme extracôtière. Cette responsabilité est solidaire entre le titulaire de l'autorisation et l'entrepreneur, le cas échéant. La limite de 1 milliard \$ CA s'applique à la zone Arctique, mais aussi dans les zones extracôtières de Terre-Neuve-et-Labrador¹²⁹. Le PL 49 prévoit également une limite de responsabilité sans faute de 1 milliard \$ CA¹³⁰.

Le tableau à la page suivante résume les modifications apportées au régime en 2015¹³¹ :

¹²⁵ 26 U.S.C. § 9509.-

¹²⁶ Thomas J. SCHOENBAUM, « Liability for damages in oil spill accidents: Evaluating the USA and international law regimes in the light of Deepwater Horizon » (2012) 24:3 *J Environ Law* 395-416, à la p. 401.

¹²⁷ À ce sujet, voir : William AMOS et Ian MIRON, « Protecting Taxpayers and the Environment Through Reform of Canada's Offshore Liability Regime. » (2013) 9:1 *McGill Int J Sustain Dev Law Policy*, Étude Sénat 2010. Voir aussi Stéphanie ROY, *La répartition des risques liés à l'exploitation des hydrocarbures d'Old Harry : étude de la responsabilité en cas de déversement*, mémoire de maîtrise en droit, 2015 [non publiée].

¹²⁸ *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*, LRC 1985, c. O-7, art.2.1b.01).

¹²⁹ *Loi concernant les opérations pétrolières au Canada, édictant la Loi sur la responsabilité et l'indemnisation en matière nucléaire, abrogeant la Loi sur la responsabilité nucléaire et modifiant d'autres lois en conséquence*, L.R.C. 2015, c.22, art. 60 et ss.

¹³⁰ P.L. 49, *Loi assurant la mise en œuvre de l'Accord entre le gouvernement du Canada et le gouvernement du Québec sur la gestion conjointe des hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent*, 1^{ière} sess. 41^e lég., Québec, 2015, art. 310. Les ministres peuvent, par arrêté, sur recommandation de la Régie et de l'Office, approuver un montant inférieur à la limite de responsabilité à l'égard de toute personne qui demande une autorisation ou de tout titulaire d'une autorisation (art. 326) et le gouvernement peut augmenter cette limite par règlement (art. 313).

¹³¹ Ce tableau s'inspire du résumé législatif du projet de loi C-22 : BIBLIOTHÈQUE DU PARLEMENT, *Résumé législatif du projet de loi C-22*, 2014, p. 8.

CIRCONSTANCE	ZONE TOUCHÉE	LIMITE AVANT LES MODIFICATIONS	NOUVELLE LIMITE
En l'absence de preuve de faute ou de négligence	Zones extracôtières de l'Atlantique	30 millions de dollars	1 milliard de dollars
	Terres adjacentes aux eaux arctiques et zones sous-marines adjacentes aux eaux arctiques	40 millions de dollars	25 millions de dollars
	Autres zones des Territoires du Nord-Ouest ou du Nunavut situées à 200 mètres ou moins d'une étendue d'eau intérieure (rivière, cours d'eau ou lac)	Pas de limite précisée	10 millions de dollars
	Zones des Territoires du Nord-Ouest ou du Nunavut non visées par les descriptions ci-dessous	Pas de limite précisée	1 milliard de dollars
	Toute autre zone à laquelle s'applique la <i>Loi sur les opérations pétrolières au Canada</i>	Pas de limite précisée	1 milliard de dollars
En présence de preuve de faute ou de négligence		Aucune limite	Aucune limite

Toute personne qui demande une autorisation pour le forage, l'exploitation ou la production de pétrole ou de gaz doit fournir la preuve qu'elle dispose des ressources financières suffisantes pour payer la limite de responsabilité s'appliquant à son cas¹³². De plus, dans le cas d'une demande d'autorisation pour effectuer des opérations de forage, d'exploitation ou de production d'hydrocarbures dans une zone sous-marine ou extracôtière, le demandeur doit fournir un dépôt de 100 millions \$ CA¹³³. Il est également possible de remplacer ce dépôt par une preuve de

¹³² *Loi concernant les opérations pétrolières au Canada, édictant la Loi sur la responsabilité et l'indemnisation en matière nucléaire, abrogeant la Loi sur la responsabilité nucléaire et modifiant d'autres lois en conséquence*, L.R.C. 2015, c.22, art. 20.

¹³³ *Ibid.*, art. 21.

participation à un fonds commun établi par l'industrie pétrolière d'un montant minimal de 250 millions \$ CA¹³⁴.

Les dommages couverts par le régime canadien de responsabilité civile sont les suivants :

- les pertes ou dommages réels subis par un tiers à la suite de déversements, de dégagements ou de débris;
- les frais engagés par le gouvernement fédéral et les autres parties, selon la loi en cause, pour les mesures prises à l'égard de déversements, de dégagements ou de débris;
- les pertes ou les dommages réels subis à la suite de mesures prises à l'égard de déversements, de dégagements ou de débris;
- les frais engagés par toute partie pour la prise de mesures à l'égard de déversements, de dégagements ou de débris;
- la perte de la valeur de non-usage des ressources publiques touchées par les déversements, les dégagements ou les débris ou découlant des mesures prises à leur sujet. Ne sont pas couverts les pertes de revenus des pêcheurs commerciaux qui peuvent réclamer ceux-ci en vertu de la *Loi sur les pêches*¹³⁵.

Les notions de « valeur de non-usage » et de « valeur d'usage » ne sont pas définies par la loi, mais Environnement Canada distingue les deux notions de la manière suivante :

Les valeurs d'usage sont associées à l'utilisation directe de l'environnement, comme la pêche et la baignade dans un lac et la marche en forêt, ou à des utilisations commerciales comme l'exploitation forestière ou l'agriculture. Les valeurs de non-usage sont liées à la conscience de la pérennité de l'environnement (valeurs d'existence) ou à la nécessité de laisser des ressources environnementales aux générations futures (valeurs de legs).¹³⁶

4.4 Le transport maritime des hydrocarbures : exemples de mesures de prévention, d'intervention et d'indemnisation à considérer

Plusieurs constats de l'étude d'Innovation maritime sur les mesures de prévention des accidents, de préparation et d'intervention en cas de déversements d'hydrocarbures par des navires soulèvent de l'intérêt pour la gestion des déversements accidentels causés par des plateformes extracôtières.

¹³⁴ *Ibid.*, art. 21 et 163.

¹³⁵ Penny BECKLUMB et Marc LEBLANC, *Projet de loi C-22 : Loi concernant les opérations pétrolières au Canada, édictant la Loi sur la responsabilité et l'indemnisation en matière nucléaire, abrogeant la Loi sur la responsabilité nucléaire et modifiant d'autres lois en conséquence*, Résumé législatif, Bibliothèque du Parlement du Canada, juin 2014, p. 9.

¹³⁶ ENVIRONNEMENT CANADA, *Mesure des valeurs économiques pour l'environnement*, en ligne : <<https://www.ec.gc.ca/air/default.asp?lang=Fr&n=DB24CA96-1>>, page consultée le 20 septembre 2015.

Tout d'abord, il faut souligner que les plateformes pétrolières ne sont pas assujetties à la *Loi sur la marine marchande* qui, pour prévenir la pollution causée par les hydrocarbures, exige de chaque navire de conclure une entente avec un organisme d'intervention reconnu, comme la SIMEC¹³⁷. La norme d'intervention fixée vise à répondre à un déversement de 10 000 tonnes d'hydrocarbures, alors que les déversements d'une plateforme pourraient être plus importants¹³⁸.

Dans son rapport, Innovation maritime souligne les différentes améliorations en matière de sécurité qui ont été apportées ou qui sont en cours dans le secteur du transport maritime à la suite du rapport déposé par le Comité d'examen sur la sécurité des navires-citernes. Il souligne en particulier l'amélioration de la chaîne de communication avec les intervenants provinciaux et municipaux et l'adoption de plans d'intervention localisés¹³⁹. Ces améliorations gagneraient à s'appliquer également aux plateformes extracôtières.

Innovation maritime note que la préparation d'intervention, en cas de déversement dans l'est du Canada, devrait mieux tenir compte des particularités de la région, et que les responsables municipaux et les autorités provinciales devraient participer davantage à la préparation des plans d'urgence¹⁴⁰.

Les États-Unis ont retenu une approche différente de celles du Canada et du Royaume-Uni. Le régime juridique d'indemnisation des dommages en cas de déversement s'applique tant aux plateformes pétrolières qu'aux navires.

Enfin, à la lumière du rapport d'Innovation maritime, les mesures de prévention, de préparation et d'intervention en cas de déversement causé par un navire devraient inspirer le législateur de manière à mieux encadrer les risques d'accident causés par l'exploitation des plateformes extracôtières.

4.5 Principaux constats

- Les exigences réglementaires des juridictions étudiées en matière de systèmes de gestion, de santé et sécurité des travailleurs, de suivi de la performance et de la conformité, et de

¹³⁷ INNOVATION MARITIME, *Examen des mesures de prévention, de préparation et d'intervention en cas d'accident majeur - Milieu marin*, rapport GTVS02 présenté au MERN, 2015, p. 31.

¹³⁸ *Ibid.*, p. 64.

¹³⁹ *Ibid.*, p. 43-44. Voir également SECRÉTARIAT DU COMITÉ D'EXPERTS SUR LA SÉCURITÉ DES NAVIRES-CITERNES, *Un examen du régime canadien de préparation et d'intervention en cas de déversements d'hydrocarbures par des navires. Mettre le cap sur l'avenir*, Ottawa, 2013, en ligne : <http://www.tc.gc.ca/media/documents/mosprr/transport_canada_tanker_fra.pdf>, page consultée le 20 septembre 2015>, page consultée le 20 septembre 2015.

¹⁴⁰ *Ibid.*, pp. 99-100.

plans d'urgence pour les activités d'exploitation en milieu marin sont comparables entre elles bien qu'elles comportent des différences.

- Toutes les juridictions étudiées imposent à l'exploitant la responsabilité initiale de réponse et de nettoyage en cas d'accident. Les autorités publiques assurent la coordination des différents intervenants (gardes côtières nationales, agences de protection de l'environnement, organismes de sécurité maritimes, etc.), et elles peuvent intervenir si elles estiment que l'exploitant ne répond pas adéquatement à la situation.
- Les juridictions étudiées ont des exigences réglementaires différentes en matière de capacité de réponse à un déversement. La réglementation canadienne (Arctique et Terre-Neuve-et-Labrador) laisse au régulateur la responsabilité de déterminer si l'exploitant possède la capacité de répondre à un déversement. Le Royaume-Uni privilégie une approche basée sur le temps de réponse minimal en fonction de l'ampleur d'un déversement. Les États-Unis, pour leur part, exigent que l'exploitant soit en mesure de répondre à un volume précis de déversement, lequel correspond à 20 % de plus que le volume d'un déversement représentant le pire des scénarios « *worst case scenario* ».
- Toutes les juridictions étudiées prévoient un régime de responsabilité sans faute pour l'indemnisation des dommages causés par un déversement d'une plateforme pétrolière. La limite de ces régimes de responsabilité sans faute varie d'une juridiction à l'autre. Le régime canadien se compare avantageusement à celui des autres juridictions en ce qui a trait à la limite de la responsabilité sans faute (1 milliard \$ US), à la nature des dommages pouvant être indemnisés et aux exigences relatives à la capacité financière de l'exploitant. L'accident de *Deepwater Horizon* met en lumière l'insuffisance de la limite du régime de responsabilité sans faute et de l'importance de constituer un fonds d'indemnisation de manière à faire face aux conséquences financières d'un déversement de grande ampleur.
- Aux États-Unis, la législation prévoit un régime d'indemnisation des dommages en cas de déversement qui s'applique tant aux plateformes pétrolières qu'aux navires.
- À la lumière du rapport d'Innovation maritime, plusieurs mesures de prévention, de préparation et d'intervention applicables au transport maritime mériteraient d'être appliquées aux plateformes extracôtières dans le contexte du Québec.

SOMMAIRE DES CONSTATS

1. Juridiction étudiées et leur contexte

- Les juridictions étudiées qui ont une expérience passée en matière d'exploitation des hydrocarbures en milieu marin (Royaume-Uni, États-Unis et Terre-Neuve-et-Labrador) ont connu des accidents majeurs qui ont remis en question les pratiques de sécurité et de gestion applicables aux activités d'exploitation des hydrocarbures en milieu marin, en premier lieu dans leur juridiction d'origine, mais également dans les autres juridictions où se déroulent ces activités. Parmi les accidents les plus marquants, nous retenons :
 - L'accident de *Ocean Ranger*, en 1982, a remis en question les pratiques à Terre-Neuve-et-Labrador et auprès de l'ONÉ;
 - L'accident de *Piper Alpha*, en 1988, a remis en question les pratiques au Royaume-Uni;
 - L'accident de *DeepWater Horizon*, en 2010, a causé une remise en question des mécanismes d'encadrement législatif aux États-Unis.
- Le Canada (Arctique et Terre-Neuve-et-Labrador) et le Royaume-Uni ont examiné leur cadre réglementaire à la lumière de l'accident de *Deepwater Horizon*, et il a été conclu que l'approche de ces juridictions était plus adéquate et sécuritaire qu'aux États-Unis au moment de l'accident.

2. Le golfe du Saint-Laurent

- Il est actuellement peu aisé de comparer l'encadrement législatif du Québec avec celui des autres juridictions, car le Québec n'a connu aucune expérience d'exploitation des hydrocarbures en milieu marin.
- L'encadrement législatif des activités d'exploitation des hydrocarbures en vigueur au Québec n'énonce aucune mesure spécifique à l'exploitation des hydrocarbures en milieu marin. Toutefois, à la suite d'un accord conclu avec le fédéral, des lois miroirs provinciale et fédérale ont été déposées les 11 et 18 juin 2015.
- Terre-Neuve-et-Labrador est la juridiction étudiée offrant le plus de similitudes avec le Québec, tant sur le plan géographique, que sur les plans politique et juridique.
- En suivant l'expérience de Terre-Neuve-et-Labrador, l'encadrement législatif des activités d'exploitation des hydrocarbures en milieu marin sous la juridiction du Québec s'inspirera vraisemblablement des normes fédérales édictées en vertu de la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada*.

3. Approches réglementaires et organismes de régulation

- La réglementation par objectifs est devenue l'approche privilégiée dans les juridictions étudiées pour encadrer les activités d'exploitation des hydrocarbures en milieu marin, et cela, en particulier depuis l'accident de *Deepwater Horizon*. Malgré cette approche globale, les juridictions étudiées (sauf pour le Québec, où le cadre réglementaire est inexistant) prévoient également, ou réfèrent à des normes spécifiques (internationales ou internes), à respecter.
- Dans toutes les juridictions étudiées, la législation distingue les fonctions relatives à l'attribution des droits fonciers et à la perception des redevances, de celles relatives au contrôle de la conformité des activités et des installations en matière de prévention et de sécurité des personnes et de l'environnement.
- Des inquiétudes ont été soulevées sur la structure de l'Office Canada—Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers, qui régule les activités d'exploitation des hydrocarbures en milieu marin, et gère l'octroi des droits pétroliers et gaziers au nom du gouvernement du Canada et du gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador. Le Québec devrait tenir compte de ces inquiétudes dans l'élaboration de son régime de gestion conjointe des hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent.
- Au Canada, le gouvernement fédéral est présent dans tous les projets d'exploitation d'hydrocarbures en milieu marin, par l'entremise d'accords avec une province ou un territoire (*Accord atlantique Canada — Terre-Neuve-et-Labrador-et-Labrador*, *Accord entre le gouvernement du Canada et le gouvernement du Québec sur la gestion conjointe des hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent*, *Accord Canada — Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers*) ou directement à travers l'ONÉ.
- Le PL 49 propose une gestion conjointe des hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent entre le gouvernement du Canada et le gouvernement du Québec. Dans aucune autre juridiction étudiée, les fonctions relatives à l'attribution des permis et à la perception des droits, et celles relatives au contrôle de la conformité des installations ne sont exercées conjointement par deux organismes.

4. Mesures de prévention, d'intervention et de couverture de risques en cas d'accident majeur

- Les exigences réglementaires des juridictions étudiées en matière de systèmes de gestion, de santé et sécurité des travailleurs, de suivi de la performance et de la conformité, et de plans d'urgence pour les activités d'exploitation en milieu marin sont comparables entre elles bien qu'elles comportent des différences.

- Toutes les juridictions étudiées imposent à l'exploitant la responsabilité initiale de réponse et de nettoyage en cas d'accident. Les autorités publiques assurent la coordination des différents intervenants (gardes côtières nationales, agences de protection de l'environnement, organismes de sécurité maritimes, etc.), et elles peuvent intervenir si elles estiment que l'exploitant ne répond pas adéquatement à la situation.
- Les juridictions étudiées ont des exigences réglementaires différentes en matière de capacité de réponse à un déversement. La réglementation canadienne (Arctique et Terre-Neuve-et-Labrador) laisse au régulateur la responsabilité de déterminer si l'exploitant possède la capacité de répondre à un déversement. Le Royaume-Uni privilégie une approche basée sur le temps de réponse minimal en fonction de l'ampleur d'un déversement. Les États-Unis, pour leur part, exigent que l'exploitant soit en mesure de répondre à un volume précis de déversement, lequel correspond à 20 % de plus que le volume de déversement pour le pire des scénarios « *worst case scenario* »
- Toutes les juridictions étudiées prévoient un régime de responsabilité sans faute pour l'indemnisation des dommages causés par un déversement d'une plateforme pétrolière. La limite de ces régimes de responsabilité sans faute varie d'une juridiction à l'autre. Le régime canadien se compare avantageusement à celui des autres juridictions en ce qui a trait à la limite de la responsabilité sans faute (1 milliard \$ US), à la nature des dommages pouvant être indemnisés et aux exigences relatives à la capacité financière de l'exploitant. L'accident de *Deepwater Horizon* met en lumière l'insuffisance de la limite du régime de responsabilité sans faute et de l'importance de constituer un fonds d'indemnisation de manière à faire face aux conséquences financières d'un déversement de grande ampleur.
- Aux États-Unis, la législation prévoit un régime d'indemnisation des dommages en cas de déversement qui s'applique tant aux plateformes pétrolières qu'aux navires.
- À la lumière du rapport d'Innovation maritime, plusieurs mesures de prévention, de préparation et d'intervention applicables au transport maritime mériteraient d'être appliquées aux plateformes extracôtières dans le contexte québécois.

BIBLIOGRAPHIE

1. Législation

1.1. Canada

Loi sur les opérations pétrolières au Canada, LRC 1985, c. O-7.

Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada, DORS/2009-315.

Règlement sur les installations pétrolières et gazières au Canada, DORS/96-118.

Règlement sur les opérations sur le pétrole et le gaz du Canada, DORS/83-149.

Règlement sur les certificats de conformité liés à l'exploitation du pétrole et du gaz au Canada, DORS/96-114, art. 2.

Règlement sur la sécurité et la santé au travail (pétrole et gaz), DORS/87-612.

Loi fédérale sur les hydrocarbures, LRC 1985, c. 36 (2^e suppl).

Loi concernant les opérations pétrolières au Canada, édictant la Loi sur la responsabilité et l'indemnisation en matière nucléaire, abrogeant la Loi sur la responsabilité nucléaire et modifiant d'autres lois en conséquence, L.R.C. 2015, c.22.

Loi sur l'Office national de l'énergie, L.R.C. 1985, c N-7.

Projet de loi C-74, Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada-Québec sur les hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent.

Règlement sur les organismes d'intervention et les installations de manutention d'hydrocarbures, DORS/95-405.

1.2. Québec

Loi sur les mines, L.R.Q., c. M-13.1.

Loi sur la Régie de l'énergie, L.R.Q., c. R-6.01.

Loi limitant les activités pétrolières et gazières, L.Q, 2011, c. 13.

P.L. 49, *Loi assurant la mise en œuvre de l'Accord entre le gouvernement du Canada et le gouvernement du Québec sur la gestion conjointe des hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent*, 1^{ière} sess. 41^e lég., Québec, 2015.

Accord entre le gouvernement du Canada et le gouvernement du Québec sur la gestion conjointe des hydrocarbures dans le golfe du Saint-Laurent, 24 mars 2011.

1.3. Terre-Neuve-et-Labrador

The Atlantic Accord - Memorandum of Agreement Between the Government of Canada and the Government of Newfoundland and Labrador on Offshore Oil and Gas Resource Management and Revenue Sharing, 1985.

Canada-Newfoundland and Labrador Atlantic Accord Implementation Newfoundland and Labrador Act, R.S.N.L. 1990, c. C-2.

Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador, DORS/2009-316.

Règlement sur la responsabilité en matière de rejets et de débris relatifs au pétrole et au gaz (Accord atlantique Canada — Terre-Neuve), DORS /88-262.

Règlement transitoire sur la santé et la sécurité au travail concernant les ouvrages en mer dans la zone extracôtière Canada – Terre-Neuve-et-Labrador, DORS/2015-1.

Règlement sur les certificats de conformité liés à l'exploitation des hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve, DORS/95/100.

Memorandum of Agreement Between the Government of Canada and the Government of Newfoundland and Labrador on Offshore Oil and Gas Resource Management and Revenue Sharing, 1985.

1.4. Nouvelle-Écosse

Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation (Nova Scotia) Act, S.N.S. 1987, c. 3.

1.5. États-Unis

Outer Continental Shelf Lands Act and Outer Continental Shelf Reform Act of 2010.

Oil Pollution Act of 1990.

Code of Federal Regulations: 30 C.F.R. § 250-254; 33 C.F.R. § 140-147; 40 C.F.R. § 300; 46 C.F.R. § 108-111.

1.6. Royaume-Uni

Petroleum Act (R.-U.) 2000 c. 17.

Pollution Prevention and Control Act (R.-U.) 1999 c. 24.

Offshore Safety Act (R.-U.) 1992, c. 15.

Offshore Installations (Logbooks and Registration of Death) Regulations (R-U), 1972 S.I. 1972/1542.

Offshore Installations (Safety Zones) Regulations (R.-U.) 1987 S.I. 1987/1331.

Offshore Installations (Safety Representatives and Safety Committees) Regulations (R.-U.) 1989 S.I. 1989/971.

Offshore Installations and Pipeline Works (Management and Administration) Regulations (R.-U.) 1995, S.I. 1995/738.

Offshore Installations (Prevention of Fire and Explosion, and Emergency Response) Regulations 1995 (R-U), S.I. 1995/743.

Offshore Installations and Wells (Design and Construction, etc) Regulations (R.-U.) 1996, S.I. 1996/913.

Merchant Shipping (Oil Pollution Preparedness, Response and Co-operation Convention) Regulations, (R.-U.), S.I. 1998/1056.

Offshore Petroleum Activities (Oil Pollution Prevention and Control) Regulations (R-U), 2005, S.I. 2005/2055.

Offshore Installations (Offshore Safety Directive) (Safety Case etc.) Regulations 2015 (R-U), S.I. 2015/398.

1.7. Droit international

Offshore Pollution Liability Agreement, 4 septembre 1964.

Convention internationale sur la responsabilité civile pour les dommages dus à la pollution par les hydrocarbures, 29 novembre 1969.

Convention internationale de 1990 sur la préparation, la lutte et la coopération en matière de pollution par les hydrocarbures, 30 novembre 1990, 1891 R.T.N.U. 32194.

Convention de 1992 portant création du Fonds d'indemnisation pour les dommages dus à la pollution par les hydrocarbures, 27 novembre 1992.

Directive 2013/30/EU du 12 juin 2013 relative à la sécurité des opérations pétrolières et gazières en mer et modifiant la directive 2004/35/CE.

2. Jurisprudence

Offshore Mineral Rights of British Columbia (1967) R.C.S. 792.

Renvoi relatif au plateau continental de Terre-Neuve-et-Labrador, (1984) 1 R.C.S. 86.

3. Autres documents et références

3.1. Rapports, monographies et périodiques

AMOS, W. et al., « Protecting taxpayers and the environment through reform of Canada's offshore liability regime », 9 *McGill Intl J Sust Dev L Poly* 3.

BECKLUMB, Penny, et Marc LEBLANC, *Projet de loi C-22 : Loi concernant les opérations pétrolières au Canada, édictant la Loi sur la responsabilité et l'indemnisation en matière nucléaire, abrogeant la Loi sur la responsabilité nucléaire et modifiant d'autres lois en conséquence*, Résumé législatif, Bibliothèque du Parlement du Canada, juin 2014.

BENNEAR, Lori S., « Offshore Oil and Gas Drilling- A Review of Regulatory Regimes in the United States, United Kingdom, and Norway », 9 *Review of Environmental Economics and Policy* 2.

CANADA, Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Les faits ne justifient pas l'interdiction des opérations actuelles de forage en mer : étude sénatoriale au lendemain de l'incident de la plateforme Deepwater Horizon de BP*, août 2010.

COALITION SAINT-LAURENT, *Golfe 101 – Pétrole dans le golfe du Saint-Laurent : Faits, mythes et perspectives d'avenir*, 2014.

- CONSEIL ÉCONOMIQUE, SOCIAL ET ENVIRONNEMENTAL, *De la gestion préventive des risques environnementaux : la sécurité des plateformes pétrolières en mer*, Avis, France, 20 mars 2012.
- CULLEN, The Hon. Lord W. Douglas (1990). *The public inquiry into the Piper Alpha disaster*. London : H.M. Stationery Office.
- DORION, Henri et Jean-Paul LACASSE, *Le Québec : Territoire incertain*, Septentrion, Québec, 2011.
- DAGG, Jennifer, et Peggy HOLROYD, Nathan LEMPHERS, Randy LUCAS et Benjamin THIBAUT, Comparing the Offshore Regulatory Regimes of the Canadian Arctic, the U.S., the U.K., Greenland, and Norway, juin 2011.
- DET NORSKE VERITAS, *Major Hazard Incidents, Arctic Offshore Drilling Review*, février 2011.
- DET NORSKE VERITAS, *OLF/NOFO - Summary of differences between offshore drilling regulations in Norway and U.S. Gulf of Mexico*, juillet 2010.
- HICKMAN, Alexander, *The Report of the Royal Commission (Canada) on the Ocean Ranger Marine Disaster*, Ottawa, Canadian Government Publishing Centre, 1984.
- INNOVATION MARITIME, *Examen des mesures de prévention, de préparation et d'intervention en cas d'accident majeur - Milieu marin*, Rapport d'étape présenté au MERN, 2015.
- MOREIRA, W. et al, « Liability for Marine Pollution from Offshore Operations », 26 *Dalhousie LJ* 429.
- MYERS, Lynne C. et Jessica FINNEY, *Offshore Oil and Gas development in British-Columbia*, Topical Information for Parliamentarians, Library of Parliament of Canada, 22 novembre 2004.
- NATIONAL COMMISSION ON THE BP DEEPWATER HORIZON OIL SPILL AND OFFSHORE DRILLING, *DeepWater: The Gulf Oil Disaster and the future of Offshore Drilling, Report to the President*, janvier 2011.
- OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE, *Le passé imprègne le présent et contient le futur, La revue des forages extracôtiers dans l'Arctique canadien, Préparons l'avenir*, décembre 2011.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE, *Exigences de dépôt relatives aux forages extracôtiers dans l'Arctique canadien*, décembre 2011.

PENICK, Van, « Legal Framework in the Canadian Offshore », 24 *Dalhousie LJ* 1.

QUÉBEC : GÉNIVAR, *Évaluation environnementale stratégique sur la mise en valeur des hydrocarbures dans le bassin de l'estuaire maritime et du nord-ouest du golfe du Saint-Laurent (EES1)*, rapport préliminaire, 2010.

QUÉBEC : GÉNIVAR, *Évaluation environnementale stratégique sur la mise en valeur des hydrocarbures dans les bassins d'Anticosti, de Madeleine et de la baie des Chaleurs (EES2)*, 2013.

QUÉBEC, *La réglementation par objectifs*, Propositions du Groupe de travail Justice – Secrétariat à l'allègement réglementaire, Conseil exécutif, 2001.

QUÉBEC, *Synthèse des connaissances et plan d'acquisition de connaissances additionnelles*, Évaluations environnementales stratégiques sur les hydrocarbures, 2015.

ROY, Stéphanie, *La répartition des risques liés à l'exploitation des hydrocarbures d'Old Harry : étude de la responsabilité en cas de déversement*, mémoire de maîtrise en droit, 2015 [non publiée].

SCHOENBAUM, Thomas J, « Liability for damages in oil spill accidents: Evaluating the USA and international law regimes in the light of Deepwater Horizon » (2012) 24:3 *J Environ Law* 395-416.

TURNER, M., SKINNER, J., ROBERTS, J., HARVEY, R., & S.L ROSS ENVIRONMENTAL RESEARCH LTD., *Review of Offshore Oil-spill Prevention and Remediation Requirements and Practices in Newfoundland and Labrador*, St. John's, Government of Newfoundland and Labrador, 2010.

UNITED KINGDOM, House of Commons, *Report of the Energy and Climate Change Committee on the UK Deepwater Drilling: Implications of the Gulf of Mexico Oil Spill*, Second Report, 2011.

3.2. Sites Internet

AMERICAN OIL AND GAZ HISTORICAL SOCIETY, *Offshore Petroleum History*, en ligne : <<http://aoghs.org/offshore-history/offshore-oil-history/>>, page consultée le 20 septembre 2015.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, en ligne :
<<http://www.americanpetroleuminstitute.com/>>.

BUREAU OF SAFETY AND ENVIRONMENTAL PROTECTION, (États-Unis), en ligne :
<<http://bsee.gov>>.

BUREAU OF OCEAN ENERGY MANAGEMENT: <<http://www.boem.gov>>, page consultée le
20 septembre 2015.

ENVIRONNEMENT CANADA, *Mesure des valeurs économiques pour l'environnement*, en
ligne : <<https://www.ec.gc.ca/air/default.asp?lang=Fr&n=DB24CA96-1>>, page consultée le
20 septembre 2015.

HEBRON, en ligne : <<http://www.hebronproject.com>>, page consultée le 20 septembre 2015.

HIBERNIA, en ligne : <<http://www.hibernia.ca>>, page consultée le 20 septembre 2015.

OFFICE CANADA - TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR DES HYDROCARBURES
EXTRACÔTIERS, en ligne : <<http://www.cnlopb.ca/>>.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE, en ligne : <<https://www.neb-one.gc.ca/nrth/index-fra.html>>.

OFFSHORE POLLUTION LIABILITY ASSOCIATION, en ligne :
<<http://www.opol.org.uk/index.htm>>.

OFFSHORE DIVISION (OSD) OF THE HEALTH AND SAFETY EXECUTIVE (HSE),
(Royaume-Uni), en ligne : <<http://www.hse.gov.uk/offshore>>.

OIL AND GAS AUTHORITY (Royaume-Uni), en ligne :
<<https://www.gov.uk/government/organisations/oil-and-gas-authority>>.

NEWFOUNDLAND AND LABRADOR HERITAGE, en ligne : <<http://www.heritage.nf.ca>>,
page consultée le 20 septembre 2015.

ANNEXE I

Recommandations des commissions d'examen du Canada, de Terre-Neuve-et-Labrador, du Royaume-Uni et des États-Unis suite à l'accident de *Deepwater Horizon*

1. CANADA (ARCTIQUE)

Comité sénatorial permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles, *Les faits ne justifient pas l'interdiction des opérations actuelles de forage en mer : étude sénatoriale au lendemain de l'incident de la plateforme Deepwater Horizon de BP*, août 2010, pp. 61 ss.

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 extracôtières 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.

2. CANADA (TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR)

TURNER, M., SKINNER, J., ROBERTS, J., HARVEY, R., & S.L ROSS ENVIRONMENTAL RESEARCH LTD., *Review of Offshore Oil-spill Prevention and Remediation Requirements and Practices in Newfoundland and Labrador*, St. John's, Government of Newfoundland and Labrador, 2010, pp. 219 et ss.

1. A dispersant-use capability program be established for Newfoundland and Labrador waters, including the development of a pre-approval process.
2. Establish a means of reviewing and performing relevant research to determine if the use of dispersants can provide a net environmental benefit, and if so, require offshore operators to include the use of dispersants in their oil-spill response plans.
3. Create and fund a system in an appropriate department (Environment Canada) to approve commercial dispersant products that can be used in the waters off Newfoundland and Labrador.
4. Define areas and conditions for the Newfoundland and Labrador offshore in which dispersant usage can be pre-approved.
5. Establish standards for effectiveness and effects monitoring and monitor training similar to the Special Monitoring of Applied Response Technology (SMART) Protocols in the United States. In addition, consideration should also be given to the possibility of dispersant injection at the wellhead, in the event of a subsea oil-well blowout.
6. In-situ burning capability should be considered and developed for Newfoundland and Labrador.
7. Pre-approval for in-situ burning operations, both in open-waters and ice-covered conditions, should have defined standards for effectiveness and effects monitoring.
8. Ensure appropriate response equipment, techniques and training are accessible and listed in Contingency Plans.
9. Transport Canada continues to undertake initiatives to further enhance its NASP. This may include, but is not limited to, an increase in flight surveillance frequency, improvements to the technology used to detect spills, and the expansion of pollution surveillance areas.
10. Transport Canada should continue its diligence in monitoring, enforcement, and conviction activities. Transport Canada must be consistent and stringent in its processes to demonstrate that spills of any sort will not be acceptable in Canadian waters.
11. Transport Canada ensure that all recommendations highlighted in their assessments be implemented in a timely fashion to ensure the likelihood of an oil-spill is minimized and that the region is as prepared as reasonably possible in the event of an oil-spill.

12. Transport Canada continues to uphold an effective line of communication with its stakeholders to identify oil-spill research needs and establish priorities for future activities. These priorities may be used to direct oil-spill research and development activities at Environment Canada, disseminate any findings, and provide advice to regional and federal agencies managing oil-spills.

13. Transport Canada continues with public engagements and takes measures to improve emergency preparedness at local, regional and international levels to ensure they are commensurate with the level of the risks that exist. This is achieved by continuing to provide forums for information exchange and collaboration, in support of the objectives for improving oil-spill prevention, preparedness and response.

14. Transport Canada participates in oil-spill research programs, keeping educated and up-to-date with modernization.

15. Transport Canada actively participates in researching and utilizing all new oil-spill countermeasure technology, including, but not limited to, mechanical recovery, chemical treating agents, in-situ burning, and natural attenuation.

16. The C-NLOPB, in partnership with industry, create a mechanism that will ensure appropriate R&D activities are confirmed, scheduled, and delivered commensurate with associated risks offshore Newfoundland and Labrador. It may be advisable that the Board ensure that prior to receiving an Approval to Drill a Well (ADW), the operator provide the nature of the R&D initiatives, the perceived outcome, the cost, and the proposed timeframe for delivery.

17. The C-NLOPB continue being vigilant in its regulatory oversight responsibility and keep the highest level of scrutiny in relation to its mandate of worker safety, environmental protection, resource management and industrial benefits. This involves the continuance of a high safety standard application and a strict robust monitoring and reporting system. It should also be recognized, that as our industry grows, so shall the oversight responsibilities of the C-NLOPB. This continued growth will require additional financial resources.

18. The C-NLOPB must continue with international involvement, which is an important vehicle that ensures that lessons and practices are shared with relevant regulators and operating companies.

19. The C-NLOPB must keep exploring ways to implement more effective and smarter regulatory frameworks without compromising any aspect of the environment or health and safety of employees or the public.

20. The C-NLOPB must demonstrate more transparency and find ways to communicate industry information and analysis in ways that are accessible to a broad audience. This may be achieved by the Board and industry jointly, by creating an educational and awareness policy for the public and all stakeholders.

21. Government adhere to the senate committee recommendation regarding liability limits in Canada. Specifically, a comprehensive review of the liability limits must be undertaken with the ultimate goal of adjusting the threshold to a value that better represents today's current economic realities.

22. The C-NLOPB require operators to develop a strategic contingency plan dealing specifically with blowouts. The plan should encompass a total system approach to blowout control, management response and recovery, and demonstrate an acceptable level of preparedness, and the critical resources to manage an incident effectively, including hazard management, incident management, qualification management, information management, and technology management. The plan should not be static but tested to ensure reliability, safety team building and overall confidence.

23. The C-NLOPB hold more industry seminars to transfer the knowledge of technology related to deepwater and HPHT wells to the local community. This will further strengthen its regulatory efforts and show leadership within the local community.

24. The C-NLOPB modify the current Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board Drilling and Production Guidelines to:

- Require, particularly for deep water wells or wells with anticipated high subsurface temperature and pressure, a comprehensive well-control management plan comprising all of the policies and procedures, equipment standards and training and competencies that ensure well-control during drilling operations, including risk assessment for loss of well-control;
- Include formation fluid influx in the definition of —incident;
- Ensure automatic disconnect of the stack is undertaken when maximum riser angle is reached (deepwater operations only);
- Remote intervention is available for subsea BOP stacks for all water depths;
- One set of shear rams for deepwater BOP stacks is capable of shearing casing;
- Shear boost systems are considered for BOP stacks installed on platforms;
- Require, particularly for deepwater wells or wells with anticipated high subsurface temperature and pressure, verification of well design prior to issuance of Approval to Drill a Well; and,
- Reconcile with the Guidelines for Drilling Equipment, as revised 2007.

25. Third-party auditing be implemented and become normal practice in the Newfoundland and Labrador offshore oil industry, particularly for deepwater wells or wells with high anticipated pressure and temperature. Such auditing should address the adequacy of well design and the implementation of the well-control management system during drilling operations.

3. ROYAUME-UNI

House of Commons, *Report of the Energy and Climate Change Committee on the UK Deepwater Drilling: Implications of the Gulf of Mexico Oil Spill*, Second Report, 2011, pp. 41 et ss.

1. In the light of recent drilling activity in the waters around the Falkland Islands, we asked witnesses from OSPRAG and Oil and Gas UK whether the UK regulatory regime applied to drilling in that area. There was a lack of clarity over responsibility for drilling and oil response in the Falkland Islands. We recommend that the Government clarify what regulatory regimes apply to drilling and oil spill response in the Falkland Islands and who is responsible for enforcing them. (Paragraph 22)

2. Oil company boards lack members with environmental experience. The industry should take steps to remedy this and the Government should encourage them to do so. (Paragraph 30)3. We conclude that the UK has high offshore regulatory standards, as exemplified by the Safety Case Regime that was set up in response to the Piper Alpha tragedy in 1998. The UK regulatory framework is based on flexible, goal-setting principles that are superior to those under which the Deepwater Horizon operated. (Paragraph 34)

4. Nevertheless, despite the high regulatory standards in the UK we are concerned that the offshore oil and gas industry is responding to disasters, rather than anticipating worst-case scenarios and planning for high-consequence, low-probability events. (Paragraph 35)

5. It is imperative that there is someone offshore who has the authority to bring a halt to drilling operations at any time, without recourse to on shore management. We urge the Government to seek assurances from industry that the prime duty of the people with whom this responsibility rests is the safety of personnel and the protection of the environment. (Paragraph 38)

6. Given that the failure of the single blind-shear ram to fire on the Deepwater Horizon's blowout preventer seems to have been one of the main causes of the blowout of the Macondo well, we recommend that the Health and Safety Executive specifically examine the case for prescribing that blowout preventers on the UK Continental Shelf are equipped with two blind shear rams. (Paragraph 45)

7. While the flexibility of the UK safety regulation regime appears to have worked well, we recommend that for fail-safe devices such as the blowout preventer the Government should adopt minimum, prescriptive safety standards or demonstrate that these would not be a cost-effective, last-resort against disasters. (Paragraph 52)

8. We believe that the Government must ensure that the UK offshore inspection regime could not allow simple failures—such as a battery with insufficient charge—to go unchecked. (Paragraph 55)

9. Whilst there is a risk of conflicts of interests affecting the judgement of independent competent persons who assess the design of wells we have had no evidence of such conflicts presented to us. (Paragraph 60)

10. We find some conflict in the reports from the HSE about bullying and harassment on rigs and the assurances of the industry that sincere whistle blowers will be heard and protected. We recommend that the Government should discuss with the industry and unions what further steps are needed to prevent safety representatives from being or feeling intimidated into not reporting a hazard, potential or otherwise. (Paragraph 66)

11. It is important and necessary that the offshore safety culture is cascaded throughout the supply chain, from existing contractors at all levels, through to new-entrants onto the UK Continental Shelf. (Paragraph 68)

12. There is both risk and the advantage of competition where global oil and gas companies operate to different standards when working in different regulatory regimes. We recommend that the Government monitor any changes in the US regulatory regime to see if—in the light of the response to the Deepwater Horizon incident—the US establishes a new gold-standard of regulation, as the UK and Norway did after the Piper Alpha tragedy. We would urge the Government to work with regulators in other offshore oil and gas provinces to ensure that the highest standards of safety can be achieved globally through an exchange of best practice lessons. (Paragraph 72)

13. The Bly Report—BP’s internal investigation into the Deepwater Horizon incident—does not contain a root-cause analysis of the events that led to the blowout of the Macondo well, the loss of 11 men on the Deepwater Horizon, and the release of 4.9 million barrels of oil into the Gulf of Mexico. We urge the Government not to rely extensively on the Bly Report, given the controversy surrounding the responsibility for the incident and the design of the Macondo well, but rather to consider its conclusions in parallel with the observations of other companies involved with the incident, and with the recommendations of US agencies investigating the incident. (Paragraph 78)

14. We believe that the environmental impacts of a sub-sea well blowout need to be understood and taken into account when a drilling licence is issued in the UK. We urge the Government to ensure that the licensing regime takes full account of high consequence, low probability events. (Paragraph 79)

15. We recommend that as part of the drilling-licence process, the Government require companies to consider their responses to high-consequences, low-probability events—such as a blowout. The Government should not automatically accept claims that companies have mitigated away the risk of such worst-case scenarios. We urge the Government to introduce this requirement as drilling ventures into increasingly extreme environments. (Paragraph 81)

16. Given the high costs of the incident in the Gulf of Mexico, we believe that the OPOL (Offshore Pollution Liability Association) limit of \$250 million is insufficient. We are concerned that the OPOL provisions only cover direct damage and also that the precise definition of “direct damage” is unclear. While membership of OPOL remains voluntary—despite it being a pre-requisite for a licence—its voluntary nature weakens its legality and the control and deployment of its funds. We believe this lack of legal control will allow polluters to claim that damages to

biodiversity and ecosystems are indirect, and therefore do not qualify for compensation. (Paragraph 90)

17. We conclude there needs to be clarity on the identity and hierarchy of liable parties to ensure that the Government, and hence the taxpayer, do not have to pay for the consequences of offshore incidents. We conclude that any lack of clarity on liability will inhibit the payment of compensation to those affected by an offshore incident. We recommend that it should be a requirement of the licensing process that the licensee prove their ability to pay for the consequences of any incident that could occur. We recognise that these measures could add to the cost of investing in new UK oil and gas production and urge the Treasury to reflect this when considering incentives to such investments. (Paragraph 91)

18. We recommend that the Government consider whether compulsory third-party insurance should become a necessary requirement for small exploration and production companies. (Paragraph 93)

19. We acknowledge that oil spill response plans often share procedures for dealing with oil spills. There is some concern that in the past this may have led to a culture of copying-and-pasting rather than the production of site-specific plans which recognise the drilling environment and the risk of high-consequence, low-probability events. We recommend the Government re-examine oil spill response plans to ensure that this is not the case. (Paragraph 101)

20. We recommend that the Government draw up clear guidelines on the sub-sea use of dispersants in tackling oil spills, based on the best available evidence of both their effectiveness and their environmental impact. We also recommend the Government monitor the effects of sub-sea dispersants in the Gulf of Mexico to inform these guidelines. (Paragraph 108)

21. We recognise that the UK's oil spill response system is robust and rightly focuses on prevention, followed by containment and then clean-up. We welcome the development of new capping and containment systems capable of dealing with a sub-sea blowout. However, we feel that the absence of these devices before the Macondo incident is indicative of the industry's and the regulator's flawed approach to high-consequence, low-probability events. Prevention is better than cure, and we recommend once again the Government recognise that in its regulatory regime these systems are not a substitute for fully functioning blowout preventers. (Paragraph 111)

22. There are serious doubts about the ability of oil spill response equipment to function in the harsh environment of the open Atlantic in the West of Shetland. We recommend that the Government ensures that any capping, containment and cleanup systems are designed to take full account of the harsh and challenging environment West of Shetland. (Paragraph 117)

23. We conclude that—as it stands—the EU Environmental Liability Directive is unlikely to bring to account those responsible for environmental damage caused by an offshore incident such as happened in the Gulf of Mexico. We recommend that the Government works with the EU to ensure a new directive is drawn up that follows the polluter-pays principle and unambiguously identifies who is responsible for the remediation of any environmental damage. (Paragraph 122)

24. We utterly reject calls for increased regulatory oversight from the European Commission. We recommend that EU countries without a North Sea coastline should not be involved with discussions on regulation of the offshore industry on the UK Continental Shelf. (Paragraph 127)

25. We conclude that a moratorium on offshore drilling in the UK Continental Shelf would cause drilling rigs and expertise to migrate to other parts of the globe. A moratorium on deepwater drilling would decrease the UK's security of supply and increase the UK's reliance upon imports of oil and gas. A moratorium could also harm the economies of communities in Scotland who rely upon the UK offshore oil and gas industry as well as the wider British economy to which the industry makes a major contribution. There is insufficient evidence of danger to support such a moratorium. We conclude that there should not be a moratorium on deepwater drilling in the UK Continental Shelf. (Paragraph 138)

4. ÉTATS-UNIS

NATIONAL COMMISSION ON THE BP DEEPWATER HORIZON OIL SPILL AND OFFSHORE DRILLING, *DeepWater: The Gulf Oil Disaster and the future of Offshore Drilling*, Report to the President, janvier 2011, pp. 253 et ss.

A. Improving the Safety of Offshore Operations

A1: The Department of the Interior should supplement the risk-management program with prescriptive safety and pollution-prevention standards that are developed and selected in consultation with international regulatory peers and that are at least as rigorous as the leasing terms and regulatory requirements in peer oil-producing nations.

A2: The Department of the Interior should develop a proactive, risk-based performance approach specific to individual facilities, operations and environments, similar to the “safety case” approach in the North Sea.

A3: Working with the International Regulators’ Forum and other organizations, Congress and the Department of the Interior should identify those drilling, production, and emergency-response standards that best protect offshore workers and the environment, and initiate new standards and revisions to fill gaps and correct deficiencies. These standards should be applied throughout the Gulf of Mexico, in the Arctic, and globally wherever the international industry operates. Standards should be updated at least every five years as under the formal review process of the International Organization for Standardization (ISO).

A4: Congress and the Department of the Interior should create an independent agency within the Department of the Interior with enforcement authority to oversee all aspects of offshore drilling safety (operational and occupational), as well as the structural and operational integrity of all offshore energy production facilities, including both oil and gas production and renewable energy production.

A5: Congress and the Department of the Interior should provide a mechanism, including the use of lease provisions for the payment of regulatory fees, for adequate, stable, and secure funding to the key regulatory agencies—Interior, Coast Guard, and NOAA—to ensure that they can perform their duties, expedite permits and reviews as needed, and hire experienced engineers, inspectors, scientists, and first responders. (See Recommendation G2.)

B. Safeguarding the Environment

B1: The Council on Environmental Quality and the Department of the Interior should revise and strengthen the NEPA policies, practices, and procedures to improve the level of environmental analysis, transparency, and consistency at all stages of the OCS planning, leasing, exploration, and development process.

B2: The Department of the Interior should reduce risk to the environment from OCS oil and gas activities by strengthening science and interagency consultations in the OCS oil and gas decision-

making process.

B3: Congress, by enacting legislation, and the Department of the Interior, through its lease provision, should require the oil and gas industry to pay fees that support environmental science and regulatory review related to OCS oil and gas activities to enable cooperating agencies to carry out these responsibilities. (See Recommendation G2.)

C. Strengthening Oil Spill Response, Planning, and Capacity

C1: The Department of the Interior should create a rigorous, transparent, and meaningful oil spill risk analysis and planning process for the development and implementation of better oil spill response.

C2: EPA and the Coast Guard should establish distinct plans and procedures for responding to a “Spill of National Significance.”

C3: EPA and the Coast Guard should bolster state and local involvement in oil spill contingency planning and training and create a mechanism for local involvement in spill planning and response similar to the Regional Citizens’ Advisory Councils mandated by the Oil Pollution Act of 1990.

C4: Congress should provide mandatory funding for oil spill response research and development and provide incentives for private-sector research and development.

C5: EPA should update and periodically review its dispersant testing protocols for product listing or pre-approval, and modify the pre-approval process to include temporal duration, spatial reach, and volume of the spill.

C6: The Coast Guard should issue guidance to establish that offshore barrier berms and similar dredged barriers generally will not be authorized as an oil spill response measure in the National Contingency Plan or any Area Contingency Plan.

D. Advancing Well-Containment Capabilities

D1: The National Response Team should develop and maintain expertise within the Federal government to oversee source-control efforts.

D2: The Department of the Interior should require offshore operators to provide detailed plans for source control as part of their oil spill response plans and applications for permits to drill.

D3: The National Response Team should develop and maintain expertise within the federal government to obtain accurate estimates of flow rate or spill volume early in a source-control effort.

E. Overcoming the Impacts of the Deepwater Horizon Spill and Restoring the Gulf

E1: The Coast Guard, through the Federal On-Scene Coordinator, should provide scientists with timely access to the response zone so that they can conduct independent scientific research during an oil spill response and long-term monitoring in the future.

E2: The Trustees for Natural Resources should ensure that compensatory restoration under the Natural Resource Damage Assessment process is transparent and appropriate

E3: EPA should develop distinct plans and procedures to address human health impacts during a Spill of National Significance.

E4: Congress, federal agencies, and responsible parties should take steps to restore consumer confidence in the aftermath of a Spill of National Significance.

E5: Congress should dedicate 80 percent of the Clean Water Act penalties to longterm restoration of the Gulf of Mexico.

E6: Congress and federal and state agencies should build the organizational, financial, scientific, and public outreach capacities needed to put the restoration effort on a strong footing.

E7: The appropriate federal agencies, including EPA, Interior, and NOAA, and the Trustees for Natural Resources should better balance the myriad economic and environmental interests concentrated in the Gulf region going forward. This would include improved monitoring and increased use of sophisticated tools like coastal and marine spatial planning. Many of these tools and capacities will also be important to manage areas of the OCS outside the Gulf.

F. Ensuring Financial Responsibility

F1: Congress should significantly increase the liability cap and financial responsibility requirements for offshore facilities.

F2: Congress should increase the limit on per-incident payouts from the Oil Spill Liability Trust Fund.

F3: The Department of the Interior should enhance auditing and evaluation of the risk of offshore drilling activities by individual participants (operator, driller, other service companies). The Department of the Interior, insurance underwriters, or other independent entities should evaluate and monitor the risk of offshore drilling activities to promote enhanced risk management in offshore operations and to discourage unqualified companies from remaining in the market.

F4: The Department of Justice's Office of Dispute Resolution should conduct an evaluation of the Gulf Coast Claims Facility once all claims have been paid out, in order to inform claims processes in future Spills of National Significance. The evaluation should include a review of the process, the guidelines used for compensation, and the success rate for avoiding law suits.

G. Promoting Congressional Engagement to Ensure Responsible Offshore Drilling

G1: Increase and maintain congressional awareness of the risks of offshore drilling in two ways. First, create additional congressional oversight of offshore safety and environmental risks. Second, require the appropriate congressional committees to hold an annual oversight hearing on the state of technology, application of process safety, and environmental protection to ensure these issues receive continuing congressional attention.

G2: Congress should enact legislation creating a mechanism for offshore oil and gas operators to provide ongoing and regular funding of the agencies regulating offshore oil and gas development.

ANNEXE II

Exigences du Canada, de Terre-Neuve-et-Labrador, du Royaume-Uni et des États-Unis en matière de plans d'urgence

1. CANADA (ARCTIQUE)

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE, *Exigences de dépôt relatives aux forages extracôtiers dans l'Arctique canadien*, 2015.

[...]

4.17 Plan d'urgence en cas de rejet incontrôlé des fluides d'un réservoir

Contexte

Le *Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada* (article 6) exige du demandeur qu'il présente des plans d'urgence afin de réduire les conséquences de tout événement normalement prévisible qui pourrait compromettre la sécurité ou la protection de l'environnement. La perte de maîtrise d'un puits en est un exemple. La perte de maîtrise d'un puits peut prendre diverses formes : une éruption en surface, l'écoulement souterrain non contrôlé de fluides d'une formation à une autre ou le rejet de fluides sur le fond marin.

But

La demande décrit le plan d'urgence pour maîtriser un rejet incontrôlé de fluides d'un réservoir ou une éruption, avec suffisamment de détails pour démontrer une capacité d'intervention adéquate pour arrêter l'écoulement d'un puits non contrôlé, à la surface, sur le fond marin et sous le plancher océanique.

Exigences de dépôt

a) Généralités

1. Décrire le pire des scénarios, notamment le débit estimatif, le volume total de fluides et la durée maximale d'une éruption potentielle, ainsi que les propriétés du pétrole rejeté.
2. Exposer les critères qui serviraient à choisir les mesures d'urgence appropriées pour reprendre le contrôle d'un puits au cours de travaux dans la zone extracôtière de l'Arctique, tout en réduisant au minimum la durée du déversement et les effets environnementaux, même s'il est requis de montrer qu'il y a capacité de forer un puits de secours au cours d'une même saison.
3. Détailler les mesures qui existent pour reprendre le contrôle d'un puits grâce à une intervention au puits même et par le forage d'un puits de secours. Pour chacune de ces mesures, préciser ce qui suit :

- a. l'ordre dans lequel les diverses méthodes seraient appliquées;
 - b. les délais de mise en œuvre dans chaque cas;
 - c. les contraintes ou les limites, notamment les conditions environnementales (p. ex., empiètement par la glace, intempéries);
 - d. la disponibilité d'effectifs compétents, d'équipements, d'une unité de forage et de matières consommables.
4. Décrire de quelle façon les leçons tirées d'accidents graves et quasi-accidents antérieurs ont été intégrées dans le plan d'urgence proposé.

b) Coiffage et confinement

5. Décrire les méthodes et le système de coiffage et de confinement proposés pour faire face au pire des scénarios.
6. Exposer les plans concernant la mobilisation, le déploiement et la mise en œuvre du système de coiffage et de confinement, y compris l'élimination des débris ou des pièces endommagées des systèmes sous-marins.
7. Faire état du plan d'exécution, des ressources requises, de la fiabilité et des redondances du système de coiffage et de confinement dans le milieu unique de l'Arctique.
8. Décrire les systèmes de soutien requis, notamment les navires, les brise-glaces, le système de tube prolongateur, les engins sous-marins télécommandés, etc.
9. Décrire le processus d'essai et d'homologation du système de coiffage et de confinement, y compris la qualification des nouvelles techniques, s'il y a lieu.

c) Capacité de forer un puits de secours au cours d'une même saison

Politique

Relativement à la zone extracôtière de l'Arctique canadien, l'Office a pour politique d'exiger que le demandeur démontre, dans son plan d'urgence, qu'il a la capacité de forer un puits de secours pour maîtriser un puits non contrôlé durant la saison où le puits en question a été foré. C'est ce qu'on appelle la politique sur les puits de secours au cours d'une même saison. Le résultat visé par cette politique est la réduction au minimum des répercussions nuisibles sur l'environnement. Le demandeur doit faire la preuve de cette capacité.

Le forage d'un puits de secours représente une des mesures d'urgence possibles en cas de perte de la maîtrise d'un puits. L'Office s'attend également de l'exploitant qu'il poursuive l'intervention d'urgence pour reprendre la maîtrise d'un puits en utilisant tous les moyens à sa disposition, tout en concevant un puits de secours et en mobilisant matériel et effectifs pour le creuser.

10. Eu égard aux puits de secours et aux plans, marches à suivre, techniques et compétences nécessaires pour tuer un puits non contrôlé durant la saison où le puits en question a été foré :
 - a. décrire l'unité de forage qui sera employée et fournir des précisions sur sa mobilisation;
 - b. indiquer au moins deux emplacements convenables pour forer un puits de secours au cours d'une même saison et fournir une interprétation sismique à faible profondeur de la partie supérieure du trou;
 - c. évaluer les dangers liés au positionnement du puits de secours à proximité du puits à maîtriser;
 - d. confirmer que l'unité de forage du puits de secours, le véhicule de service et le matériel sont disponibles et en mesure de forer le puits de secours et de tuer le puits non contrôlé au cours de la même saison de forage;
 - e. confirmer la disponibilité de l'équipement de puits ainsi que du matériel spécialisé, des effectifs, des services et des matières consommables nécessaires pour tuer le puits non contrôlé au cours de la même saison.
11. Décrire les plans d'urgence portant sur le puits de secours à forer.
12. Fournir une estimation du temps requis pour forer le puits de secours et tuer le puits non contrôlé au cours d'une même saison.
13. Décrire comment toutes les techniques d'intervention disponibles, en plus du puits de secours, seront mises à contribution de manière à cesser l'écoulement d'un puits non contrôlé le plus rapidement possible.
14. Détailler les stratégies et l'état de préparation que suppose le forage d'un puits de secours à l'aide d'un deuxième appareil de forage, y compris la planification préalable, la préparation et la disposition des équipements pour réduire le temps requis pour tuer le puits non contrôlé.

4.18 Plan d'urgence en cas de déversement

Contexte

Les plans d'urgence en cas de déversement détaillent les mesures d'intervention à prendre pour atténuer les conséquences, du point de vue de l'environnement et de la sécurité, d'un rejet accidentel ou imprévu de substances dans le milieu naturel. La pollution, outre qu'elle inclut les déversements, s'entend aussi des cas où l'évacuation de matières associées à des activités ou des travaux approuvés excède les limites autorisées.

But

Les plans d'urgence concernant les interventions en cas de déversement fournissent suffisamment de détails pour montrer que les systèmes, les processus, les procédures, les marches à suivre et les capacités voulus seront en place pour :

- réduire au minimum les conséquences sur les milieux marin, terrestre et atmosphérique de rejets accidentels ou non autorisés;
- protéger les travailleurs et le public.

Exigences de dépôt

1. Décrire les sources de déversements possibles dans le contexte de la demande d'autorisation, y compris les suivantes :
 - a. l'unité de forage et l'équipement connexe;
 - b. les travaux de forage;
 - c. les véhicules de service et leur exploitation;
 - d. les navires de ravitaillement et leur exploitation;
 - e. les navires d'intervention;
 - f. les aéronefs à voilure fixe et à voilure tournante;
 - g. l'équipement et les opérations d'intervention d'urgence.
2. Décrire toutes les substances susceptibles d'être rejetées dans le milieu naturel pendant les activités ou opérations faisant partie de la demande d'autorisation, y compris ce qui suit :
 - a. les rejets, émissions ou échappements de gaz ou de pétrole attribuables aux travaux de forage ou à l'unité de forage;
 - b. les rejets de navires ou de véhicules.
3. Exposer des scénarios de déversement de faible volume pendant une activité de forage.
4. Décrire le pire scénario de déversement lors d'une perte de confinement majeure du pétrole provenant d'un puits.
5. Décrire les conséquences de la réalisation du pire scénario de déversement de pétrole, notamment :
 - a. la quantité de pétrole susceptible de s'échapper;
 - b. la quantité de pétrole qui serait récupéré;
 - c. les répercussions probables à court terme sur l'environnement et les collectivités du Nord;
 - d. les répercussions résiduelles à long terme sur l'environnement et les collectivités du Nord;
 - e. le temps qu'il faudrait pour reprendre la maîtrise du puits dans les pires conditions d'exploitation envisageables.

6. Expliquer à quelles étapes du programme de forage, ou dans quelles conditions physiques, les scénarios décrits posent le plus grand risque.
7. Décrire la démarche et les critères à employer pour cerner les composantes environnementales et socioéconomiques valorisées qui doivent être protégées en priorité.
8. Décrire les processus de collecte, de manutention, de stockage et d'élimination des déchets anticipés dans divers scénarios de déversement, y compris le pire des scénarios.
9. Décrire la modélisation de la trajectoire de déversements de pétrole, y compris ses caractéristiques et limites, la validation et les résultats pour le pire scénario de déversement. Décrire les capacités 3D, s'il y en a, et les possibilités qu'elle offre de simuler le mouvement de déversements sur ou sous la glace dans le milieu unique qu'est l'Arctique.
10. Faire état de la capacité du demandeur d'exploiter, à l'appui des opérations d'intervention, un modèle de prévision de la trajectoire de déversements de pétrole qui utilise des données en temps réel sur le vent et les courants.
11. Présenter l'organigramme d'intervention exposant la structure de commandement pour les interventions d'urgence et les postes des intervenants, ainsi que leurs fonctions ou responsabilités et l'obligation de rendre compte selon les divers paliers ou niveaux d'urgence.
12. Exposer les processus et les procédés, ainsi que les mesures chimiques, pour le confinement et la récupération, ou l'élimination et le nettoyage, des substances répandues.
13. Décrire les processus de collecte, de manutention, de stockage et d'élimination des déchets anticipés dans divers scénarios de déversement, y compris le pire des scénarios.
14. Exposer les processus et les marches à suivre pour signaler et surveiller tous les déversements, et faire rapport sur l'avancement des mesures d'intervention.
15. Présenter les critères et le schéma de décision qui seront employés pour déterminer les mesures appropriées de lutte contre un déversement de pétrole.
16. Décrire les principales stratégies d'intervention et méthodes de confinement, de surveillance, de suivi, de récupération et de nettoyage de déversements à la surface de l'eau, dans les fonds marins, le long du rivage, sur les glaces et dans des eaux envahies par les glaces.
17. Pour chaque méthode d'intervention, exposer les limites opérationnelles (obstacles d'intervention) qui tiennent aux conditions particulières du milieu arctique, notamment le vent, les vagues, la glace, la température, la visibilité et la lumière du jour.
18. Exposer les critères et les méthodes de contrôle de l'efficacité de chaque stratégie et méthode d'intervention.
19. Répertorier les navires, les installations, le matériel, l'équipement de communication et les matériaux, réservés et aisément déployables, qui sont destinés à intervenir en cas de

- déversement et indiquer les délais attendus de mobilisation et de déploiement sur le terrain.
20. Décrire les ressources en intervenants qualifiés qui seraient mises à contribution pour chaque type de scénario de déversement.
 21. Décrire les améliorations ou ajouts proposés à l'infrastructure en place pour soutenir et faciliter la mise en œuvre des stratégies d'intervention ainsi que gérer l'équipement, le matériel et les ressources humaines.
 22. Décrire, s'il y a lieu, les nouveaux éléments d'infrastructure proposés pour soutenir et faciliter la mise en œuvre des stratégies d'intervention ainsi que gérer l'équipement, le matériel et les ressources humaines.
 23. Exposer les exigences en matière de formation et de qualification, ou les critères d'évaluation de la compétence, du personnel, ainsi que l'étendue et la fréquence proposées des exercices d'intervention en cas de déversement de pétrole simulant les conditions propres au milieu arctique.
 24. Décrire l'étendue et la fréquence des exercices d'intervention en cas de déversement menés dans l'Arctique avant le forage et au cours de l'exploitation, qui visent à mettre la capacité d'intervention à l'épreuve et à vérifier plus à fond l'efficacité des stratégies et méthodes d'intervention, et les nouvelles techniques.
 25. Décrire de quelle façon la procédure d'intervention d'urgence sera coordonnée de manière appropriée avec les plans d'intervention des organismes municipaux, territoriaux et fédéraux compétents, ainsi que les ententes d'entraide. Inclure la mise en commun ou l'élargissement des ressources d'intervention et les accords internationaux. Expliquer comment ces mesures de coordination pourraient être prises avant les activités de forage proposées.
 26. Traiter de l'appui, de l'équipement et de la formation en matière d'intervention (touchant la technique d'évaluation et de restauration des rives, par exemple) à fournir aux organismes d'intervention locaux de l'Arctique.
 27. Exposer le plan de surveillance des effets négatifs sur le milieu arctique de déversements importants ou persistants.
 28. Détailler les marches à suivre pour décider des priorités de nettoyage, à terre et en mer, parmi les composantes environnementales, physiques et socioéconomiques valorisées qui sont susceptibles d'être atteintes.
 29. Exposer les critères et les méthodes touchant la surveillance, à court et à long terme, et le signalement des effets sur le milieu naturel des mesures de lutte contre les déversements.
 30. Décrire les méthodes employées pour les observations et la surveillance aériennes durant la phase d'urgence.

4.19 Procédure d'intervention en cas d'urgence

But

La demande décrit les méthodes intervention d'urgence avec assez de détail pour démontrer que la gestion de l'incident intègre plusieurs installations, pièces d'équipement, personnes et outils de communication à l'intérieur d'une structure organisationnelle unique. L'Office s'attend à ce que la demande fasse état d'un système de gestion des incidents conforme au système de commandement en cas d'incident (SCI) et compatible avec celui-ci de manière à :

- réduire au minimum les répercussions sur les milieux marin, terrestre et atmosphérique des rejets non autorisés ou accidentels;
- protéger les travailleurs et le public;
- permettre la coordination des activités d'intervention d'urgence en présence de multiples autorités ou intervenants.

Exigences de dépôt

1. Décrire les critères ayant servi à déterminer la gravité de la situation d'urgence, en précisant les divers niveaux ou cotes de gravité.
2. Exposer le processus et les critères de déclenchement, d'intensification et de réduction des mesures d'urgence.
3. Expliquer le processus et les critères d'abaissement du niveau d'urgence et d'arrêt de la phase urgente de l'intervention. Décrire les moyens utilisés pour communiquer cette information aux intervenants et organismes.
4. Expliquer le système de gestion, incluant les rôles et responsabilités, à l'aide d'organigrammes
 - a. le commandement, notamment les volets sécurité, communications et liaison;
 - b. les opérations;
 - c. la planification;
 - d. la logistique;
 - e. les finances et l'administration.
5. Décrire le processus assurant la mobilisation totale des organismes gouvernementaux compétents et des parties prenantes à l'intérieur de la structure de commandement, y compris le commandement unifié, le cas échéant.
6. Décrire comment la procédure d'intervention d'urgence assure une bonne coordination avec les plans d'intervention d'urgence des organismes municipaux, territoriaux et fédéraux compétents, ainsi qu'avec ceux des autorités outre-frontière.

7. Décrire les ententes d'assistance mutuelle, notamment le partage et l'accroissement des ressources, ainsi que les ententes internationales qui seront mises en place avant le début des activités de forage proposées.
8. Décrire la façon dont on informera le personnel désigné de son déploiement lors d'une urgence et comment on évaluera les besoins de ressources supplémentaires en fonction de l'évolution de la situation.
9. Expliquer comment on évaluera les conditions liées à la situation d'urgence et l'efficacité de l'intervention tout au long de la phase urgente.
10. Décrire le protocole de communication opérationnelle au sein de l'entreprise et entre les divers organismes (terre, air et mer).
11. Expliquer les moyens utilisés pour communiquer avec les collectivités susceptibles d'être touchées par un incident, et avec les médias.
12. Décrire le soutien logistique, incluant les lieux et les délais pour sa mise en place dans le cas du pire incident, dont les éléments suivants :
 - a. toutes les installations qui fournissent un soutien lors d'une urgence :
 - i. un poste de commandement pouvant fournir le soutien nécessaire à l'équipe de gestion de l'incident et au personnel des organismes participants;
 - ii. des centres de coordination principaux et secondaires, désignés au préalable;
 - iii. des aires de rassemblement pour l'équipement (dont les contre-mesures) et le personnel;
 - iv. des installations pour réparer l'équipement au besoin;
 - v. des lieux d'hébergement pour tout le personnel;
 - vi. des sites d'atterrissage pour des hélicoptères et des aéronefs à voilure fixe;
 - vii. des sites d'élimination et de nettoyage;
 - b. les repas;
 - c. les communications;
 - d. le soutien médical;
 - e. le soutien sur l'eau.
13. Décrire la procédure de communication interne et externe et les exigences en matière de rapport. Inclure ce qui suit :
 - a. une liste des organismes et sociétés;

- b. une description du rôle des organismes et sociétés;
 - c. une description des types de renseignements indispensables qui seront partagés;
 - d. le délai maximum pour l'envoi de l'avis initial ou la préparation d'un rapport;
 - e. une communication continue ou une indication de la fréquence des avis;
 - f. un modèle du rapport sur l'état de la situation.
14. Fournir une liste des formulaires et documents du système de gestion des incidents dont on se servira durant une situation d'urgence.
15. Décrire :
- a. le contenu du programme de formation sur le système de gestion des incidents, incluant les participants ciblés, la fréquence de la formation, les exigences de compétences et le mode d'évaluation;
 - b. le type et la fréquence des exercices d'intervention en cas d'urgence, incluant les divers niveaux de complexité, l'étendue et l'interaction avec les organismes, les partenaires d'assistance mutuelle et les participants locaux;
 - c. les mécanismes en place pour documenter les leçons apprises des exercices et élaborer des mesures correctives, les appliquer et les évaluer.
16. Indiquer les délais visés pour une intervention dans le pire cas de déversement, dans des conditions en mer et des conditions météorologiques permettant le déploiement des stratégies d'intervention 39 appropriées. Préciser les délais pour chaque phase de l'intervention, notamment l'activation du commandement de l'incident, le déploiement du poste de commandement et la mobilisation du personnel, des ressources, de l'équipement et du soutien aérien et maritime requis.

2. CANADA (TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR)

OFFICE CANADA - TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR- DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS, Drilling and Production Guidelines, 2011, pp. 15 et ss.

6.5.11 Contingency Plans

Contingency plans should include, but not limited to (as applicable) measures to:

- Prevent emergencies

Collision avoidance

Flight following and vessel tracking

Ice management (as per section 8(g) of the Regulations)

Precautionary Down-manning

Mooring Quick-Release for Floating Installations

Severe weather

Well control

- Mitigate emergencies

- Respond to emergencies

Major hazards

Loss of hydrocarbon containment

serious injury to or the death of any person;

fire / explosion;

person overboard

loss of or damage to support craft;

loss or disablement of an installation;

loss of well control, including arrangements for drilling of a relief well;

criminal activity or threats of criminal activity;

medivac / casevac

evacuation, escape and abandonment, and/or

any other identified hazard

Relief well drilling and subsea control arrangements

Resource Sharing / Mutual Aid agreements

Pollution response and monitoring

Search and Rescue

Pursuant to subsection 6(j)(i), Operators are expected to coordinate their contingency plans with those of appropriate federal, provincial and municipal agencies.

Plan(s) Content

Plans must include all information necessary to mount an effective response. They should be available easy for responders to use and include the following:

- response organization chart(s)
- duties and responsibilities of personnel
- on-site and backup medical support
- communications equipment and facilities
- response, reporting and notification procedures
- contact information for responders and identified stakeholders
- drills and exercises
- any necessary support documentation

Plan(s) must be controlled documents.

Contingency Plan Exercises

The effectiveness of contingency plans, including the interface between offshore and onshore, should be tested periodically through exercises. Operators should describe the frequency of these exercises, including a commitment to conduct an exercise at the onset of the work or activity and regularly thereafter.

Communications Equipment and Facilities

Reliable and effective communications equipment must be provided between shore-based facilities, offshore installations, survival craft, support craft and emergency services (e.g. SAR). Redundant communications systems should be available in the event of the failure of primary systems.

Medical Support

Operators should assess and provide such medical support, services, equipment and facilities as are necessary to ensure safety. Occupational physicians with offshore expertise should be

engaged in this assessment. Physicians should be available for consultation with offshore medical staff and/or for travel offshore on a 24/7 basis.

Public Release of Plan(s)

Paragraph 119(5)(f) of the Canada-Newfoundland Atlantic Accord Implementation Act (C-NAAIA) and paragraph 122(5)(f) of the Canada – Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Act (CNSOPRAIA) permit the public release of contingency plans. The operator therefore should ensure that any personal information that is protected pursuant to the Privacy Act and that is necessary to be included within these plans is, to the greatest degree possible, arranged in such a manner to facilitate its ready identification and redaction.

Particulars of Select Contingency Plans

Relief well drilling and subsea control arrangements

The operator is expected to have a contingency plan for the identification and sourcing of an alternate drilling installation(s) that is capable of drilling a relief well. The plan should provide a description of the installation's required operating capability, ancillary equipment, availability, and the schedule for mobilization to the wellsite. The source of supply for a backup wellhead system and all consumables required to set conductor and surface casing for the relief well should also be identified.

The operator should also describe its plans for intervention at, or around, subsea equipment to mitigate an uncontrolled flow of petroleum from this equipment, including the location and readiness of the equipment that would be required to support this effort.

Resource Sharing / Mutual Aid agreements

When more than one operator is active in an area, operators are expected to have mechanisms to facilitate the effective exchange of information and, if necessary, to share resources such as vessels and helicopters in order to prevent or respond to emergencies.

Flight following and vessel tracking

Operators are expected to maintain an effective flight following and vessel tracking system to monitor support craft location and status and facilitate mutual aid.

Precautionary Down-manning

Operators should establish appropriate criteria and procedures respecting precautionary down-manning in response to severe weather, upset conditions, or any other scenario that requires precautionary removal of personnel.

Pollution Response and Monitoring

The pollution response plan should document the procedures for responding to accidental pollution, with particular emphasis on oil spills. The plan should describe spill response resources, including those on site, in the local region, nationally and internationally and arrangements to mobilize to site.

The plan should specifically include:

Spill Scenarios - Including both low-probability large-scale events (e.g. blowouts) and smaller-volume spills that may occur at greater frequency. Usually these spill scenarios will have been described in the relevant environmental assessment document(s).

For drilling or production operations where oil is reasonably expected to be encountered, an oil spill trajectory analysis is required for at least the large-scale spill scenarios referenced above. Results should be reported for each month of the year, and should include a projection for spills originating at the site and followed until the slick volume is reduced to a negligible amount, until a shoreline is reached, or until the slick moves out of the model domain. This analysis, too, normally is described in, and appended to, the corresponding environmental assessment documents.

The plan should demonstrate, quantitatively to the degree possible, the linkage between the types and quantity of response resources it provides, to the spill scenarios it references.

Command Structure - The command structure the operator will use for managing pollution response. Typically a —tiered structure is used, corresponding to scales of spill response ranging from those using only at-site resources, through those requiring significant resources sourced nationally, internationally, or both.

Personnel Qualifications. - Qualifications of key personnel responsible for the management of the pollution response.

Mutual Aid Support Agreements - Summarize and reference formal resource-sharing agreements among operators and/or response organizations, particularly key countermeasures equipment. Copies of these agreements must be provided on request.

Countermeasures Strategies – Strategies that will be used for containment and cleanup in reference to the spill scenarios, including strategies for on-water response at and around the site, shoreline contamination and operations in any ice covered areas.

Real-time Trajectory Modeling - Capability to implement an oil spill trajectory model, using real time wind and current data, to support its response operations.

Exercises and Training – The schedule for exercising the plan, including at least one annual field exercise oil spill countermeasures where oil is reasonably expected. A summary report of the oil spill countermeasure exercise(s) should be prepared and submitted to the Board.

Compensation Claims Management - Describe or reference the procedures to manage claims for loss or damages caused by accidental pollution.

Spill Environmental Effects Monitoring – Describe or reference the plan to monitor the environmental effects of any spill that is of sufficient size or potential persistence, or both, to constitute an elevated risk of adverse environmental effects.

Environmental Reference Information - Environmental information necessary to establish pollution cleanup priorities should be referenced in, or appended to, the plan, including:

- biological sensitivity charts that identify the areas containing spill-sensitive flora and fauna;
- socio-economic sensitivity charts that indicate local human uses of the area potentially affected by oil spills;
- physical sensitivity charts that identify shoreline types, coastal currents, ice forms and movement, and the nature of the littoral zone; and
- charts depicting operational resources and considerations.

Search and Rescue

Operators are expected to establish performance standards for search and rescue and demonstrate that these standards are being met.

Search and rescue plans should be coordinated with the Department of National Defense. In the NL offshore area, operators are expected to maintain a dedicated SAR helicopter on a 24-hour per day basis in support of helicopter operations. This helicopter should be capable of being airborne within 20 minutes. Equipment should include auto-hover, forward looking infrared radar (FLIR), a search light, a rescue-winch and survival equipment suitable for deployment from the helicopter. The functional specification of the helicopter should be submitted to the C-NLOPB. Helicopter SAR technicians should be trained in the operation of the winch and deployment of the survival equipment. SAR helicopter crews must receive adequate training, practice and drills to achieve and maintain proficiency.

3. ROYAUME-UNI

Merchant Shipping (Oil Pollution Preparedness, Response and Co-operation Convention) Regulations, (R.-U.), 2015 S.I. 386/1056, Schedule 2

1. The oil pollution emergency plan (“the plan”) must take into account—

(a) the risk assessment undertaken during preparation of the most recent safety case submitted under regulation 17(1), 18(1) or 20(1) of the Offshore Installations (Offshore Safety Directive) (Safety Case etc.) Regulations 2015; and

(b) where a mobile non-production installation is to be used for carrying out well operations, the risk assessment undertaken as part of the preparation of the notification of well operations, required by regulation 21(1) or 21(2) of the Offshore Installations (Offshore Safety Directive) (Safety Case etc.) Regulations 2015.

2. The plan must include the following information—

(a) positions of persons authorised to initiate emergency response procedures and the positions of persons directing the emergency response to an oil pollution incident;

(b) positions of persons responsible for liaising with the authority or authorities responsible for the National Contingency Plan;

(c) arrangements for training personnel in the duties they will be expected to carry out in the event of any incident, where necessary co-ordinating the training with the National Contingency Plan;

(d) a description of the potential worst case release of oil to the sea from the installation or connected infrastructure, arising from the scenarios identified in the safety case in respect of that installation or infrastructure (as required by the Offshore Installations (Offshore Safety Directive) (Safety Case etc.) Regulations 2015). This must include any relevant details when two or more installations operate in combination in a way that affects the major hazard potential;

(e) arrangements for limiting risks to the environment, including a description of equipment and arrangements for the protection of the environment from an incipient major accident and how warnings are to be given and the actions persons are expected to take on receipt of a warning;

(f) a description of the equipment and resources available to respond to a release of oil to the sea, including the equipment and resources available for the capping of any potential release from a well, including—

(i) a complete and up-to-date inventory of emergency response equipment pertinent to those operations; and

(ii) details of the ownership, the storage location, the arrangements for transport to, and mode of deployment at, the incident location of the equipment and resources;

(g) the measures in place to ensure that the response equipment and procedures are maintained in an operable condition;

(h) an estimate of the oil spill response effectiveness, including consideration of the following environmental conditions—

(i) weather, including wind, visibility, precipitation and temperature;

(ii) sea states, tides and currents;

(iii) presence of ice and debris;

(iv) hours of daylight; and

(v) other known environmental conditions that might influence the efficiency of the response equipment or the overall effectiveness of a response effort;

(i) evidence that prior assessment of any relevant chemical dispersants has been carried out to minimise public health implications and any environmental damage;

(j) an assessment of the identified potential environmental effects resulting from a release of oil and a description of the technical and non-technical measures envisaged to prevent, reduce or offset them, including monitoring; and

(k) arrangements for providing early warning of a major environmental incident arising from a major accident to the authority or authorities responsible for initiating the National Contingency Plan, including—

(i) details of the type of information that should be contained in any warning; and

(ii) the arrangements for the provision of more detailed information as it becomes available.

3. The plan must be consistent with the National Contingency Plan.

4. ÉTATS-UNIS

30 C.F.R. § 254.21 How must I format my response plan?

(a) You must divide your response plan for OCS facilities into the sections specified in paragraph (b) of this section and explained in the other sections of this subpart. The plan must have an easily found marker identifying each section. You may use an alternate format if you include a cross-reference table to identify the location of required sections. You may use alternate contents if you can demonstrate to the Regional Supervisor that they provide for equal or greater levels of preparedness.

(b) Your plan must include:

(1) Introduction and plan contents.

(2) Emergency response action plan.

(3) Appendices:

(i) Equipment inventory.

(ii) Contractual agreements.

(iii) Worst case discharge scenario.

(iv) Dispersant use plan.

(v) In situ burning plan.

(vi) Training and drills.

[...]

30 C.F.R. § 254.23 What information must I include in the “Emergency response action plan” section?

The “Emergency response action plan” section is the core of the response plan. Put information in easy-to-use formats such as flow charts or tables where appropriate. This section must include:

(a) Designation, by name or position, of a trained qualified individual (QI) who has full authority to implement removal actions and ensure immediate notification of appropriate Federal officials and response personnel.

(b) Designation, by name or position, of a trained spill management team available on a 24-hour basis. The team must include a trained spill-response coordinator and alternate(s) who have the responsibility and authority to direct and coordinate response operations on your behalf. You must describe the team's organizational structure as well as the responsibilities and authorities of each position on the spill management team.

(c) Description of a spill-response operating team. Team members must be trained and available on a 24-hour basis to deploy and operate spill-response equipment. They must be able to respond within a reasonable minimum specified time. You must include the number and types of personnel available from each identified labor source.

(d) A planned location for a spill-response operations center and provisions for primary and alternate communications systems available for use in coordinating and directing spill-response operations. You must provide telephone numbers for the response operations center. You also must provide any facsimile numbers and primary and secondary radio frequencies that will be used.

(e) A listing of the types and characteristics of the oil handled, stored, or transported at the facility.

(f) Procedures for the early detection of a spill.

(g) Identification of procedures you will follow in the event of a spill or a substantial threat of a spill. The procedures should show appropriate response levels for differing spill sizes including those resulting from a fire or explosion. These will include, as appropriate:

(1) Your procedures for spill notification. The plan must provide for the use of the oil spill reporting forms included in the Area Contingency Plan or an equivalent reporting form.

(i) Your procedures must include a current list which identifies the following by name or position, corporate address, and telephone number (including facsimile number if applicable):

(A) The qualified individual;

(B) The spill-response coordinator and alternate(s); and

(C) Other spill-response management team members.

(ii) You must also provide names, telephone numbers, and addresses for the following:

(A) OSRO's that the plan cites;

(B) Federal, State, and local regulatory agencies that you must consult to obtain site specific environmental information; and

(C) Federal, State, and local regulatory agencies that you must notify when an oil spill occurs.

(2) Your methods to monitor and predict spill movement;

(3) Your methods to identify and prioritize the beaches, waterfowl, other marine and shoreline resources, and areas of special economic and environmental importance;

(4) Your methods to protect beaches, waterfowl, other marine and shoreline resources, and areas of special economic or environmental importance;

(5) Your methods to ensure that containment and recovery equipment as well as the response personnel are mobilized and deployed at the spill site;

- (6) Your methods to ensure that devices for the storage of recovered oil are sufficient to allow containment and recovery operations to continue without interruption;
- (7) Your procedures to remove oil and oiled debris from shallow waters and along shorelines and rehabilitating waterfowl which become oiled;
- (8) Your procedures to store, transfer, and dispose of recovered oil and oil-contaminated materials and to ensure that all disposal is in accordance with Federal, State, and local requirements; and
- (9) Your methods to implement your dispersant use plan and your in situ burning plan.

ANNEXE III

Aperçu des responsabilités des intervenants en cas d'accident sur une plateforme pétrolière au Canada (Arctique), à Terre-Neuve-et-Labrador, au Royaume-Uni et aux États-Unis.

1. CANADA (ARCTIQUE)

L'**exploitant** est tenu, « dans les plus brefs délais possible, de prendre toutes mesures voulues et compatibles avec la sécurité et la protection de l'environnement en vue d'empêcher d'autres rejets, de remédier à la situation créée par les rejets et de réduire ou limiter les dommages ou dangers à la vie, à la santé, aux biens ou à l'environnement qui en résultent effectivement ou éventuellement ». ¹⁴¹

En cas de déversement découlant d'activités de prospection et de production pétrolière et gazière, l'**Office national de l'énergie** est l'organisme responsable de la coordination des efforts de confinement et de nettoyage. L'ONÉ a le pouvoir de prendre toute mesure ou d'entreprendre tous travaux nécessaires s'il juge que l'opérateur ne répond pas adéquatement au déversement, et le pouvoir de prendre en charge les opérations de nettoyage et par la suite réclamer les frais encourus à l'opérateur et/ou à la personne responsable ¹⁴².

L'**Équipe régionale des interventions d'urgence de l'Arctique** (ERIU-Arctique) peut également être appelée à intervenir en cas de déversement. Cet organisme, qui relève de l'Environnement Canada et regroupe des représentants du gouvernement fédéral, des gouvernements territoriaux et des organisations autochtones, a pour mission de fournir une expertise aux personnes impliquées en cas de déversement, et de minimiser les perturbations susceptibles d'être causées aux ressources et aux habitats sensibles de l'Arctique. ¹⁴³

La **Garde côtière canadienne** soutient l'ONÉ et fournit des équipements dans le cadre de sa participation à l'Équipe régionale des interventions d'urgence de l'Arctique ¹⁴⁴.

Environnement Canada joue un rôle important au sein de l'Équipe régionale des interventions d'urgence de l'Arctique, et peut fournir des informations sur les conditions météorologiques et sur les glaces en Arctique ¹⁴⁵.

Pêches et Océan Canada peut fournir des informations sur les impacts d'un déversement sur les poissons et les mammifères marins dans la zone affectée par le déversement ¹⁴⁶.

¹⁴¹ *Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada*, DORS/2009-315, art. 25 (3).

¹⁴² *Règlement sur le forage et la production de pétrole et de gaz au Canada*, DORS/2009-315, art. 25 (4).

¹⁴³ AFFAIRES AUTOCHTONES ET DÉVELOPPEMENT DU NORD CANADA, *Un travail d'équipe - Comment le gouvernement et les divers organismes réagissent lorsqu'il y a danger de déversement dans les eaux territoriales canadiennes de l'Arctique*, Ottawa, 2003.

¹⁴⁴ *Ibid.*

¹⁴⁵ *Ibid.*

¹⁴⁶ *Ibid.*

2. CANADA (TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR)

L'exploitant est tenu, « dans les plus brefs délais possible, de prendre toutes mesures voulues et compatibles avec la sécurité et la protection de l'environnement en vue d'empêcher d'autres rejets, de remédier à la situation créée par les rejets et de réduire ou limiter les dommages ou dangers à la vie, à la santé, aux biens ou à l'environnement qui en résultent effectivement ou éventuellement »¹⁴⁷. L'exploitant peut faire appel à des **organismes d'intervention privés**, tel que la SIMEC ou l'*Atlantic Emergency Response Team*, avec qui des ententes préalables ont été conclues.

L'**Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador sur les hydrocarbures extracôtiers** est l'organisme responsable en cas de déversement causé par une plateforme pétrolière, pour s'assurer que l'exploitant fait tous les efforts nécessaires pour limiter les impacts du déversement et assurer le nettoyage. L'Office a le pouvoir de prendre toute mesure ou d'entreprendre tous travaux nécessaires s'il juge que l'opérateur ne répond pas adéquatement au déversement, et le pouvoir de prendre en charge les opérations de nettoyage et par la suite réclamer les frais encourus à l'opérateur et/ou à la personne responsable¹⁴⁸.

Transport Canada a la responsabilité de gérer le régime canadien de préparation et d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures, et veille à ce que le niveau de préparation soit suffisant pour intervenir en cas d'un déversement qui peut atteindre 10 000 tonnes¹⁴⁹.

La Garde côtière canadienne soutient l'Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador sur les hydrocarbures extracôtiers en cas de déversement causé par une plateforme extracôtière. Si nécessaire, la garde côtière peut fournir des équipements et l'expertise de l'équipe d'intervention nationale¹⁵⁰. Si le déversement est causé par un navire, c'est la Garde côtière qui est responsable des opérations d'intervention.

¹⁴⁷ *Canada-Newfoundland and Labrador Atlantic Accord Implementation Newfoundland and Labrador Act*, R.S.N.L. 1990, c. C-2., art. 161 (3).

¹⁴⁸ *Canada-Newfoundland and Labrador Atlantic Accord Implementation Newfoundland and Labrador Act*, R.S.N.L. 1990, c. C-2., art. 161 (4) à (7).

¹⁴⁹ TRANSPORT CANADA, *Régime canadien de préparation et d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures*, en ligne : <<https://www.tc.gc.ca/fra/securitemaritime/epe-sie-regime-menu-1780.htm>>, page consultée le 20 septembre 2015.

¹⁵⁰ GARDE CÔTIÈRE CANADIENNE, *Intervention environnementale*, en ligne : <http://www.ccg-gcc.gc.ca/fra/GCC/IE_Equipe_intervention>, page consultée le 20 septembre 2015.

3. ROYAUME-UNI

En cas de déversement d'hydrocarbures ou de produits dangereux, l'**exploitant** doit mettre en œuvre les mesures prévues à cet effet dans le *Oil Pollution Emergency Plan*, et immédiatement signaler le déversement au *Health and Safety Executive*, à la Garde côtière et au *Department of Energy and Climate Change*¹⁵¹.

Le **Maritime and Coastguard Agency** est le premier répondant en cas de déversement provenant de navires ou de plateformes en milieu marin. Le MCA assure la mise en œuvre des mesures prévues dans le *National Contingency Plan*, et établit un *Marine Response Centre*, composé de représentants de plusieurs organismes et autorités impliqués dans la réponse au déversement¹⁵².

Le **Counter Pollution & Salvage Officer** assure la liaison entre les opérations aériennes et marines, prévoit la réponse à long terme au déversement et les modalités de transfert des équipements entre les entités impliquées.

Le **Secretary of State's Representative** est le représentant du gouvernement fédéral du Royaume-Uni. Il a le pouvoir d'intervenir en cas de déversement d'une grande ampleur, ou si l'exploitant ne répond pas adéquatement à la situation¹⁵³.

¹⁵¹ *Merchant Shipping (Oil Pollution Preparedness, Response and Co-operation Convention) Regulations, (R.-U.)*, S.I. 1998/1056, art. 4 (8)

¹⁵² U.K. MARITIME AND COASTGUARD AGENCY, *National contingency plan for marine pollution from Shipping and Offshore installations*, art. 5.3 en ligne : <https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/275054/ncp-shipping-offshore-installations.pdf>, page consultée le 20 septembre 2015.

¹⁵³ *Offshore Petroleum Activities (Oil Pollution Prevention and Control) Regulations (R-U)*, 2005, S.I. 2005/2055.

4. ÉTATS-UNIS

L'**exploitant de la plateforme** est en premier lieu responsable des opérations de confinement et de nettoyage. Il doit mettre en œuvre le *Oil Spill Response Plan*. Une équipe d'intervention composée de membres du personnel doit être déployée à cet effet¹⁵⁴.

Le **Bureau of Safety and Environmental Enforcement** gère le *National Oil Spill Program* l'entremise de son *Oil Spill Preparedness Division*. Cet organisme est chargé de la planification et de l'intervention en cas de déversement en milieu marin causé par une plateforme extracôtière¹⁵⁵.

Les organisations privées de réponse aux déversements sont des entreprises auxquelles l'exploitant peut faire appel en cas de déversement. Les exploitants peuvent conclure des ententes préalables pour démontrer aux autorités qu'ils sont en mesure de répondre à un déversement.

La Garde côtière américaine (US Coast Guard) prend en charge la coordination des opérations. En effet, lors d'un accident le **On Scene Coordinator**, chargé de la coordination entre les intervenants du gouvernement fédéral, des États et de l'opérateur, provient de la garde côtière¹⁵⁶.

Le National Response Team est un groupe inter-agences, qui comprend des représentants de l'*Environmental Protection Agency*, du *U.S. Geological Survey* et du *U.S. Coast Guard*. Le *National Response Team* a pour mandat d'assurer la planification et la formation continue, notamment par l'entremise du *National Contingency Plan* mais n'intervient toutefois pas directement en cas de déversement¹⁵⁷. Le **Regional Response Team** travaille en collaboration avec le *National Response Team* pour la planification régionale et l'élaboration et la mise à jour des *Areas Contingency Plans*¹⁵⁸.

¹⁵⁴ 30 C.F.R. § 254.5.

¹⁵⁵ PRESIDENT OF THE U.S., *Amendments to Executive order 12777*, March 15th 2013.

¹⁵⁶ 40 C.F.R. § 300.120 et 40 CFR § 300.135 (a).

¹⁵⁷ 40 C.F.R. § 300.110.

¹⁵⁸ 40 C.F.R. § 300.115.