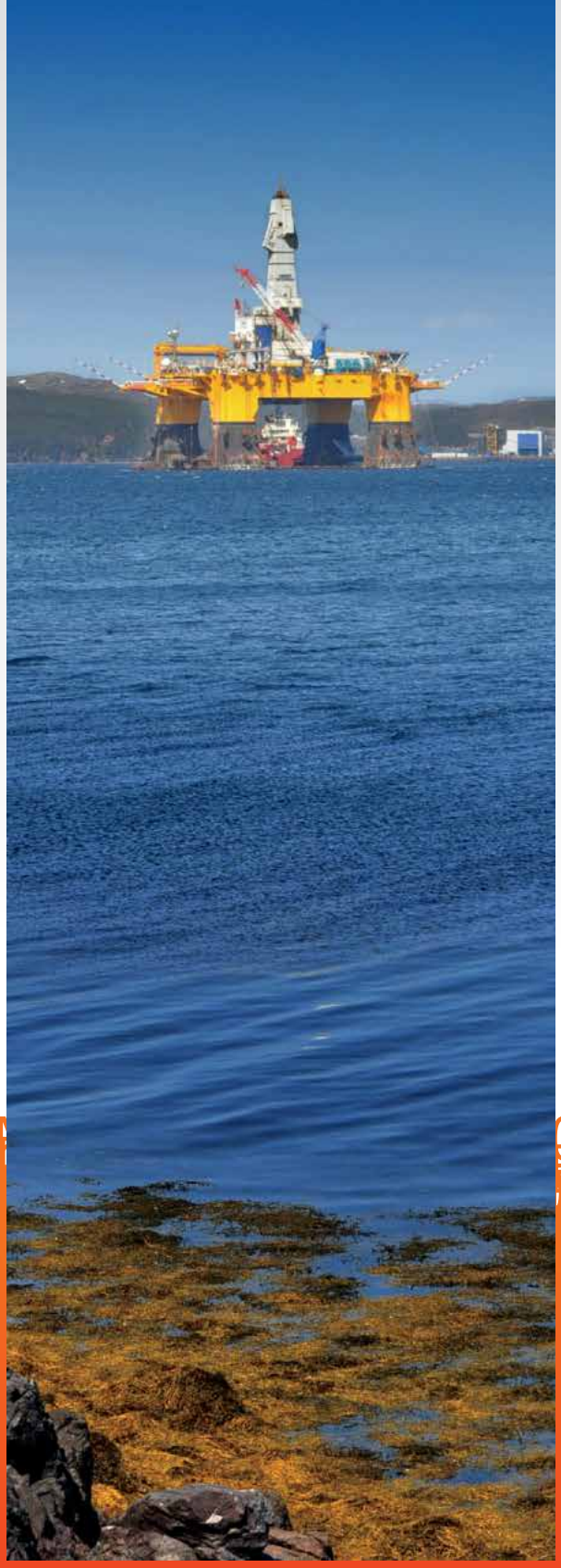


CANADA-TERRE-NEUVE et LABRADOR
L'OFFICE DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

SÉCURITÉ DU SECTEUR EXTRACÔTIER / PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT / GESTION DES RESSOURCES / RETOMBÉES ÉCONOMIQUES

RAPPORT ANNUEL 2011 - 12

CANADA-TERRE-NEUVE et LABRADOR
L'OFFICE DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

TD Place

140, rue Water, 5e étage
St. John's (T.-N.-L.) A1C 6H6
Canada

Téléphone : 709-778-1400
Télécopieur : 709-778-1473

Centre d'entreposage et de recherche

30, place Duffy
St. John's (T.-N.-L.) A1B 4M5
Canada

Téléphone : 709-778-1500

www.cnlopb.nl.ca

Références photographiques :

Société d'exploitation et de développement Hibernia; Husky Energy; Suncor; Chevron; Robert Young; Darrell Edwards.

978-1-927098-21-9

Le 28 juin 2012

L'honorable Joe Oliver
Ministre des Ressources naturelles du Canada
Gouvernement du Canada

L'honorable Jerome Kennedy
Ministre des Ressources naturelles
Gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador

Messieurs les Ministres,

Nous, membres de l'Office Canada - Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers, sommes heureux de présenter, conformément à l'article 29 de la législation régissant la mise en œuvre de l'*Accord atlantique*, le rapport *annuel ainsique* les états financiers de l'Office pour l'exercice financier ayant pris fin le 31 mars 2012.

Veuillez agréer, Messieurs les Ministres, l'assurance de notre haute considération.

Le président et premier dirigeant,

Max Ruelokke, ing.

MEMBRES DE L'OFFICE

Max Ruelokke, ing.	Président et premier dirigeant et délégué à la conservation (depuis le 30 mars 2012)
David Wells	Membre et premier dirigeant adjoint
Reg Anstey	Membre
Reg Bowers	Membre
Ed Drover	Membre
Conrad Sullivan	Membre

PRINCIPAUX DIRECTEURS

John P. Andrews, LL.B.	Services juridiques et fonciers et secrétaire de l'Office
Michael Baker, CRHA	Services de soutien
Jeffrey M. Bugden, ing.	Retombées économiques, coordination des politiques et des règlements
David G. Burley	Affaires environnementales
Nicholle Carter, géo.	Prospection (depuis le 30 mars 2012)
Daniel B. Chicoyne, MSS	Sécurité et délégué à la sécurité
Sean Kelly, APR, FCPRS	Relations publiques
Jeff O' Keefe, ing., géo.	Gestion des ressources (depuis le 30 mars 2012)
Howard Pike, ing.	Opérations
Frank Smyth, ing.	Prospection et gestion des ressources et délégué à la conservation (jusqu'au 30 mars 2012)

TABLE DES MATIÈRES

MESSAGE DU PRÉSIDENT ET PREMIER DIRIGEANT	1
PRÉSENTATION GÉNÉRALE DE L'OFFICE	3
MANDAT : RÔLE ET OBJECTIFS	4
MESSAGE DU DÉLÉGUÉ À LA SÉCURITÉ	6
SÉCURITÉ DES TRAVAILLEURS EN MER	8
PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT	18
ACTIVITÉS EXTRACÔTIÈRES	24
GESTION DES DROITS	28
GESTION DES RESSOURCES	30
RETOMBÉES ÉCONOMIQUES, COORDINATION DES POLITIQUES ET DES RÈGLEMENTS	38
SERVICES DE SOUTIEN	43
SUPPLÉMENT	44
ÉTATS FINANCIERS	47

“ Le changement est acceptable, mais l’incapacité de s’adapter au changement ne l’est pas. ”

MESSAGE DU PRÉSIDENT ET PREMIER DIRIGEANT

Le changement est acceptable, mais l'incapacité de s'adapter au changement ne l'est pas. Au cours des dernières années, l'Office Canada – Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers a géré les changements découlant de circonstances qui ont eu une incidence sur les organismes régissant les activités pétrolières et gazières extracôtières d'ici et d'ailleurs. Nous nous sommes ainsi assurés d'avoir le professionnalisme, l'expertise technique et le jugement nécessaires pour réglementer l'industrie et demeurer un organisme de réglementation des activités pétrolières et gazières extracôtières de classe mondiale. Dans le cadre de son engagement à apprendre, à croître et à s'adapter au changement, l'Office surveille les activités de l'industrie dans le monde entier et tire des leçons de ses observations pour les appliquer à l'industrie locale.

Lorsque l'Office a institué l'Enquête sur la sécurité des hélicoptères extracôtiers en mai 2009, il s'est immédiatement soumis à un examen attentif, au même titre que le régime de réglementation et l'industrie des hydrocarbures extracôtiers de Terre-Neuve-et-Labrador. Suite à cet examen, vingt-neuf recommandations ont été formulées afin d'améliorer la sécurité extracôtière, en particulier la sécurité des passagers d'hélicoptères en zone extracôtière. Dans des circonstances normales, un organisme qui commande une telle enquête accepterait le rapport et amorcerait un processus interne d'analyse et de mise en œuvre. Cependant, l'Office a adopté une approche différente – une approche qui reflète deux thèmes clés du rapport : l'inclusivité des travailleurs et la transparence.

L'Office a formé une équipe de mise en œuvre guidée par des experts techniques et composée de travailleurs et d'exploitants extracôtiers et de membres de l'Office. Sur une période d'environ dix-huit mois, cette équipe de mise en œuvre a accompli un travail colossal et fourni des conseils à l'Office. L'équipe a produit des rapports d'étape et des documents d'orientation que l'Office a affichés sur son site Web à mesure qu'ils lui étaient présentés. Le processus de mise en œuvre et les résultats des travaux de l'équipe ont capté l'attention de l'industrie pétrolière et gazière extracôtière dans plusieurs autres pays du monde.

En mars, l'équipe a soumis son dernier document d'orientation. L'Office souhaite exprimer sa gratitude aux membres de l'équipe de mise en œuvre, composée de Stan Hussey, Bill Noseworthy, Ron Wheeler, John Whelan, Ray Dalton, Paul Durdle, Jeremy Whittle, Evan Sturge, Daniel Bourgeois, Ryan Brown, Darrell Gover, Allison Moyle, Terry Kelly, Peter McKeage, Tom Moir, Matthew Hawco et Chris Delaney.

Je souhaite aussi remercier mes collègues de l'Office, David Wells, Conrad Sullivan, Reg Bowers, Reg Anstey et Ed Drover pour leur dévouement et leur soutien constants au cours de l'exercice 2011-2012.

L'Office Canada – Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers a la chance de compter sur des employés dévoués qui exécutent leur travail de façon exceptionnelle. Je sais que je parle au nom de tous les membres de l'Office quand je fais l'éloge de son personnel pour son professionnalisme et son travail assidu.

Le rapport annuel qui suit présente en détail les activités de l'Office au cours de l'exercice 2011-2012.

Le président et premier dirigeant,

Max Ruelokke, ing.

Membres de l'Office (de gauche à droite) : Max Ruelokke, Ed Drover, Reg Anstey, David Wells, Reg Bowers et Conrad Sullivan

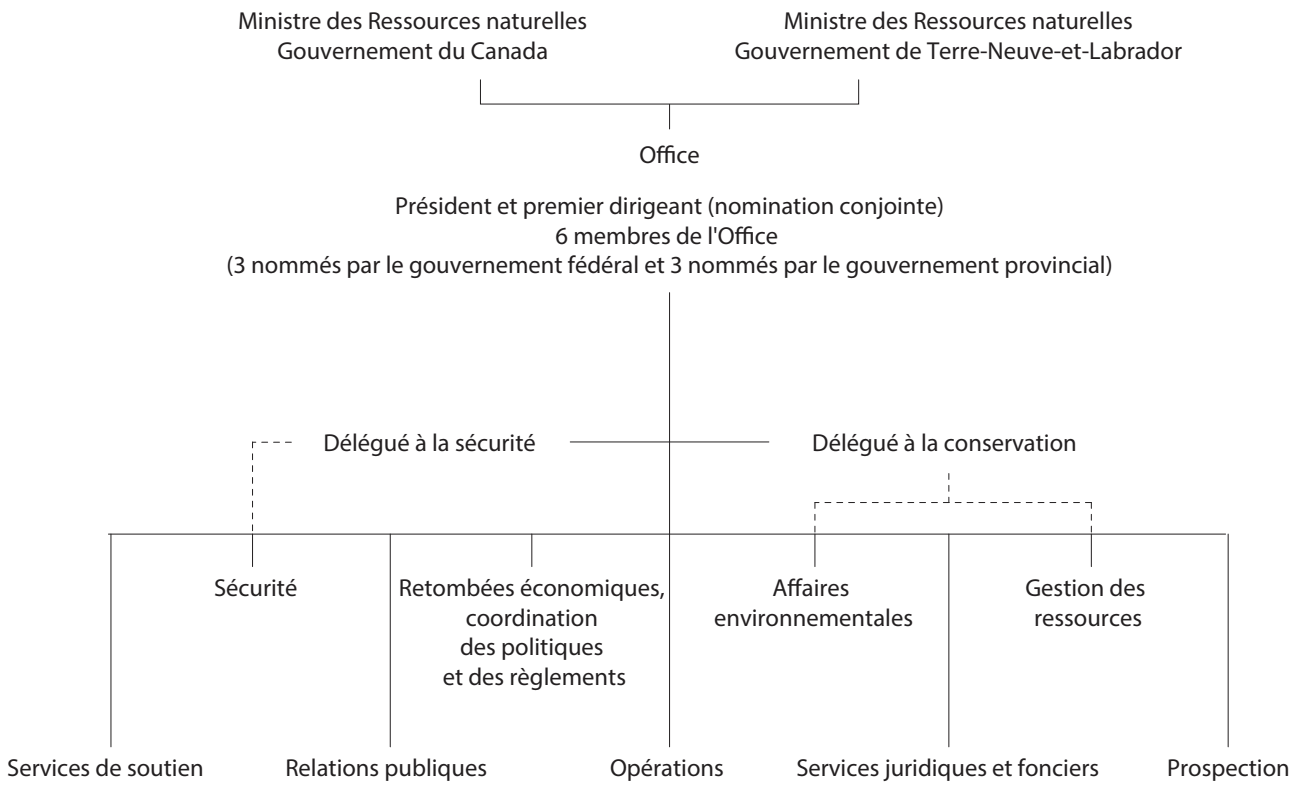
PRÉSENTATION GÉNÉRALE DE L'OFFICE

Créé en 1985 en vertu de l'*Accord atlantique* afin de réglementer l'exploitation du pétrole et du gaz naturel au large de Terre-Neuve-et-Labrador, l'Office s'acquitte des quatre mandats clés suivants : sécurité du secteur extracôtier, protection de l'environnement, gestion des ressources et administration des retombées économiques. L'Office est constitué de sept membres, soit un président et premier dirigeant nommé conjointement par les gouvernements fédéral et provincial, trois membres nommés par le gouvernement fédéral et trois membres nommés par le gouvernement provincial.

Pour l'exercice 2011-2012, l'Office avait un budget de 15 912 000 $, qui comprenait un budget d'exploitation de base de 13 700 000 $, un financement spécial de 400 000 $ pour l'Enquête sur la sécurité des hélicoptères extracôtiers (ESHE), et 1 812 000 $ pour la mise en œuvre des recommandations découlant de l'ESHE.

Au terme de l'exercice, l'Office comptait 72 employés. Soixante-huit d'entre eux étaient détenteurs de grades universitaires et de diplômes, dont 59 d'établissements d'études supérieures de Terre-Neuve-et-Labrador, et 29 possédaient des titres professionnels en génie, en sciences de la terre, en sécurité, en finances et en relations publiques.

Organigramme de l'Office



Nouveaux employés (de gauche à droite) : Chris Delaney, Matthew Hawco, David Wells, Kyle Abbot, Ron Pope (En position assise) : Corina Mitchell, Jill Coldwell, Daniel Chicoyne

MANDAT: RÔLE ET OBJECTIFS

MANDAT

Interpréter les dispositions de l'Accord atlantique et des lois de mise en œuvre de l'Accord atlantique et les appliquer à toutes les activités des exploitants de la région extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador, et veiller à ce que les exploitants respectent ces dispositions réglementaires.

RÔLE

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

- sécurité des travailleurs;
- protection de l'environnement;
- gestion efficace des parcelles;
- récupération et rentabilisation optimales des hydrocarbures;
- retombées économiques pour le Canada et pour Terre-Neuve-et-Labrador.

Bien que la loi n'ait pas établi de priorité pour ces mandats, l'Office considère la sécurité des travailleurs et la protection de l'environnement au premier plan dans toutes ses décisions.

OBJECTIFS

SÉCURITÉ DU SECTEUR EXTRACÔTIER

- Veiller à ce que les exploitants aient prévu des plans de sécurité appropriés.
- S'assurer, au moyen de vérifications et d'inspections, que les exploitants respectent leurs plans de sécurité et les dispositions réglementaires applicables.
- En recourant à diverses mesures d'application de la loi, voir à ce que toute déviation aux plans approuvés et aux dispositions réglementaires applicables soit corrigée.

PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

- Veiller à ce que les exploitants évaluent les effets de l'environnement sur la sécurité de leurs activités et prennent les mesures appropriées.
- Voir à ce que les exploitants fassent une évaluation environnementale des impacts de leurs activités sur l'environnement, en application des règlements canadiens, et à ce qu'ils préparent un plan d'intervention et prennent des mesures d'atténuation au besoin.
- En recourant à diverses mesures d'application de loi, s'assurer que les exploitants respectent leurs plans en matière d'environnement.

GESTION DES RESSOURCES

- Administrer le régime foncier de manière effective et efficiente.
- Surveiller les activités de production pour voir à ce qu'elles restent conformes aux impératifs de récupération optimale, à des méthodes appropriées d'exploitation des champs pétroliers, à une comptabilité fiable de la production et aux plans approuvés.
- Constituer une base de connaissances sur la zone extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador en recueillant et en conservant les échantillons et les données obtenus dans le cadre des activités de prospection et de production.

RETOMBÉES ÉCONOMIQUES

- Voir à ce que les exploitants aient un plan de retombées économiques pour le Canada et pour Terre-Neuve-et-Labrador en application de leurs obligations légales.

CE QUE L'OFFICE CANADA - TERRE NEUVE-ET-LABRADOR DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS NE FAIT PAS

- Garantir la sécurité des travailleurs ou de l'environnement : c'est aux exploitants qu'il incombe de veiller à la sécurité des travailleurs et à la protection de l'environnement.
- Gérer l'exploitation des gisements ou de la production: c'est le rôle de l'exploitant dans le contexte d'un plan de mise en valeur approuvé.
- Garantir la participation de travailleurs ou d'entreprises du Canada et de Terre-Neuve-et-Labrador.
- Jouer un rôle quelconque, au-delà de la fourniture des données et des informations demandées par le gouvernement, dans l'établissement ou l'administration du régime financier (redevances, taxes) des activités extracôtières.

MESSAGE DU DÉLÉGUÉ À LA SÉCURITÉ

Depuis que j'assume le rôle de délégué à la sécurité, je suis extrêmement impressionné par le fait que le mandat de l'Office en matière de surveillance réglementaire de la zone extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador se reflète dans tout ce que nous faisons. J'ai aussi été encouragé par le sincère intérêt que démontrent tous les intervenants de l'industrie envers la sécurité. Bien que nous ayons parfois des opinions différentes sur la meilleure façon d'atteindre certains objectifs de sécurité, nous convenons tous que le but principal est de réduire au minimum, le plus près possible de zéro, les accidents et les blessures des travailleurs et des travailleuses de l'industrie des hydrocarbures extracôtiers.

Quand on examine le nombre de blessures individuelles survenues dans l'industrie des hydrocarbures extracôtiers, ici et dans le monde entier, on constate que les choses se sont grandement améliorées au fil des ans, ce qui montre bien qu'il est possible de réduire davantage le nombre d'incidents et d'accidents quand les efforts sont concertés. Cela dit, l'industrie a connu un certain nombre de désastres majeurs dans le monde au cours des dernières années. Nous continuerons donc à surveiller et à chercher des moyens d'améliorer la sécurité personnelle, et l'équipe de l'Office chargée de la sécurité mettra également l'accent sur la collaboration avec les exploitants afin de trouver des moyens d'améliorer davantage la sécurité des processus.

Pour atteindre cet objectif, nous concentrerons certains de nos efforts en matière de surveillance réglementaire sur l'amélioration de la culture de sécurité globale de l'industrie extracôtière – non seulement aux installations extracôtières, mais également au sein des conseils d'administration. Nous continuerons de mettre l'accent sur la sensibilisation, ainsi que sur la gestion des mesures de sécurité (physiques et procédurales) qui sont en place afin de prévenir ou d'atténuer les risques importants, tout en travaillant ensemble pour élaborer de manière proactive de nouvelles procédures et instaurer de nouvelles technologies qui permettront d'atténuer davantage la possibilité d'un événement majeur. À titre de délégué à la sécurité, je crois que c'est l'un des

domaines où, en tant qu'organisme de réglementation, l'Office peut influer de manière considérable sur la sécurité en mer dans les années à venir. D'ailleurs, cette initiative a déjà été mise de l'avant lors de l'atelier sur les barrières de puits que l'Office a présenté en novembre 2011. Nous continuerons de présenter des ateliers, des conférences, des forums et diverses autres activités pour promouvoir la sécurité et la culture de sécurité à travers l'échange de connaissances, les nouvelles technologies et les pratiques exemplaires, tant au niveau local qu'au niveau international.

Environ quatre-vingt-dix pour cent des travailleurs extracôtiers de notre région et quatre-vingt-dix pour cent des membres de l'Office sont originaires de Terre-Neuve-et-Labrador. Il existe donc entre eux de nombreux liens d'amitié et liens familiaux. En outre, le personnel de l'Office, y compris la haute direction, voyage fréquemment en mer pour s'acquitter de ses tâches. Donc, en plus des raisons professionnelles et éthiques, les personnes qui travaillent à l'Office ont aussi des raisons très personnelles d'accomplir leur travail du mieux qu'elles le peuvent. Et cela, combiné à la formation de haut niveau et la compétence professionnelle des agents de la sécurité, assure le maintien de la sécurité au sommet de la liste des priorités des membres de l'Office.

Le travail acharné et l'engagement envers la sécurité de tous les membres de l'Office et les intervenants de l'industrie ont donné lieu à un taux d'absence résultant de blessure se situant parmi les plus bas à Terre-Neuve-et-Labrador – quatre-vingts pour cent plus bas que la moyenne de toutes les industries combinées dans la province. Bien que nous soyons ravis de cette statistique, nous ne sommes jamais satisfaits d'un taux faible. Nous cherchons sans cesse des moyens d'améliorer la sécurité et profitons de toutes les occasions qui se présentent pour partager les leçons tirées avec d'autres professionnels de l'industrie du monde entier. Je suis fier d'être membre d'une organisation aussi professionnelle et consciencieuse et je continuerai de travailler avec toutes les personnes concernées pour appuyer et promouvoir le principe selon lequel la sécurité est toujours au cœur de tout ce que nous faisons.

Le délégué à la sécurité,

Daniel B. Chicoyne, MSS

SÉCURITÉ DES TRAVAILLEURS EN MER

L'Office n'autorisera aucune activité extracôtière tant que l'exploitant n'aura pas démontré que les mesures de sécurité nécessaires sont en place.

PLANS DE SÉCURITÉ

Avant d'être autorisés à travailler ou à effectuer une activité dans la zone extracôtière, les exploitants doivent soumettre un plan de sécurité qui démontre à l'Office qu'ils ont pris toutes les mesures raisonnables et praticables pour assurer le niveau de sécurité requis au cours des travaux envisagés. Le plan de sécurité doit indiquer les dangers et évaluer les risques associés à l'activité. Il doit indiquer les mesures prises pour prévenir, réduire et gérer ces risques. Il doit également résumer et compléter le système de gestion, définir les procédures, les pratiques, les ressources, et la succession d'activités clés liées à la sécurité et aux mesures de surveillance nécessaires pour assurer la sécurité du personnel. Enfin, le plan doit s'acquitter des tâches prévues dans les lois et les règlements applicables au travail ou à l'activité.

ÉVALUATION DE LA SÉCURITÉ

Lorsqu'un exploitant demande une autorisation pour entreprendre des activités dans la zone extracôtière, les lois de mise en œuvre de l'*Accord atlantique* exigent que l'Office évalue la sécurité des activités ou des travaux envisagés. Cette évaluation systématique et détaillée de la demande de l'exploitant comprend l'examen de ses plans de sécurité et des autres renseignements liés à la sécurité soumis à l'appui de la demande. Des vérifications et des inspections peuvent aussi être menées.

Au cours de l'exercice 2011-2012, l'Office a réalisé neuf évaluations de la sécurité, dont un examen des plans de sécurité, liées aux processus suivants :

- Autorisation de programme géophysique aux fins de prospection dans le bassin Orphan (Chevron Canada)
- Autorisation de programme de plongée à saturation dans le champ pétrolifère Hibernia (Société d'exploitation et de développement d'Hibernia ou SEDH)
- Autorisation de mener des travaux aux fins de production dans le champ pétrolifère White Rose et aux fins de forages d'exploration et de mise en valeur (Husky Energy)
- Relevé de l'emplacement d'un puits dans le champ pétrolifère White Rose (Husky Energy; évalué dans le cadre de l'autorisation de mener des travaux actuelle de Husky Energy)
- Autorisation de programme géophysique sur le plateau du Labrador (Multi Klient Invest AS ou MKI)
- Autorisation de programme géophysique dans le bassin Jeanne d'Arc et dans le secteur du Central Ridge/chenal du Bonnet flamand (Statoil Canada)
- Autorisation de mener des travaux aux fins d'un programme de forage de prospection dans le chenal du Bonnet flamand (Statoil Canada)
- Autorisation de mener des travaux (production et forage) dans le champ pétrolifère Terra Nova (Suncor Energy)
- Autorisation de programme de plongée à saturation dans le champ pétrolifère Terra Nova (Suncor Energy)

RESPECT ET APPLICATION DES RÈGLEMENTS

Les agents de la sécurité sont autorisés à pénétrer dans tout emplacement utilisé pour un travail ou une activité autorisés, afin d'enquêter sur des incidents, de délivrer des ordonnances, d'enquêter sur des refus de travailler et de mener des inspections et des vérifications de sécurité. En ce qui concerne les demandes d'autorisation de travail, les agents de la sécurité peuvent mener une vérification de sécurité des installations ou des navires proposés, appelée vérification de sécurité avant approbation. Dans le cadre du processus d'autorisation, les agents de la sécurité peuvent également mener des inspections et des vérifications de sécurité. Ils peuvent aussi participer à des vérifications intégrées de la sécurité et de la protection environnementale avec les agents de la conservation environnementale de l'Office. Les inspections menées par l'Office en 2011-2012 sont énumérées au tableau 1.

Tableau 1 : Inspections réalisées par l'Office

Exploitant	Installation/navire	Type
SEDH	Structure gravitaire Hibernia (GBS)	*Inspection de sécurité*
SEDH	Structure gravitaire Hibernia (GBS)	*Inspection de sécurité*
Husky Energy	Unité mobile de forage en mer (UMFM) *GSF Grand Banks*	*Inspection de sécurité*
Husky Energy	*Navire de production, de stockage et de déchargement (NPSD) SeaRose*	*Inspection de sécurité*
Husky Energy	*NPSD SeaRose*	*Inspection de sécurité*
Statoil Canada	UMFM *Henry Goodrich*	*Inspection de sécurité*
Suncor Energy	*NPSD Terra Nova*	*Observation de la société d'accréditation*
Suncor Energy	*NPSD Terra Nova*	*Inspection de sécurité*
Suncor Energy	UMFM *Henry Goodrich*	*Inspection de sécurité*

Des agents de la sécurité ont aussi visité l'unité mobile de forage en mer (UMFM) *West Aquarius*, le bâtiment de construction S*even Pacific* et le bâtiment de soutien des opérations de plongée S*even Eagle* au début de 2012 en prévision des activités prévues pour 2012-2013.

En vertu de la loi, un travailleur en mer a le droit de refuser tout travail qui, selon lui, est dangereux jusqu'à ce qu'il soit satisfait des mesures prises par l'employeur ou jusqu'à ce qu'un agent de la sécurité ait rendu sa décision après avoir fait enquête. Lorsque le travailleur exerce son droit de refus et que la situation n'est pas réglée par le superviseur du travailleur à sa satisfaction, le litige peut être soumis à l'attention du Comité conjoint de santé et de sécurité en mer et signalé au délégué à la sécurité. Si le Comité ne peut résoudre le problème, le dossier fait alors l'objet d'une enquête par un agent de la sécurité qui est apte à le résoudre. En 2011-2012, un agent de la sécurité a été appelé à enquêter sur la façon dont un refus de travail a été géré.

Durant l'exercice, des agents de la sécurité ont émis deux avis de non-conformité et délivré une ordonnance à des exploitants dans la zone extracôtière. Un avis de non-conformité a été émis à l'intention de Husky Energy au sujet d'une constatation découlant d'une vérification. Le dossier a par la suite été réglé et fermé. Une ordonnance a été délivrée à Husky Energy et à Transocean au sujet du transfert de personnels. Le dossier a été réglé et fermé. Plus récemment, en janvier 2012, l'Office a émis un avis de non-conformité à l'intention de Suncor Energy, de Husky Energy et de Statoil Canada dans le cadre d'enquêtes sur des incidents liés à la sécurité et à l'environnement à bord de l'UMFM *Henry Goodrich* et de l'UMFM *GSF Grand Banks.*

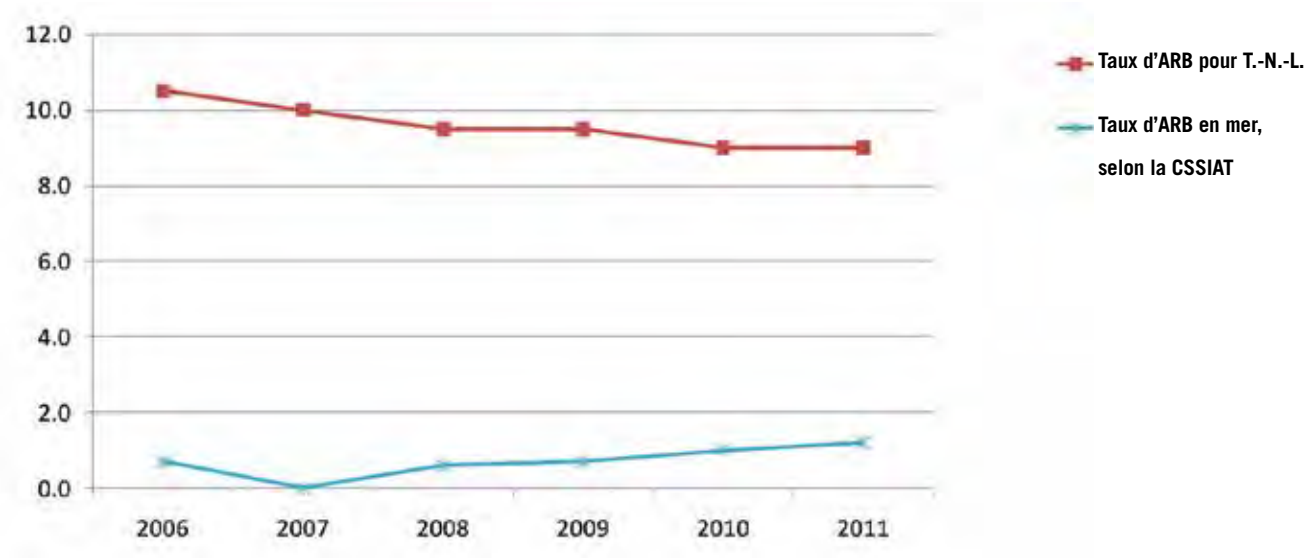
SURVEILLANCE

Une fois qu'un exploitant a obtenu une autorisation d'effectuer des travaux, le Service de la sécurité s'acquitte d'activités de surveillance, notamment en procédant à l'examen des rapports quotidiens, des rapports d'incidents, des plaintes, des procès-verbaux des comités conjoints de santé et de sécurité en mer et des dérogations à la formation exigée dans les critères courants en matière de formation et de qualification utilisés par l'Association canadienne des producteurs de pétrole (ACPP).

SIGNALEMENT DES INCIDENTS EXTRACÔTIERS

L'exploitant doit soumettre un rapport et faire enquête sur tout incident, tel qu'il est décrit dans la directive sur le signalement d'incidents et les enquêtes connexes de l'Office *(Guideline for the Reporting and Investigation of Incidents).* Un incident s'entend de tout événement qui a causé ou qui, dans des circonstances légèrement différentes, pourrait avoir causé un préjudice à des personnes ou à l'environnement, ou une menace imminente à la sécurité d'une installation, d'un navire ou d'un aéronef. Un incident s'entend également de tout événement qui perturbe le bon fonctionnement d'une pièce d'équipement ou d'un système critique pour la sécurité du personnel, d'une installation, d'un navire ou d'un aéronef. Les efforts des exploitants doivent viser la prévention de tous les incidents. Des agents de la sécurité examinent les rapports d'incident et, dans le cadre d'inspections et de vérifications, s'assurent que ceux-ci ont bien été signalés et qu'on a enquêté sur eux, que les procédures d'enquête en cas d'incident ont été suivies et que des mesures correctrices ont été mises en œuvre. Au cours de l'exercice 2011-2012, l'Office a examiné 153 rapports d'incidents déposés par des exploitants et relevé 23 incidents comportant des blessures ou maladies devant être signalées. Durant la période visée, les travailleurs en mer ont cumulé 4 304 663 d'heures de travail dans la zone extracôtière.

Figure 1 : Taux d'absence résultant de blessure par million d'heures travaillées



La figure 1 offre une comparaison du taux moyen d'absence résultant de blessure (ARB) dans la province de Terre-Neuve-et-Labrador et du taux d'ARB en mer. Le taux d'ARB dans l'industrie des hydrocarbures extracôtiers est 80 % moins élevé que la moyenne provinciale.

Source du taux provincial : Rapport annuel de 2010 de la Commission de la santé, de la sécurité et de l'indemnisation des accidents au travail (CSSIAT) de Terre-Neuve-et-Labrador. Taux de blessures en milieu de travail donnant lieu à des demandes d'indemnisation pour absences du travail.

ATELIERS ANNUELS DU COMITÉ CONJOINT DE SANTÉ ET DE SÉCURITÉ EN MER

En plus de passer en revue les procès-verbaux des réunions du Comité conjoint de santé et de sécurité en mer et de rencontrer les comités au cours d'inspections et de vérifications des installations, l'Office organise deux ateliers annuels sur la santé et la sécurité en mer. Ces ateliers ont pour objet de permettre aux divers comités de chaque installation de la zone extracôtière de discuter des questions actuelles de santé et de sécurité au travail et des pratiques exemplaires dans ce domaine. L'Office a organisé ces ateliers avec d'autres comités conjoints de santé et de sécurité en mer en novembre et en décembre 2011. Les discussions ont porté sur divers sujets : la coordination des opérations de recherche et sauvetage au Canada atlantique; les améliorations apportées à l'Offshore Safety and Survival Centre du Marine Institute; un compte rendu de Sikorsky sur les améliorations apportées à l'hélicoptère S-92A; la mise en œuvre des recommandations de l'ESHE; et une présentation sur les initiatives de sécurité à venir à Transocean.

PLAINTES CONCERNANT LA SÉCURITÉ

Le Service de la sécurité applique un processus de traitement de toutes les plaintes liées à la santé et à la sécurité. Toute personne qui a une plainte liée à la sécurité des activités d'exploitation en haute mer peut s'adresser à l'un des agents de la sécurité par téléphone, par écrit ou en personne. Des plaintes anonymes peuvent aussi être soumises. Un agent de la sécurité se verra confier la tâche d'évaluer chaque plainte, examinera les faits entourant l'incident, prendra ou recommandera une mesure au besoin et avisera le plaignant une fois son examen achevé. En 2011-2012, l'Office a traité sept plaintes. Au terme de la période de rapport, une plainte était encore en cours d'examen.

ACTIVITÉ DE PLONGÉE ET DE CONSTRUCTION

En 2011-2012, l'Office a reçu deux demandes d'autorisation de mener des programmes de plongée et de construction dans la zone extracôtière. La SEDH a été autorisée à mener un programme de plongée avec le navire de soutien des opérations de plongée (NSOP) *Wellservicer* et le navire de construction *Deep Constructor.* Ce programme visait le remplacement du système de chargement marin de la structure gravitaire Hibernia, à l'appui du projet de prolongement de la zone sud d'Hibernia.

Suncor Energy a aussi été autorisé à mener un programme de plongée et de construction avec le NSOP *Wellservicer* et le navire *Deep Constructor* pour le remplacement de conduites d'écoulement dans le champ Terra Nova.

INFORMATION LIÉE À LA SÉCURITÉ

Durant l'exercice 2011-2012, le Service de la sécurité a diffusé la note explicative 12-01 sur les vêtements de travail ignifuges et à haute visibilité *(Flame Resistant and High Visibility Work Wear)* et la note explicative 12-

02 sur les systèmes de dégagement pour embarcation de sauvetage *(Lifeboat Release Systems).* À la fin de la période de rapport, une mise à jour de la directive sur le signalement d'incidents et les enquêtes connexes *(Guideline for the Reporting and Investigation of Incidents)* de l'Office Canada – Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers et de l'Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers était en cours de préparation.

Durant la période, une mise à jour de la note explicative *11-01 Supplementary Guidance,* au sujet de directives supplémentaires qui viennent s'ajouter aux Lignes directrices sur le forage et la production, a été effectuée par les services de la sécurité et de l'environnement de l'Office.

INTERNATIONAL REGULATORS FORUM

L'International Regulators Forum a tenu une conférence au sommet sur la sécurité en haute mer à Stavanger, en Norvège, les 4 et 5 octobre 2011. Parmi les sujets discutés, mentionnons les désastres de Montara et de Macondo; les blocs obturateurs de puits; le contrôle et l'intégrité des puits; l'élaboration de normes; la culture de la sécurité; et l'aptitude d'exploitation.

ENQUÊTE SUR LA SÉCURITÉ DES HÉLICOPTÈRES EXTRACÔTIERS

L'Office a instauré un processus de mise en œuvre des recommandations découlant de l'Enquête sur la sécurité des hélicoptères extracôtiers (ESHE), ce qui a capté l'attention de l'industrie internationale des hydrocarbures extracôtiers. L'Office a sollicité l'apport de travailleurs, d'exploitants et d'experts du domaine extracôtier pour l'examen des recommandations et la formulation de conseils. Un document d'orientation a été préparé pour chaque recommandation. L'Office a approuvé en entier ou en principe chacun de ces documents avant de les publier sur son site Web. En raison de l'engagement extraordinaire qu'il a pris dans le but d'améliorer la sécurité des passagers d'hélicoptères extracôtiers, l'Office est devenu un chef de file mondial dans ce domaine et son expertise a été sollicitée dans le cadre de conférences, de séminaires et de réunions. L'Office a participé aux activités suivantes :

- En 2011, le premier dirigeant et quatre membres de l'équipe multipartite de mise en œuvre de l'ESHE, dont un représentant des travailleurs, ont assisté au Sommet sur la sécurité et la qualité de la Canadian Helicopter Corporation (CHC) à Vancouver, en Colombie-Britannique. En 2012, le premier dirigeant, le conseiller en matière de sécurité aérienne de l'Office et des membres du Comité de sécurité de l'exploitation des hélicoptères ont assisté au Sommet.
- Le premier dirigeant et le délégué à la sécurité ont participé à un atelier sur l'amerrissage forcé en hélicoptère, l'impact avec un plan d'eau et la survivabilité, à Cologne, en Allemagne.

- Le premier dirigeant a participé à un séminaire sur la sécurité aérienne présenté par la Oil and Gas UK, à Aberdeen, en Écosse.
- Le premier dirigeant et le conseiller en matière de sécurité aérienne de l'Office ont visité l'usine d'AugustaWestland, à Yeovil, au Royaume-Uni.
- Le premier dirigeant et le conseiller en matière de sécurité aérienne de l'Office ont visité l'autorité de l'aviation civile de la Norvège pour échanger des renseignements.
- Le premier dirigeant et le conseiller en matière de sécurité aérienne de l'Office, en compagnie de représentants des exploitants et des travailleurs extracôtiers, ont visité l'usine de Sikorsky, au Connecticut, aux États-Unis.
- Sur invitation, l'Office est devenu membre à part entière du comité de gestion de la recherche sur la sécurité des hélicoptères (CGRSH) de l'autorité de l'aviation civile du Royaume-Uni (avec le Royaume-Uni, la Norvège, le Danemark et la Suède). À ce titre, l'Office a accueilli le directeur de la recherche sur les opérations aériennes de l'autorité de l'aviation civile du Royaume-Uni, qui a contribué à une étude locale sur les hélicoptères sur la flottaison de côté. Il a également donné une présentation aux intervenants locaux sur le travail du CGRSH.

ÉTAT DE LA MISE EN ŒUVRE DES RECOMMANDATIONS DE L'ESHE

L'équipe de mise en œuvre de l'ESHE a formé des groupes de travail pour évaluer en détail les recommandations formulées. L'équipe a collaboré avec des établissements de formation, le ministère de la Défense nationale, des exploitants, des fournisseurs de services, des médecins, des ergonomes, des spécialistes de la gestion de la sécurité et d'autres spécialistes, selon les besoins, lors de la préparation des documents d'orientation visant chaque recommandation.

Le tableau ci-dessous illustre les progrès de l'Office dans le cadre de la mise en œuvre des recommandations de l'ESHE.

Table 2: État de la mise en euvre des recommandations de l'eshe

	Recommendation	Lacune déterminée	Stratégie élaborée	Document d'orientation préparé	Office informé	Plan d'action élaboré par l'Office	Mise en oeuvre amorcée	Recommandation mise en oeuvre
1	Première intervention - Hélicoptère	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Terminé	En cours
2	Première intervention - Objectifs	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	En cours
3	Première intervention - Répartition	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	Sans objet	Terminé	Terminé
4	Protocole entre le MDN et Cougar	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	Sans objet	Terminé	Terminé
5	Familiarisation des travailleurs	Terminé	Terminé	Sans objet	Terminé	Sans objet	En cours	En cours
6	Responsabilité personnelle	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	Sans objet	En cours	En cours
7	Communication des rapports d'incident etc.	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	Sans objet	Terminé	Terminé
8	Séances d'information du pilote	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	Sans objet	Terminé	Terminé
9	Exigences opérationnelles	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	En cours
10	Sécurité et équipement à bord	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	En cours
11	Taille de la flotte d'hélicoptères	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	En cours
12	Vols de nuit	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	En cours	En cours	En cours
13	Objectifs de formation sur la sécurité	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	En cours
14	Condition physique des travailleurs	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	En cours
15	Port du casque pour les pilotes	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	Sans objet	Terminé	Terminé
16	Équipement de protection individuel supplémentaire	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	En cours
17	Évaluation de la gestion des risques	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé
18	Vérification continue de la gestion des risques	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	En cours	En cours	En cours
19	Culture de sécurité	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	En cours
20	Participation des travailleurs et des pilotes	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé
21	Liens entre l'Office et l'ACPP	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Sans objet	Terminé
22	Services d'experts en aviation	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé
23	Surveillance du transport en hélicoptère	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	En cours
24	Vérifications de la sécurité aérienne	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	En cours
25	Forums sur la sécurité	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé
26	Conférences sur la sécurité	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	En cours
27	Études et recherches	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé
28	Examens officiels de la documentation	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	En cours
29b	Service de la sécurité distinct	Terminé	Terminé	Terminé	Terminé	En cours	En cours	En cours

LÉGENDE

- Terminé
- En cours
- Sans objet

Au cours de l'exercice 2011-2012, le comité de sécurité de l'exploitation des hélicoptères (CSEH) a été créé pour donner suite au document d'orientation visant la recommandation 20. Le CSEH est formé de représentants des travailleurs extracôtiers, des exploitants, du fournisseur de services de transport par hélicoptère et d'autres intervenants. Le CSEH a tenu quatre réunions durant la période de rapport pour discuter des questions relatives à la sécurité des hélicoptères extracôtiers.

Parmi les autres initiatives découlant de la mise en œuvre des recommandations de l'ESHE et réalisées au cours de la dernière année, mentionnons :

- la construction d'un nouveau hangar pour un hélicoptère réservé à la recherche et sauvetage à St. John's;
- l'élaboration d'un protocole de communication officiel entre le ministère de la Défense nationale et Cougar Helicopters;
- l'élaboration de critères pour initier les vols de nuit;
- la tenue du premier forum semestriel de la sécurité;
- la participation de l'Office aux activités du CGRSH, une initiative conjointe de l'autorité de l'aviation civile et du secteur pétrolier et gazier du Royaume-Uni pour financer la recherche sur la sécurité des hélicoptères, y compris les travaux en cours sur la « flottaison de côté ».

Conformément aux conseils de l'équipe de mise en œuvre, l'Office élabore actuellement des plans d'action pour les recommandations qui ne sont pas entièrement mise en œuvre. Onze recommandations ont été mises en œuvre.

Le rapport de la phase II (phase finale) de l'ESHE a été soumis à l'Office en août 2011. La phase II consistait en un examen du rapport du Bureau de la sécurité des transports sur l'écrasement de l'hélicoptère Cougar durant le vol 491 et il contenait quatre recommandations. L'Office a examiné le rapport et accepté la première recommandation – la seule recommandation qui doit être abordée directement par l'Office – au sujet des bulletins de service d'alerte. Les trois autres recommandations ont été renvoyées aux parties appropriées. Les recommandations 2 et 3 sur les combinaisons pour les passagers d'hélicoptère et la mise en œuvre des recommandations du Bureau de la sécurité des transports, respectivement, ont été référées

à Transports Canada. La recommandation 4, au sujet d'un organisme indépendant de la sécurité extracôtière, a été référée aux gouvernements du Canada et de Terre-Neuve-et-Labrador.

FORUM DE LA SÉCURITÉ DE L'OFFICE

L'ESHE suggérait que l'Office organise des forums de la sécurité. Le premier forum semestriel de la sécurité, axé sur la sécurité des hélicoptères, a eu lieu du 31 octobre au 1er novembre 2011. Les objectifs du forum sont les suivants :

- promouvoir la détermination proactive des problèmes de sécurité;
- mettre en lumière les domaines où les risques d'incident peuvent être réduits au niveau le plus bas possible;
- transmettre l'information sur la sécurité et les pratiques exemplaires au sein de l'industrie pétrolière et gazière de Terre-Neuve-et-Labrador et dans le monde entier;
- aider l'Office à fixer ses objectifs et à cerner des améliorations possibles.

Les sujets suivants ont été présentés lors du forum :

- le point sur la mise en œuvre des recommandations de l'ESHE;
- la présentation du CSEH;
- le système de gestion de la sécurité de Cougar;
- les combinaisons pour passager d'hélicoptère;
- le point sur les initiatives des exploitants.

Le forum était conçu de manière à inclure des présentations, des discussions en tables rondes et une tribune libre. Chaque question posée durant la tribune libre était référée à un groupe d'experts composé du président et premier dirigeant, du délégué à la sécurité et du conseiller en matière de sécurité aérienne de l'Office, ainsi que du président du CSEH.

PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

Les opérations ne peuvent pas être autorisées avant la réalisation d'une évaluation environnementale et l'examen détaillé des mesures d'atténuation proposées par l'exploitant.

PLANS DE PROTECTION L'ENVIRONNEMENT

Avant de recevoir une autorisation de forage ou de production dans la zone extracôtière, un exploitant doit soumettre un Plan de protection de l'environnement (PPE) qui démontre à l'Office qu'il a pris toutes les mesures raisonnables et suivi toutes les étapes pratiques pour protéger l'environnement durant les travaux qu'il envisage. Le PPE est un plan de l'exploitant pour tout le personnel du projet, y compris les entrepreneurs. Ce plan décrit les responsabilités, les attentes et les méthodes de protection environnementales liées à une autorisation de travail ou d'activité.

Un PPE efficace contient les éléments suivants :

- les moyens de respecter les exigences de la législation pertinente (lois et règlements);
- toute mesure de protection de l'environnement définie dans le cadre d'une évaluation environnementale;
- les engagements pris à l'égard de l'environnement dans le cadre d'une demande de forage de prospection ou de mise en valeur.

Au cours de la période de rapport 2011-2012, trois EPP ont été examinés dans le cadre du processus d'autorisation d'opérations. Ces EPP visaient les projets suivants :

- programme de forage de prospection extracôtier dans le secteur du chenal du Bonnet flamand/North Central Ridge (Statoil Canada);
- demande de renouvellement d'autorisation de mener des travaux dans le champ pétrolifère Terra Nova (Suncor Energy);
- demande de renouvellement d'autorisation de mener des travaux dans la région de White Rose/North Amethyst (Husky Energy).

PLANIFICATION DE L'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DE PÉTROLE

Durant l'exercice, l'Office a continué de collaborer avec les exploitants à l'examen et à l'amélioration des plans d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures.

Une équipe interne composée de cadres supérieurs a achevé l'examen des recommandations de la *US National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling.* L'équipe a aussi examiné le rapport du Capitaine Mark Turner sur les exigences et les pratiques en matière d'intervention et de prévention des déversements de pétrole en mer à Terre-Neuve-et-Labrador *(Review of Offshore Oil Spill Prevention and Remediation Requirements and Practices in Newfoundland and Labrador),* qui a été publié en avril 2011 par le gouvernement de la province. Une fois ces examens terminés, le délégué à la conservation de l'Office a formulé sa réponse au rapport soumis par trois exploitants menant des activités de production, en évaluant leur capacité collective d'intervention en cas de déversement de pétrole.

En 2011-2012, l'Office a aussi appuyé le lancement d'une étude, réalisée par l'entremise du Fonds pour l'étude de l'environnement, sur la biodégradation du pétrole brut dispersé naturellement ou chimiquement sur les Grands Bancs. L'étude, menée par le Centre de recherche environnementale sur le pétrole et le gaz extracôtiers de Pêches et Océans Canada, cherchera à appliquer les leçons tirées de la surveillance du pétrole brut de Macondo dans le golfe du Mexique aux déversements potentiels dans la zone extracôtière.

ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE

L'Office est l'organisation responsable de l'évaluation environnementale (EE) des projets de prospection et de production en mer en vertu de l'*Accord atlantique,* des lois de mise en œuvre de l'*Accord atlantique et de la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCEE). En application de la LCEE, l'Office doit procéder à l'EE de certains travaux et activités de prospection et de production pétrolières proposées pour la zone extracôtière. L'Office évalue également les répercussions environnementales potentielles de projets et d'activités qui ne sont pas visées par la LCEE, par exemple des levés électromagnétiques de source contrôlée et des levés aéromagnétiques réalisés au moyen de magnétomètres.

Au cours de l'exercice 2011-2012, l'Office a réalisé l'examen préalable des projets suivants, en application de la LCEE :

- Programme géophysique 2011-2012 dans le bassin Jeanne d'Arc et le bassin North Ridge/chenal du Bonnet flamand (Statoil Canada);
- Programme de collecte de données sismiques bidimensionnelles 2011-2013 dans la zone extracôtière du Labrador (Multi Klient Invest AS ou MKI);
- Programme de collecte de données sismiques régionales sur les Grands Bancs Nord (Chevron Canada);
- Programme de collecte de données sismiques au Labrador (Chevron Canada).

L'étude approfondie du projet de mise en valeur du champ pétrolifère Hebron d'ExxonMobil Canada Properties a débuté en 2009 et s'est conclue en décembre 2011. L'Office a transmis le rapport d'étude approfondie à l'Agence canadienne d'évaluation

environnementale et au ministre de l'Environnement le 30 septembre 2011. L'Agence a ensuite soumis le rapport à l'examen du public pour une période de 30 jours. Le ministre de l'Environnement a enfin fait part de sa décision concernant l'EE le 22 décembre 2011, indiquant que le projet n'est pas susceptible de causer des effets environnementaux négatifs importants et que les mesures d'atténuation et le programme de suivi sont appropriés pour le projet proposé.

Quatre EE étaient en cours au 31 mars 2012 pour les programmes et projets suivants :

- Forage d'exploration du gisement Old Harry, EL 1105 (Corridor Resources);
- Programme de collecte de données sismiques sur la Pente nord-est de Terre-Neuve, 2012-2017 (MKI);
- Programme de collecte de données sismiques dans le bassin Jeanne d'Arc, 2012-2015 (Western Geco Canada);
- Programme de collecte de données sismiques régionales dans le bassin Jeanne d'Arc/chenal du Bonnet flamand, 2012-2020 (Husky Energy).

Tous ces projets font l'objet d'un examen préalable, conformément à la LCEE.

En date du 31 mars 2012, trois EE étaient en attente de mesures ou de soumissions ultérieures du promoteur :

- Programme de collecte de données sismiques en 3D et 2D dans le sous-bassin Laurentien (ConocoPhillips Canada);
- Programme de collecte de données sismiques en 2D dans l'ouest de Terre-Neuve-et-Labrador (Deer Lake Oil and Gas);
- Programme de collecte de données sismiques en 3D et 2D dans l'ouest de Terre-Neuve (Ptarmigan Resources Ltd.).

ExxonMobil Canada a retiré l'EE pour un programme géotechnique à l'appui du projet de mise en valeur du champ pétrolifère Hebron, car l'activité était évaluée dans le rapport d'étude approfondie d'Hebron.

ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE D'UN PROJET DE FORAGE D'EXPLORATION DANS LA ZONE VISÉE PAR LE PERMIS DE PROSPECTION 1105 (OLD HARRY)

Corridor Resources Inc. est le titulaire du permis de prospection 1105 (appelé « Old Harry ») dans le golfe du Saint-Laurent. L'entreprise a soumis une description de projet à l'Office en février 2011. Cette description de projet a été utilisée pour préparer l'ébauche d'un document de détermination de la portée qui a été rendu public aux fins de commentaires. Compte tenu du niveau et de la nature des commentaires du public, l'Office a référé l'EE au ministère de l'Environnement le 3 juin 2011 et recommandé que le dossier soit passé en revue par un médiateur ou une commission d'examen.

Le 15 août 2011, le ministre de l'Environnement a répondu à l'Office que l'EE devrait se poursuivre en tant qu'examen préalable et fasse l'objet d'une vaste consultation publique. Il a aussi recommandé que l'Office mette à jour l'évaluation environnementale stratégique du secteur extracôtier de l'Ouest de Terre-Neuve-et-Labrador de 2005 et la modification à l'évaluation environnementale stratégique du secteur extracôtier de l'Ouest de Terre-Neuve-et-Labrador de 2007.

Pour faire suite à la recommandation du ministre sur la tenue d'une vaste consultation durant l'examen préalable, l'Office a embauché un examinateur indépendant, M. Bernard Richard, pour consulter le public après la soumission du rapport d'EE par Corridor Resources. L'entreprise a soumis son rapport d'EE et les documents à l'appui à la fin d'octobre. L'Office a procédé à un examen de complétude du dossier et a demandé à Corridor Resources de lui fournir des renseignements supplémentaires le 10 novembre 2011. L'entreprise a soumis un rapport d'EE révisé et les documents à l'appui le 20 décembre 2011.

Le 20 janvier 2012, Corridor Resources a demandé à l'Office d'émettre un décret d'interdiction en vertu de l'*Accord de l'Atlantique*, ce qui aurait empêché l'entreprise d'entreprendre ou de poursuivre tous travaux ou activités en vertu du permis d'exploration (EL) 1105 et suspendu la période d'autorisation d'exploration. Le 28 février 2012, l'Office a rejeté la demande, mais a décidé de terminer la mise à jour de l'évaluation environnementale stratégique du secteur extracôtier de l'Ouest de Terre-Neuve-et-Labrador avant de finaliser l'EE propre au projet de forage d'un puits d'exploration de Corridor Resources. L'Office a par la suite mis fin à l'examen indépendant réalisé par M. Richard. En date du 31 mars 2012, l'Office avait reçu des commentaires techniques sur le rapport d'EE de la plupart des ministères et organismes concernés et se préparait à transmettre les commentaires techniques regroupés à Corridor Resources.

ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE STRATÉGIQUE

L'évaluation environnementale stratégique (EES) est une approche générale d'évaluation environnementale qui vise à examiner les effets environnementaux susceptibles d'être rattachés à un plan, un programme ou un énoncé de politique, et qui permet l'intégration de facteurs environnementaux dès les premières étapes du processus de planification des programmes. L'EES donne habituellement lieu à une évaluation environnementale de plus large portée qui tient compte du contexte écologique dans son ensemble, plutôt qu'à une évaluation environnementale propre à un projet qui soit axée sur des questions spécifiques à un site, à l'intérieur de limites établies. En 2002, l'Office a décidé de réaliser des EES dans certaines parties du secteur extracôtier qui sont susceptibles de donner lieu à des activités d'exploration pétrolière et gazière extracôtières, mais qui n'avaient pas été soumises à une EES récente, ni à des évaluations propres à un site récentes et approfondies.

L'Office a amorcé la mise à jour de l'EES du secteur extracôtier de l'Ouest de Terre-Neuve-et-Labrador durant la période de rapport. Un groupe de travail de dix-sept personnes, composé de représentants d'organismes non gouvernementaux et d'organismes gouvernementaux fédéraux et provinciaux de l'Atlantique et du Québec, a été formé. En collaboration avec le groupe de travail, l'Office a préparé une ébauche de document d'orientation et l'a rendu public aux fins de commentaires. Des commentaires ont été reçus au début de 2012 et ont été pris en compte dans le document d'orientation. Une demande de propositions a été lancée le 2 mars 2012 et s'est terminée le 26 mars 2012. Les propositions reçues étaient examinées par le groupe de travail à la fin de la période de rapport.

RESPECT ET APPLICATION DES RÈGLEMENTS

Les exploitants sont tenus de signaler tous les incidents de pollution (déversements de produits pétroliers, émissions ou rejets imprévus ou non autorisés, et problèmes de qualité des effluents) à toutes leurs installations. L'Office passe ces rapports en revue et procède à des enquêtes, au besoin.

Au cours de l'exercice 2011-2012, l'Office a poursuivi son enquête sur le déversement de 26 400 litres de boues de forage à base synthétique, qui se sont échappées de l'UMFM *Henry Goodrich* le 28 mars 2011, au puits de prospection Ballicaters M-96Z exploité par Suncor Energy. Un rapport d'enquête a été préparé et soumis au Service des poursuites pénales du Canada à la fin du mois d'août 2011.

En mars 2012, l'Office a émis un avis de non-conformité à l'intention de la SEDH pour avoir excédé la moyenne pondérée en fonction du volume sur 30 jours de la teneur en pétrole de l'eau produite évacuée à la plate-forme Hibernia GBS du 29 novembre au 5 décembre 2011. Un suivi à l'égard de cet avis de non-conformité sera effectué durant l'exercice suivant.

En octobre 2011, un agent de la conservation de l'Office et un agent d'application de la loi d'Environnement Canada ont mené une vérification de la conformité au *Règlement fédéral sur les halocarbures* du *NPSD SeaRose.*

Parmi les vingt-et-un déversements signalés en 2011-2012, neuf étaient d'un volume d'un litre ou moins. Le tableau 3 résume les données sur les déversements pour l'exercice 2011-2012.

Tableau 3: Résumé des données sur les déversements

Polluant	Litres	Pourcentage du total annuel	Nombre d'incidents
Boues de forage à base synthétique	4851,00	96.23	5
Pétrole brut	34,53	0.69	6
Huile hydraulique et lubrifiante	154,47	3.06	8
Autres produits pétroliers	0,88	0.02	2

Des 4 851 litres de boues de forage à base synthétique déversées durant la période de rapport, 4 000 litres provenaient du circuit des boues du *GSF Grand Banks,* exploité par Husky Energy, le 20 septembre 2011. L'Office a passé en revue l'enquête menée par Husky Energy sur l'incident et a déterminé que l'enquête en question n'abordait pas adéquatement bon nombre des causes sous-jacentes et problèmes du système de gestion. Ce déversement était l'un des incidents examinés par les agents de la conservation de l'Office relativement à l'avis de non-conformité remis aux exploitants en janvier 2012. L'Office a demandé à Husky Energy d'effectuer une enquête plus approfondie sur l'incident.

SURVEILLANCE DES INCIDENCES ENVIRONNEMENTALES

La surveillance des incidences environnementales (SIE) vise à déterminer les impacts d'une activité industrielle en cours sur les milieux naturels. Dans la zone extracôtière, on a surveillé les opérations de forage de mise en valeur et de production, en raison de leurs caractères très divers et des volumes d'effluents rejetés, comme l'eau produite et la durée de leur présence en haute mer. Les activités de SIE débutent durant la première année complète de forage de mise en valeur, sont répétées chaque année pendant au moins deux années additionnelles, et deviennent par la suite biannuelles. L'Office et les ministères fédéraux et provinciaux de l'Environnement et des Pêches passent en revue chaque programme de SIE et les rapports détaillés de chaque enquête. Les rapports de SEI terminés sont disponibles en format papier auprès de l'Office; les rapports plus récents sont accessibles sur le site Web de l'Office.

Husky Energy a soumis le rapport du programme de SIE de White Rose pour 2010 en mai 2011. Husky Energy a reçu des commentaires de l'Office et des organismes d'examen pertinents et prépare maintenant sa réponse.

Des commentaires de l'Office et d'organismes consultatifs sur le rapport du programme de SIE de la phase de production d'Hibernia pour l'année sept (2009) ont été transmis à la SEDH en avril 2011. La SEDH a fourni en mars 2012 une réponse, laquelle a ensuite été soumise à des examinateurs.

En juillet 2011, la SEDH a proposé des révisions à son programme de SIE pour inclure le centre de forage du prolongement sud. Des commentaires de l'Office et d'organismes consultatifs ont été transmis à la SEDH, qui a soumis une réponse à l'Office en février 2012. Cette réponse a été ensuite soumise à des examinateurs.

Suncor Energy a soumis une révision concernant la surveillance de la qualité de l'eau au programme de SIE de Terra Nova. La révision était suffisante pour respecter le but de la condition de l'autorisation d'exploitation. Suncor Energy a soumis le rapport du programme de SIE de Terra Nova pour l'année sept (2010). Des commentaires de l'Office et d'organismes consultatifs ont été transmis à Suncor Energy en février 2012.

ACTIVITÉS EXTRACÔTIÈRES

PROGRAMMES DE FORAGE

Au cours de l'exercice 2011-2012, dix demandes d'approbation de forage d'un puits dans la zone extracôtière ont été traitées.

SOCIÉTÉ D'EXPLOITATION ET DE DÉVELOPPEMENT D'HIBERNIA

Pendant la période de rapport, cinq puits ont été bouchés et abandonnés, puis déviés, forés et achevés. Deux de ces puits ont été forés et achevés dans la zone sud d'Hibernia. Durant la période de rapport, un autre puits qui avait été foré en 2010-2011 a été achevé.

HUSKY ENERGY

Husky Energy a procédé à la rentrée de deux puits et à l'achèvement d'un troisième. Husky Energy a aussi foré un puits d'injection d'eau.

Les activités de forage ont été suspendues quand le *GSF Grand Banks* a été remorqué au chantier naval d'Halifax, où il a subi des réparations et un entretien de routine. À la fin de février 2012, le *GSF Grand Banks* est retourné au champ et a repris ses activités.

SUNCOR ENERGY

Suncor Energy a foré et mis à l'essai un puits d'exploration. Le puits a ensuite été bouché et abandonné. L'exploitant a procédé à la rentrée et à l'achèvement d'un autre puits.

STATOIL CANADA LIMITED

Statoil Canada a foré un puits de délimitation et un puits d'exploration.

L*e Henry Goodrich* a été remorqué hors site à un chantier naval, où il a subi un entretien de routine et se trouvait à la fin de la période visée par le présent rapport.

DRAGON LANCE MANAGEMENT CORPORATION

Dragon Lance a foré un puits de prospection depuis le littoral vers le large dans la région extracôtière de l'Ouest de Terre-Neuve-et-Labrador. L'exploitation du puits a été suspendue en août 2011 et l'exploitant a procédé à une rentrée en janvier 2012. Dragon Lance a commencé à dévier le puits durant la période de rapport.

L'Office et le gouvernement provincial collaborent pour réglementer le forage de ce puits de prospection depuis le littoral vers le large. À la fin de la période de rapport, les activités étaient encore en cours.

ATELIER SUR LES BARRIÈRES DE PUITS

Le 22 novembre 2011, l'Office a présenté un atelier sur les dispositifs, les éléments et les défaillances des barrières de puits durant tout le cycle de vie d'un puits, selon la norme norvégienne NORSOK D-010. Cet atelier a été appuyé par des professionnels de la mer du Nord chargés du maintien de la norme. Des employés des opérations de forage, d'achèvement et de production travaillant pour des exploitants, des entrepreneurs en forage et des sociétés d'accréditation de la région ont assisté à l'atelier.

EXAMEN DES INCIDENTS INTERNATIONAUX

Le suivi qu'effectue le Service des opérations au sujet de l'accident du *Deepwater Horizon*, survenu en 2010 dans le golfe du Mexique, et de l'éruption de Montara, au large de l'Australie en 2009, demeure essentiel à la détermination des priorités et des actions du Service.

CERTIFICATS DE CONFORMITÉ

Au cours de 2011-2012, les activités des sociétés d'accréditation ont été surveillées par le Service des opérations pour les installations exploitées dans la zone extracôtière suivantes :

Tableau 4 : Certificats de conformité

Nom de l'installation	Type d'installation	Société d'accréditation
Hibernia	Production	Lloyd's Register North America Inc
NPSD SeaRose	Production	Det Norske Veritas Classification A/S
NPSD Terra Nova	Production	Lloyd's Register North America Inc
Wellservicer	Plongée	Det Norske Veritas Classification A/S
Henry Goodrich	Forage	Det Norske Veritas Classification A/S
GSF Grand Banks	Forage	Det Norske Veritas Classification A/S

DEMANDES RÉGLEMENTAIRES

Le délégué à la sécurité ou le délégué à la conservation peuvent approuver des demandes de dérogation à des règlements, dans la mesure où ils sont confiants que les demandes en question garantissent un niveau équivalent de sécurité, de protection de l'environnement et de conservation des ressources, en application de la loi. En 2011-2012, l'Office a reçu 38 demandes de dérogation relatives à la réglementation. Des décisions concernant 20 demandes ont été prises et sont affichées sur le site Web de l'Office. Cinq demandes ont été retirées et huit n'étaient pas considérées comme des dérogations aux règlements. En date du 31 mars 2012, six demandes étaient à l'étude.

GESTION DES DROITS

STATUT DES PERMIS

L'Office accorde des droits sous forme de permis de prospection (EL), d'attestations de découverte importante (SDL) et de licences de production (PL). Quatre permis de prospection, deux attestations de découverte importante et deux licences de production ont été délivrés en 2011-2012. Les permis de prospection 1097, 1098, 1103 et 1104 ont été consolidés sous l'EL 1097R. Au 31 mars 2012, 33 permis de prospection, 52 attestations de découverte importante et 10 licences de production étaient en vigueur dans la zone extracôtière (voir les pages 44 et 45).

APPELS D'OFFRES

L'appel d'offres NL11-01 (secteur « B » – région extracôtière de l'Ouest de Terre-Neuve-et-Labrador) a été clôturé le 15 novembre 2011. Des propositions gagnantes ont été reçues pour les deux parcelles, totalisant 2 002 000 $ en engagements d'exécution des travaux. L'appel d'offres NL11-02 (secteur « C » – chenal du Bonnet flamand/North Central Ridge) a été clôturé le 15 novembre 2011. Des propositions gagnantes ont été reçues pour les deux parcelles faisant l'objet d'un permis de prospection, totalisant 347 774 664 $ en engagements d'exécution des travaux. L'appel d'offres NL11-03 (secteur « C » – zone extracôtière du Labrador) a été clôturé le 15 novembre 2011. Aucune proposition n'a été reçue pour les quatre parcelles faisant l'objet d'un permis de prospection. Ces soumissions gagnantes représentent les dépenses auxquelles s'engagent les soumissionnaires dans le cadre de la prospection des parcelles pendant la période I d'un permis de prospection de neuf ans.

L'appel d'offres NL12-01 (secteur « C » – sous-bassin Laurentien) a été lancé le 9 mars 2012, offrant six parcelles dans le sous-bassin Laurentien. L'appel sera clôturé le 1er novembre 2012.

PERMIS D'OPÉRATIONS

Pour être autorisé à conduire des activités ou des travaux liés aux hydrocarbures dans la zone extracôtière, il faut se procurer un permis d'opérations (PO). Au cours de l'exercice 2011-2012, l'Office a délivré 18 permis d'opérations, comme le montre le tableau 5.

Tableau 5 : Permis d'opérations délivrés en 2011-2012

(du 1er avril 2011 au 31 mars 2012)		
1.	OL 1101	Husky Oil Operations Limited
2.	OL 1102	ExxonMobil Canada Ltd.
3.	OL 1103	ExxonMobil Canada Ltd., à titre de partenaire de gestion d'ExxonMobil Canada Properties
4.	OL 1104	Chevron Canada Limited
5.	OL 1105	Chevron Canada Limited, à titre de partenaire de gestion de Chevron Canada Resources
6.	OL 1106	Imperial Oil Resources Ventures Limited
7.	OL 1107	Imperial Oil Resources Limited
8.	OL 1108	Société d'exploitation et de développement d'Hibernia Ltée.
9.	OL 1109	Encana Corporation
10.	OL 1110	Corridor Resources Inc.
11.	OL 1111	Suncor Energy Inc.
12.	OL 1112	Schlumberger Canada Ltd., à titre de partenaire de gestion de WesternGeco Canada
13.	OL 1113	Statoil Canada Ltd.
14.	OL 1114	Shell Canada Limited
15.	OL 1115	Dragon Lance Management Corporation
16.	OL 1116	ConocoPhillips Canada Resources Corp.
17.	OL 1117	Multi Klient Invest AS
18.	OL 1118	Ptarmigan Energy Inc.

ENGAGEMENTS D'EXPLORATION

En date du 31 mars 2012, on comptait 1 068 197 388 $ sous forme d'engagements d'exploration pris par des titulaires de permis de prospection, garantis par des dépôts d'un montant total estimé à 264 449 347 $.

BUREAU D'ENREGISTREMENT

L'Office tient un registre public qui permet d'enregistrer les permis de prospection, les attestations de découverte importante et les permis de production, ainsi que d'autres renseignements ayant trait à ces titres. En outre, pour faciliter l'accès du public à ces renseignements, l'Office publie sur son site Web des copies non attestées de tous les intérêts, titres et résumés qu'il conserve dans ses archives.

PERCEPTION

En application des lois de mise en œuvre de l'*Accord Atlantique,* il incombe à l'Office de percevoir certains droits, sommes confisquées et loyers. En 2011-2012, 13 621 708,33 $ ont été remis au receveur général du Canada (voir le tableau 6). Une partie de cette somme sera versée au Fonds terre-neuvien des recettes des ressources pétrolières extracôtières de Terre-Neuve-et-Labrador. Depuis sa création, l'Office a recueilli au total 186 761 872,33 $ au nom de l'État.

Tableau 6: Fonds recueillis au nom du Receveur général du Canada

Exercice 2011-2012	
Locations	211 245,00 $
Confiscations (dépôts de garantie)	8 909 253,33 $
Permis d'opérations	450,00 $
Frais d'enregistrement	715,00 $
Accès aux demandes d'information	45,00 $
Confiscations (dépôts de forage)	4 500 000,00 $
Total	**13 621 708,33 $**

GESTION DES RESSOURCES

STOCKAGE DE DONNÉES ET RECHERCHE

Des carottes, des déblais de forage et des échantillons de fluides, des plaques pétrographiques et biostratigraphiques et divers autres matériaux géologiques soumis dans la foulée du forage de puits dans la zone extracôtière sont conservés au Centre d'entreposage et de recherche de l'Office (CERO). Le Centre donne accès à ces échantillons une fois qu'ils sont rendus publics conformément à la loi et aux règlements. À l'heure actuelle, plus de 5 000 boîtes de déblais de forage, 8 000 mètres de carottes, 7 500 échantillons de carottage latéral, 40 000 plaques géologiques et 200 échantillons de fluides produits par plus de 370 puits peuvent être examinés au CERO. Durant la période de rapport, le CERO a reçu environ 300 m de carottes et 310 boîtes de déblais de forage.

PROGRAMMES GÉOPHYSIQUES ET GÉOLOGIQUES

En 2011-2012, l'Office a révisé et approuvé six demandes d'autorisation de mener des travaux de prospection dans la zone extracôtière.

Pendant la période de rapport, l'Office a approuvé trois études (superficielles) de puits. Husky Energy a été autorisé à mener deux études de puits sur les Grands Bancs dans le bassin Jeanne d'Arc. Le *M/V Chignecto* a été utilisé lors des deux études. En vertu des permis de prospection 1112 et 1124, Statoil Canada a obtenu des données en utilisant un véhicule téléguidé dans le chenal du Bonnet flamand, à l'aide du *M/V Scandi Vega.*

Trois programmes de collecte de données sismiques ont été réalisés durant la période de rapport. Multi Klient Invest AS a mené un levé sismique bidimensionnel à l'aide du navire *M/V Sanco Spirit.* Le programme a permis de recueillir des données sismiques sur une distance de 5 144 kilomètres linéaires sur le plateau du Labrador. Deux levés sismiques tridimensionnels ont été

réalisés dans le chenal du Bonnet flamand en 2011. Le premier programme a été mené à l'aide du *M/V WG Tasman* et a permis de recueillir des données sismiques sur une distance de 6122 kilomètres linéaires. Le deuxième programme a été mené par Statoil Canada à l'aide du *M/V WG Amundsen*, et a permis de recueillir des données sismiques sur 3 573 kilomètres linéaires.

Les programmes géophysiques menés durant l'exercice 2011-2012 ont permis de recueillir 9 695 km de données sismiques tridimensionnelles et 5 144 de données bidimensionnelles dans la zone extracôtière. Depuis 1964, on a enregistré des données sismiques sur 2,1 millions de kilomètres de fonds marins dans la zone extracôtière.

Tableau 7 : Programmes géophysiques approuvés et réalisés

Exploitant	Programme	Secteur	Couverture (km linéaires)
Chevron Canada	Données sismiques en 3D	Chenal du bonnet flamand	6122 km
Husky Energy	Levé en surface	Bassin Jeanne d'Arc	149 km
Husky Energy	Levé en surface	Bassin Jeanne d'Arc	71 km
MKI	Données sismiques en 2D	Plateau du Labrador	5144 km
Statoil Canada	Données sismiques en 3D	Chenal du bonnet flamand	3573 km
Statoil Canada	Levé en surface	Chenal du bonnet flamand	S.O.

MISES À JOUR DES LIGNES DIRECTRICES

Au cours de l'exercice 2011-2012, l'Office a révisé les lignes directrices liées aux programmes géophysiques, géologiques, environnementaux et géotechniques. Parmi les changements, mentionnons l'amélioration de la production de rapports en matière d'environnement, des exigences additionnelles de sécurité pour le transfert de personnel en mer et l'accréditation des navires de soutien des programmes sismiques. La grille tarifaire pour les demandes de programme dans le cadre de ces lignes directrices a aussi été passée en revue et mise à jour.

L'Office a révisé plusieurs conseils à l'appui du *Règlement sur les forages et la production.* Les Lignes directrices en matière de mesure et les Lignes directrices sur les rapports de production mensuels pour les champs de production dans la zone extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador ont été mises à jour pour tenir compte de l'évolution de la technologie.

Les Lignes directrices sur l'obtention et les rapports de données ont été mises à jour pour refléter les leçons tirées de leur utilisation. Ces lignes directrices, qui avaient par le passé été diffusées conjointement avec l'Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, sont maintenant diffusées distinctement et s'appliquent spécifiquement aux activités dans la zone extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador.

En outre, durant 2011-2012, les nouvelles Lignes directrices sur le forage et la production ont été publiées. Une ébauche de ces lignes directrices avait initialement été émise le 31 décembre 2009 à titre d'essai pour une période d'un an. Compte tenu des commentaires reçus de la part de divers intervenants et de l'expérience de leur utilisation, un certain nombre d'améliorations ont

été apportées, et les lignes directrices ont été émises de nouveau le 31 mai 2011. Les mises à jour tiennent compte des mesures de surveillance spéciales mises en œuvre pour les opérations en haute mer et d'un examen des initiatives entreprises sur d'autres territoires. On prévoit apporter d'autres changements aux Lignes directrices sur le forage et la production. Dans les mises à jour à venir, l'Office tiendra compte de son examen des documents d'orientation de l'équipe de mise en œuvre de l'ESHE; de l'examen par le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador des mesures de prévention des déversements en mer et des mesures correctives; de même que du rapport de la *US National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling.*

ÉVALUATION DES RESSOURCES ET PRODUCTION

Les estimations les plus récentes des réserves et des ressources de l'Office et les chiffres de production se trouvent au tableau 8.

Tableau 8 : Évaluation et production de ressources

Réserves[1] et ressources[2] pétrolières – Région extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador

Champ	Pétrole		Gaz naturel	LGN[6]
	Estimation initiale	Produites[4]		
	MMbbls[3]	*MMbbls*	*MPC[5]*	*MMbbls*
Grands Bancs				
Réserve				
Hibernia	1395	792		
Terra Nova	419	332		
White Rose[7]	229	169		
North Amethyst	68	19		
Total partiel	**2111**	**1312**		
Ressources				
Hibernia	-		1984	225
Terra Nova[8]	86		53	4
White Rose[7]	76		3023	96
North Amethyst	-		315	-
Hebron	581		-	-
Mizzen	102		-	-
Ben Nevis	114		429	30
West Ben Nevis	36		-	-
West Bonne Bay	36		-	-
Mara	23		-	-
North Ben Nevis	18		116	4
Springdale	14		238	-
Nautilus	13		-	-
King's Cove	10		-	-
South Tempest	8		-	-
East Rankin	7		-	-
Fortune	6		-	-
South Mara	4		144	8
North Dana	-		472	11
Trave	-		30	1
Total partiel	**1134**		**6804**	**379**
Plateau continental du Labrador				
North Bjarni	-		2247	82
Gudrid	-		924	6
Bjarni	-		863	31
Hopedale	-		105	2
Snorri	-		105	2
Total partiel	**0**		**4244**	**123**
Total	**3245**		**11048**	**502**
Produites		**1312**	**0**	**0**
Restantes	**1933**		**11048**	**502**

Notes sur le tableau 8

[1]On entend par « réserves » les volumes d'hydrocarbures attestés à la suite de forages, d'essais et de l'interprétation de données géologiques, géophysiques et techniques, et jugés récupérables au moyen de la technologie existante dans les conditions économiques actuelles et prévues. Les ressources pétrolières déclarées des champs Hibernia, Terra Nova, White Rose (gisements South Avalon et Southern Extension) et North Amethyst sont considérées comme des réserves.

[2]On entend par « ressources » les volumes d'hydrocarbures exprimés suivant un facteur de probabilité de 50 % qui sont jugés récupérables techniquement, mais qui n'ont pas été délimités et dont la viabilité économique n'est pas établie. La classification des ressources inclut le gaz naturel, les liquides du gaz naturel (LGN[6]) et le pétrole contenu dans les bassins et dans les champs qui n'ont pas encore été exploités ou approuvés par l'Office.

[3]MMbbls = millions de barils.

[4]Volumes produits en date du 31 mars 2012. Les réserves de pétrole produites comprennent aussi une petite quantité de LGN[6].

[5]MPC = milliards de pieds cubes.

*[6]Les liquides du gaz naturel (LGN) sont des dérivés du gaz naturel; il s'agit de la partie du pétrole qui existe soit sous forme gazeuse, soit en solution dans le pétrole brut dans des réservoirs souterrains naturels. *Les estimations des LGN n'ont pas été mises à jour depuis 2006.*

[7]Les réserves de White Rose englobent les gisements South Avalon et Southern Extension. Les ressources de White Rose comprennent les gisements West Avalon et North Avalon et le réservoir Hibernia.

[8]Les ressources de Terra Nova englobent le West Flank.

HIBERNIA

Le champ Hibernia, découvert en 1979, comporte deux principaux réservoirs : Hibernia et Ben Nevis/Avalon. Ce champ est exploité par la SEDH au moyen d'une structure gravitaire. La production totale pour l'exercice 2011-2012 était de 56,3 millions de barils (MMbbls), soit une moyenne quotidienne de 154 187 barils (bbls). L'Office estime que les réserves et les ressources de pétrole d'Hibernia se situent à 1 395 MMbbls, dont 792,4 MMbbls avaient été produits au 31 mars 2012.

Tableau 9: Statistiques de production du champ Hibernia

		2011-2012	Total au 31 mars 2012
Production			
Pétrole	MMbbls	56,28	792,36
Gaz naturel	Milliards de pi³	98,01	1182,67
Eau	MMbbls	34,56	347,31
Utilisation du gaz naturel			
Brûlé à la torche	Milliards de pi³	1,60	80,77
Carburant	Milliards de pi³	5,78	76,16
Injecté	Milliards de pi³	90,63	1025,74
Eau injectée	MMbbls	89	1092

Facteurs de conversion
1 m³ de pétrole = 6,2898106 barils
1 m³ de gaz naturel = 35,49370 pieds cubes

TERRA NOVA

Le champ Terra Nova, découvert en 1984 et exploité par Suncor Energy, est formé d'un seul réservoir : le bassin Jeanne d'Arc. En 2011-2012, la production totale du champ Terra Nova a atteint 16,5 MMbbls. Le NPSD *Terra Nova* a produit, au cours du dernier exercice, 44 933 barils de pétrole par jour en moyenne. L'Office estime que les réserves de pétrole à Terra Nova se situent à 419 MMbbls, dont 331,9 MMbbls avaient été produits au 31 mars 2012. Au cours de la période de rapport, un prolongement de la SDL K-08 de Terra Nova a été effectué, ce qui a ajouté 86 MMbbls de ressources.

Tableau 10: Statistiques de production du champ Terra Nova

		2011-2012	Total au 31 mars 2012
Production			
Pétrole	MMbbls	16,45	331,87
Gaz naturel	Milliards de pi³	49,87	464,20
Eau	MMbbls	24,64	171,98
Utilisation du gaz naturel			
Brûlé à la torche	Milliards de pi³	2,36	47,38
Carburant	Milliards de pi³	4,75	43,33
Injecté	Milliards de pi³	42,76	373,48
Levage	Milliards de pi³	12,87	49,39
Eau injectée	MMbbls	39	479

WHITE ROSE

Découvert en 1984 et exploité par Husky Energy, le champ White Rose est lui aussi constitué d'un seul réservoir : le Ben Nevis/Avalon. Au cours de la période visée par le rapport, la production totale du champ White Rose était de 12,29 MMbbls. En moyenne, 33 681 barils étaient extraits par jour du gisement de White Rose. L'Office estime les réserves et les ressources de pétrole du champ White Rose à quelque 305 MMbbls, ce qui inclut le principal champ de White Rose, le secteur South White Rose Extension et les gisements West White Rose et North Avalon. De ce nombre, 168,6 MMbbls avaient été produits en date du 31 mars 2012.

Au cours de l'exercice 2011-2012, la production a été amorcée dans le cadre du projet pilote West White Rose. La production du gisement West White Rose s'est élevée à 1,24 MMbbls au 31 mars 2012. Une fois le projet pilote terminé, l'estimation des ressources de ce champ sera réévaluée par l'Office.

Table 11: Statistiques de production du champ White Rose

		2011-2012	Total au 31 mars 2012
Production			
Pétrole	MMbbls	12,29	168,59
Gaz naturel	Milliards de pi³	13,18	142,91
Eau	MMbbls	21,23	66,24
Utilisation du gaz naturel			
Brûlé à la torche	Milliards de pi³	1,23	26,91
Carburant	Milliards de pi³	2,34	18,14
Injecté	Milliards de pi³	9,61	96,25
Levage	Milliards de pi³	15,37	34,06
Eau injectée	MMbbls	42	322

NORTH AMETHYST

Découvert en 2006, North Amethyst est un champ satellite adjacent aux installations de White Rose. Il est exploité par Husky Energy et la production y est assurée par le *NPSD Sea Rose*. Les réserves du champ North Amethyst sont contenues dans un seul réservoir, le Ben Nevis/Avalon, et l'Office a estimé ses réserves à 68 MMbbls. De ce nombre, 18,9 MMbbls avaient été produits au 31 mars 2012. En 2011-2012, la production totale du champ North Amethyst a atteint 12,3 MMbbls et la production quotidienne moyenne était de 33 734 barils.

En 2011-2012, l'Office a reçu une demande de modification de plan de mise en valeur pour permettre l'exploitation du réservoir Hibernia à North Amethyst. La demande est en cours d'examen.

Tableau 12: Statistiques de production du champ North Amethyst

		2011-2012	Total au 31 mars 2012
Production			
Pétrole	MMbbls	12,34	18,88
Gaz naturel	Milliards de pi³	8,00	12,39
Eau	MMbbls	4,21	4,49
Utilisation du gaz naturel			
Brûlé à la torche	Milliards de pi³	0,77	1,26
Carburant	Milliards de pi³	1,42	2,15
Injecté	Milliards de pi³	5,81	8,97
Levage	Milliards de pi³	0,36	0,36
Eau injectée	MMbbls	22	32

Note : Le gaz injecté du champ North Amethyst est compris dans la zone d'entreposage de White Rose

HEBRON

Découvert en 1981, Hebron comprend trois champs : Hebron, Ben Nevis et West Ben Nevis. Ces gisements non encore mis en valeur sont situés au nord du champ Terra Nova. Un plan de mise en valeur a été soumis à l'Office au cours de l'exercice 2011-2012 et était en cours d'examen à la fin de la période de rapport.

MIZZEN

Des hydrocarbures ont été découverts à Mizzen dans le chenal du Bonnet flamand. Après de récents forages de délimitation, les ressources de la SDL O-16 de Mizzen ont été estimées à 102 MMbbls.

RETOMBÉES ÉCONOMIQUES, COORDINATION DES POLITIQUES ET DES RÈGLEMENTS

ADMINISTRATION DES RETOMBÉES ÉCONOMIQUES

En 2011-2012, l'Office a continué de surveiller les retombées industrielles des activités de prospection et de production au large pour vérifier l'observation par les exploitants des dispositions de leurs plans de retombées économiques approuvés touchant les marchés et l'emploi, la fourniture de biens et de services, la diversité, les activités de recherche et développement, et l'éducation et la formation.

L'Office a continué de surveiller les activités de passation de marchés, d'achat et d'embauche préalables à la mise en valeur du projet Hebron. En mai 2011, une analyse des mérites et de la pertinence du plan de retombées économiques de l'exploitant pour les phases de mise en valeur et de production du projet a été amorcée.

Un examen public du plan de retombées économiques d'Hebron a été initié, en conformité aux exigences de la législation. L'Office a chargé M. Miller Ayre de mener l'examen public. Le rapport du commissaire, remis à l'Office en février 2012, comprenait un certain nombre de recommandations relatives au plan de retombées économiques et à l'analyse des impacts socio-économiques. L'évaluation du plan de retombées économiques par l'Office et une évaluation des résultats de l'examen public étaient en cours au 31 mars 2012.

Conformément à la politique sur la transparence de l'Office, tous les exploitants devront faire état de leurs accomplissements, succès et contributions relativement aux retombées économiques sur une base trimestrielle et annuelle à compter de 2012.

En 2011-2012, les plans de retombées touchant la prospection dans le bassin Orphan, la zone extracôtière du Labrador et le chenal du Bonnet flamand ont été approuvés.

RETOMBÉES ÉCONOMIQUES DE L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE

La production d'hydrocarbures dans la zone extracôtière représentait en 2011 environ 32 % de la production conventionnelle totale de pétrole brut léger au Canada, d'une valeur commerciale estimée à quelque 10,7 milliards de dollars. Le secteur des hydrocarbures a contribué directement à 30 % du produit intérieur brut (PIB) nominal de la province en 2010. Depuis le début de la production en 1997, le PIB réel de la province a augmenté de près de 60 % jusqu'en 2010. À peu près la moitié de cette croissance peut être attribuée directement au secteur du pétrole et du gaz naturel.

En 2011, il s'est effectué pour 2,36 milliards de dollars de travaux dans la zone extracôtière, ce qui porte à 31,03 milliards de dollars le total des dépenses engagées depuis 1966.

Au 31 décembre 2011, le secteur du pétrole et du gaz naturel dans la zone extracôtière employait directement 5 153 personnes, représentant près de 2,3 % des emplois dans la province.

En 2011, on a dépensé 385,5 millions de dollars pour des programmes d'exploration, créant ainsi de l'emploi estimé à 2 631 mois-travail.

Les activités de production courantes représentaient des dépenses de 1,52 milliard de dollars en 2011, 59 % des dépenses annuelles intervenant à Terre-Neuve-et-Labrador et 23 % ailleurs au Canada.

Les tableaux 13, 14 et 15 présentent un sommaire de la participation des résidents de Terre-Neuve-et-Labrador et d'autres régions du Canada à l'étape d'exploitation des projets Hibernia, Terra Nova et White Rose, respectivement. Par résident de Terre-Neuve-et-Labrador, on entend un Canadien ou un résident permanent qui vivait dans la province depuis au moins six mois à la date de son embauche.

HIBERNIA

En 2011-2012, la SEDH a déclaré des dépenses de 704 millions de dollars, engagées dans une proportion de 80 % au Canada, dont 56 % à Terre-Neuve-et-Labrador. Au 31 mars 2012, le nombre total d'emplois directs dans la province rattachés au projet Hibernia était de 1696. Sur ce nombre, 88 % des travailleurs étaient, au moment de leur embauche, des résidents de Terre-Neuve-et-Labrador et 6 % étaient des résidents d'autres régions du Canada.

Tableau 13: Emplois associés à l'étape d'exploitation d'Hibernia (au 31 mars 2012)

Lieu de travail	Lieu de résidence			
	Terre-Neuve-et-Labrador	**Autres régions du Canada**	**Non-Canadiens**	**Total**
Exploitations côtières	811	67	95	973
Exploitations extracôtières	680	33	10	723
Total	**1491**	**100**	**105**	**1696**

TERRA NOVA

Pour l'année 2011-2012, Suncor Energy a déclaré des dépenses de 440 millions de dollars, dont 75 % ont été engagées au Canada; sur ce montant, 58 % ont été engagées à Terre-Neuve-et-Labrador. Au 31 mars 2012, le nombre total d'emplois rattachés au projet Terra Nova était de 1187, dont 90 % étaient des résidents de Terre-Neuve-et-Labrador et 8 % des résidants d'autres régions du Canada, au moment de leur embauche.

Tableau 14: Emplois associés à l'étape d'exploitation de Terra Nova (au 31 mars 2012)

Lieu de travail	Lieu de résidence			
	Terre-Neuve-et-Labrador	**Autres régions du Canada**	**Non-Canadiens**	**Total**
Exploitations côtières	669	70	27	766
Exploitations extracôtières	396	25	0	421
Total	**1065**	**95**	**27**	**1187**

WHITE ROSE

Pour l'exercice 2011-2012, Husky Energy a déclaré des dépenses de 378 millions de dollars, dont 87 % ont été engagées au Canada; sur ce montant, 73 % ont été engagées à Terre-Neuve-et-Labrador. Au 31 mars 2012, le nombre total d'emplois rattachés au projet White Rose était de 965, dont 91 % étaient, au moment de leur embauche, des résidents de Terre-Neuve-et-Labrador et 6 %, des résidents d'autres régions du Canada.

Tableau 15: Emplois associés à l'étape d'exploitation de White Rose (au 31 mars 2012)

Lieu de travail	Lieu de résidence			
	Terre-Neuve-et-Labrador	**Autres régions du Canada**	**Non-Canadiens**	**Total**
Exploitations côtières	458	32	17	507
Exploitations extracôtière	422	30	6	458
Total	**880**	**62**	**23**	**965**

NORTH AMETHYST

Pour l'exercice 2011-2012, Husky Energy a déclaré des dépenses de 170 millions de dollars, dont 88 % ont été engagées au Canada. Sur ce montant, 52 % ont été engagées à Terre-Neuve-et-Labrador. Au 31 mars 2012, en raison des activités limitées du projet North Amethyst, Husky Energy n'a soumis aucun renseignement sur les employés.

HEBRON

L'étude technique préliminaire de l'installation d'Hebron était terminée au 31 mars 2012. Durant la période de rapport, le promoteur a déclaré que 453 demandes de déclarations d'intérêt et 263 appels d'offres et 221 contrats ont été émis dans le cadre du projet Hebron. Conformément aux dispositions de son plan de retombées économiques et de l'entente sur les retombées de la province, le promoteur et les entrepreneurs de GBS et Topsides ont affiché les prévisions et les activités d'approvisionnement d'Hebron sur leurs sites Web.

Afin de pouvoir observer le processus d'approvisionnement, l'Office a sélectionné environ dix pour cent des programmes d'approvisionnement prévus à ce jour pour examen aux étapes de préqualification, de soumission et d'attribution. Conformément aux dispositions de l'entente sur les retombées de la province, l'Office surveille aussi la conformité du promoteur avec l'entente, à la demande du ministre des Ressources naturelles de la province. Conformément aux dispositions sur la production de rapports de l'entente, le promoteur doit faire le point sur les progrès réalisés en matière de conformité à chaque trimestre.

RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT, ÉDUCATION ET FORMATION

L'Office a poursuivi la surveillance des obligations de l'industrie en matière de recherche et développement, d'éducation et de formation dans la province. Les dépenses proposées de l'année civile 2010 ont été examinées par l'Office pour déterminer leur admissibilité par rapport aux lignes directrices de l'Office. Selon une étude sur les dépenses liées aux travaux, on a dépensé environ 32,6 millions de dollars dans la recherche et le développement ainsi que dans l'éducation et la formation en 2010, portant les dépenses totales à près de 132 millions de dollars depuis l'entrée en vigueur des directives de l'Office le 1er avril 2004. Les dépenses pour l'année civile 2011 doivent être déclarées au 31 mars 2012 et seront présentées dans le rapport annuel 2012-2013 de l'Office.

Une ventilation des dépenses pour chaque projet en 2010 est fournie au tableau 16.

Tableau 16: Dépenses de projet (millions $)

Project	R&D	E&F	Total
Hibernia	10,35	5,75	16,10
Terra Nova	6,01	2,78	8,79
White Rose	2,79	2,30	5,09
North Amethyst	0,90	1,75	2,65
Total	**20,05**	**12,58**	**32,63**

L'Office a continué d'aviser les exploitants de leurs obligations de dépenses annuelles à l'aide des données de références établies dans ses lignes directrices. Le rapprochement entre les dépenses et les obligations a lieu avant le renouvellement de l'autorisation de mener des travaux. Il est normalement effectué tous les trois ans, soit la durée habituelle d'une autorisation.

Au cours de 2010-2011 un processus de rapprochement pour le projet Terra Nova a été entrepris avant le renouvellement de l'autorisation de mener des travaux, le 1er octobre 2011. Le processus de rapprochement pour les projets White Rose et North Amethyst a été achevé en vue du renouvellement des autorisations de mener des travaux, le 30 mars 2012.

COORDINATION DES POLITIQUES ET DES RÈGLEMENTS

La Division de la coordination des politiques et des règlements apporte à l'Office un soutien sur les plans de l'administration et des politiques en se chargeant de la coordination des demandes de mise en valeur, des examens, des autorisations et des approbations. Le personnel technique de l'Office peut ainsi se concentrer sur les dossiers les plus susceptibles de contribuer au mandat de l'Office.

La Division fournit aussi aux exploitants des conseils au sujet du dépôt des documents réglementaires et de l'interprétation des politiques de l'Office. La Division est également chargée de fournir aux gouvernements des conseils sur l'élaboration des règlements, l'établissement de protocoles d'entente et d'autres initiatives, selon le cas.

Durant l'exercice 2011-2012, la Division a coordonné l'examen des autorisations de programme de plongée pour les projets Hebron et North Amethyst (formation Hibernia).

Trois autorisations de mener des travaux et trois autorisations de programme géophysique ont été délivrées en 2010-2011. La liste des autorisations délivrées par l'Office pendant la période visée par le présent rapport est fournie au tableau 17.

Tableau 17: Autorisations délivrées par l'Office

Type d'autorisation	Exploitant	Installation/navire
Autorisation de programme de plongée	SEDH	*DSV Wellservicer*
Autorisation de programme de plongée	Suncor Energy	*DSV Wellservicer*
Autorisation de programme géophysique	Statoil Canada	*M/V Amundsen*
Autorisation de programme géophysique	Chevron Canada	*M/V Tasman*
Autorisation de programme géophysique	Multi Klient Invest AS	*M/V Sanco Spirit*
Autorisation de mener des travaux	Suncor Energy	*NPSDTerra Nova/Henry Goodrich*
Autorisation de mener des travaux	Statoil Canada	*Henry Goodrich*
Autorisation de mener des travaux	Husky Energy	*NPSD SeaRose/Henry Goodrich/GSF Grand Banks*

SERVICES DE SOUTIEN

En 2011-2012, l'Office a reçu 409 demandes d'information provenant de parties externes par l'intermédiaire de son Centre de ressources documentaires. Ces demandes portaient principalement sur l'accès à des données techniques non exclusives sur le pétrole en haute mer fournies à l'Office par les exploitants. Elles n'exigeaient pas des demandeurs qu'ils fassent une demande officielle en vertu de la *Loi sur l'accès à l'information.*

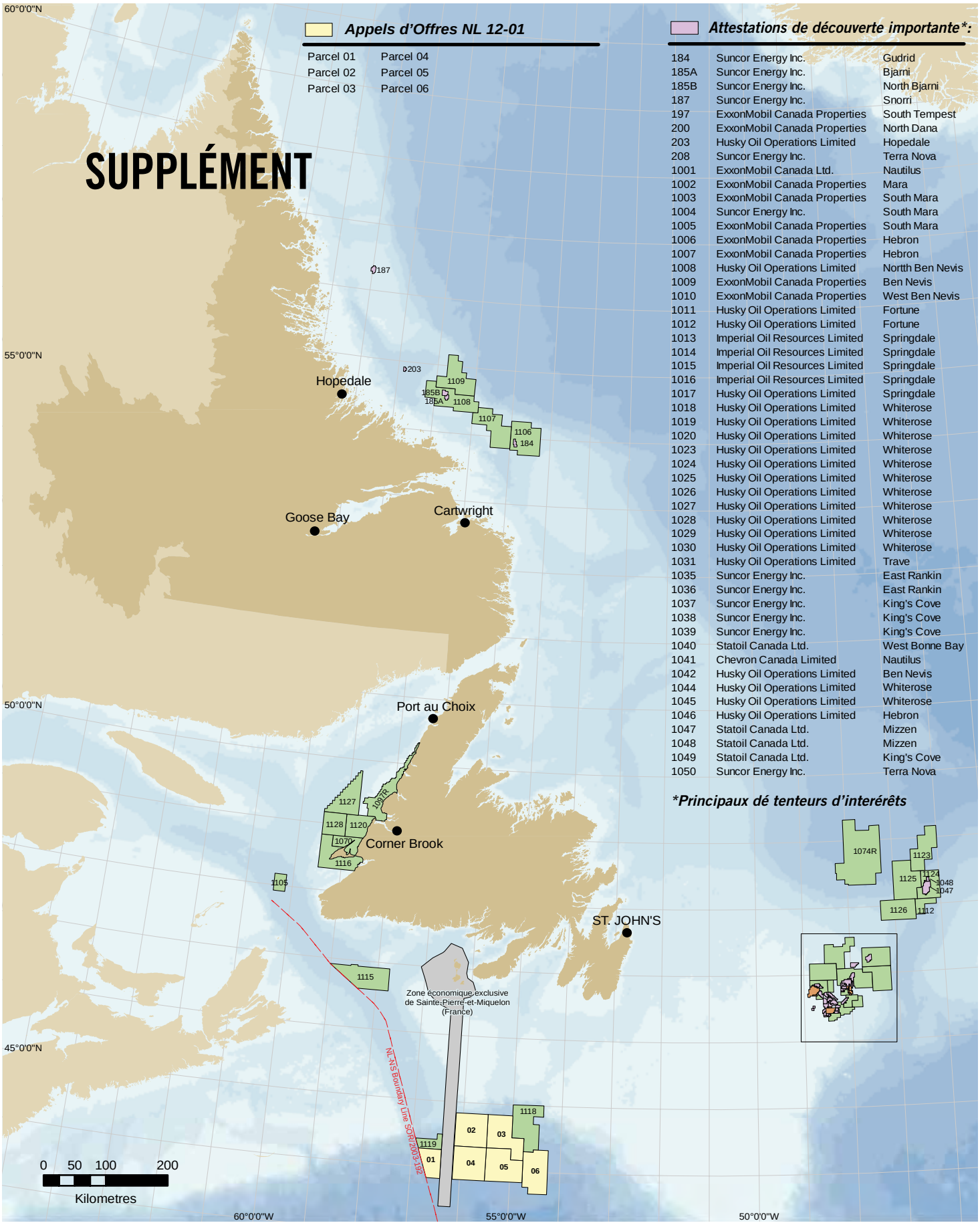
L'Office a reçu huit demandes officielles en vertu de la *Loi sur l'accès à l'information* au cours de l'exercice 2011-2011. En 2010-2011, à la suite d'une de ces demandes, l'Office a été intimé à comparaître devant la Cour fédérale du Canada dans le cadre d'un appel interjeté par un tiers qui a cherché à empêcher l'Office de communiquer des documents à un demandeur. L'affaire n'a pas été résolue en 2011-2012.

En 2011-2012, l'Office a reçu du Bureau du vérificateur général du Canada la confirmation que ce dernier procéderait à une vérification de gestion de certains aspects de ses opérations. Le Bureau du vérificateur général du Canada a fourni un engagement qui a permis à l'Office de donner un accès sans restriction à des renseignements protégés en vertu de la loi. Ainsi, l'Office a fourni tous les renseignements nécessaires au vérificateur général fédéral. Le vérificateur général provincial a indiqué qu'il souhaitait procéder à une vérification des activités de l'Office, mais n'a pas fourni le même engagement et a abandonné son projet de vérification.

L'Office a offert un soutien administratif pour établir les bureaux de la commission d'examen public d'Hebron et de l'examen indépendant d'Old Harry. Cette aide incluait l'acquisition de locaux à bureaux, l'achat de matériel informatique et le soutien relatif aux processus financiers et d'information. En date du 31 mars 2012, les deux bureaux avaient été désaffectés.

Durant l'exercice, l'Office a adopté de nouvelles normes comptables afin de satisfaire aux exigences du Conseil des normes comptables du Canada et du Conseil des normes comptables du secteur public. Les états financiers de 2011-2012 ont été préparés conformément à la norme comptable pour les autres organismes publics à l'aide du Manuel de comptabilité pour le secteur public (sans le chapitre SP 4200)

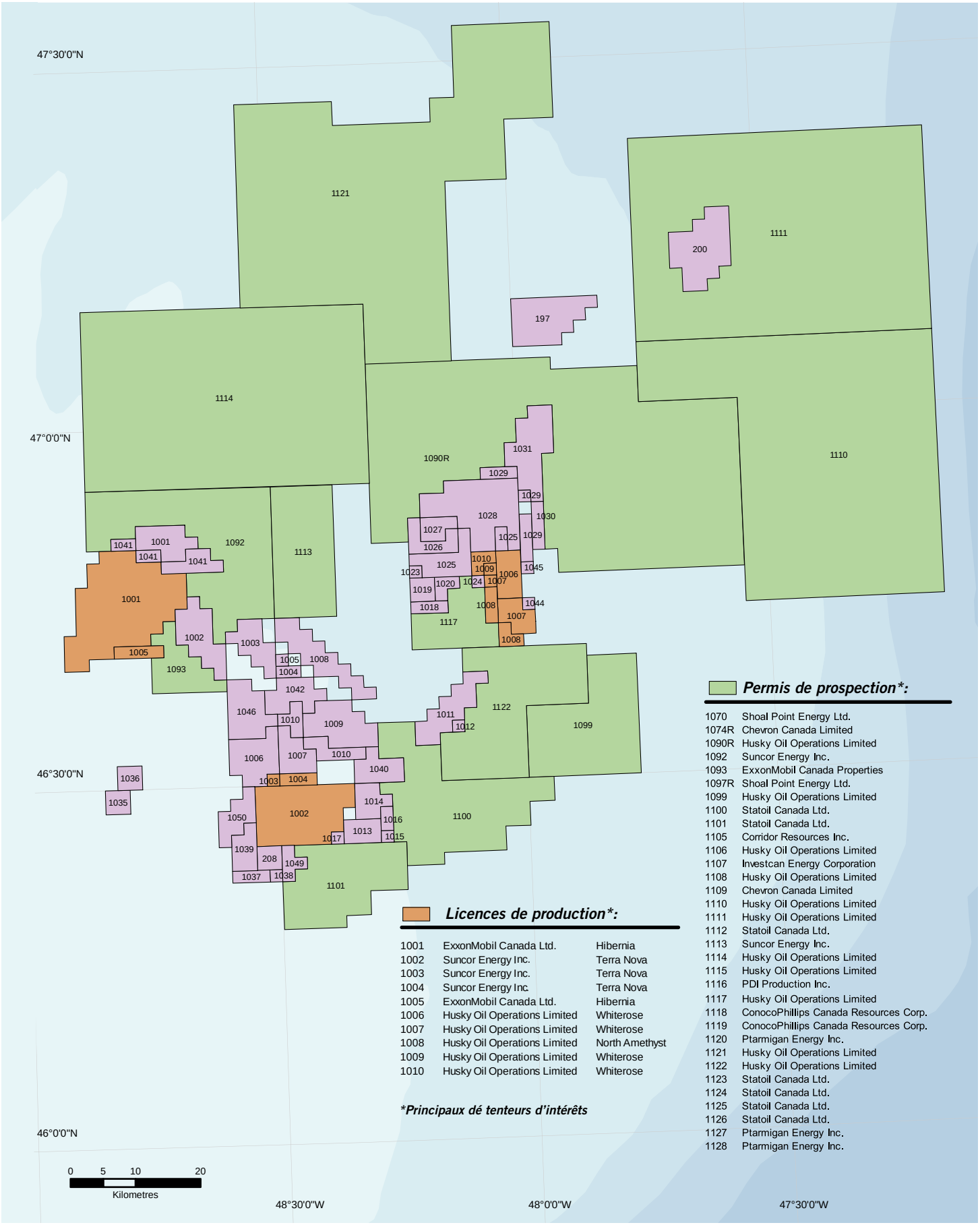
SUPPLÉMENT



Attestations de découverte importante*:

184	Suncor Energy Inc.	Gudrid
185A	Suncor Energy Inc.	Bjarni
185B	Suncor Energy Inc.	North Bjarni
187	Suncor Energy Inc.	Snorri
197	ExxonMobil Canada Properties	South Tempest
200	ExxonMobil Canada Properties	North Dana
203	Husky Oil Operations Limited	Hopedale
208	Suncor Energy Inc.	Terra Nova
1001	ExxonMobil Canada Ltd.	Nautilus
1002	ExxonMobil Canada Properties	Mara
1003	ExxonMobil Canada Properties	South Mara
1004	Suncor Energy Inc.	South Mara
1005	ExxonMobil Canada Properties	South Mara
1006	ExxonMobil Canada Properties	Hebron
1007	ExxonMobil Canada Properties	Hebron
1008	Husky Oil Operations Limited	Nortth Ben Nevis
1009	ExxonMobil Canada Properties	Ben Nevis
1010	ExxonMobil Canada Properties	West Ben Nevis
1011	Husky Oil Operations Limited	Fortune
1012	Husky Oil Operations Limited	Fortune
1013	Imperial Oil Resources Limited	Springdale
1014	Imperial Oil Resources Limited	Springdale
1015	Imperial Oil Resources Limited	Springdale
1016	Imperial Oil Resources Limited	Springdale
1017	Husky Oil Operations Limited	Springdale
1018	Husky Oil Operations Limited	Whiterose
1019	Husky Oil Operations Limited	Whiterose
1020	Husky Oil Operations Limited	Whiterose
1023	Husky Oil Operations Limited	Whiterose
1024	Husky Oil Operations Limited	Whiterose
1025	Husky Oil Operations Limited	Whiterose
1026	Husky Oil Operations Limited	Whiterose
1027	Husky Oil Operations Limited	Whiterose
1028	Husky Oil Operations Limited	Whiterose
1029	Husky Oil Operations Limited	Whiterose
1030	Husky Oil Operations Limited	Whiterose
1031	Husky Oil Operations Limited	Trave
1035	Suncor Energy Inc.	East Rankin
1036	Suncor Energy Inc.	East Rankin
1037	Suncor Energy Inc.	King's Cove
1038	Suncor Energy Inc.	King's Cove
1039	Suncor Energy Inc.	King's Cove
1040	Statoil Canada Ltd.	West Bonne Bay
1041	Chevron Canada Limited	Nautilus
1042	Husky Oil Operations Limited	Ben Nevis
1044	Husky Oil Operations Limited	Whiterose
1045	Husky Oil Operations Limited	Whiterose
1046	Husky Oil Operations Limited	Hebron
1047	Statoil Canada Ltd.	Mizzen
1048	Statoil Canada Ltd.	Mizzen
1049	Statoil Canada Ltd.	King's Cove
1050	Suncor Energy Inc.	Terra Nova

*Principaux dé tenteurs d'interérêts



Permis de prospection:*

1070	Shoal Point Energy Ltd.
1074R	Chevron Canada Limited
1090R	Husky Oil Operations Limited
1092	Suncor Energy Inc.
1093	ExxonMobil Canada Properties
1097R	Shoal Point Energy Ltd.
1099	Husky Oil Operations Limited
1100	Statoil Canada Ltd.
1101	Statoil Canada Ltd.
1105	Corridor Resources Inc.
1106	Husky Oil Operations Limited
1107	Investcan Energy Corporation
1108	Husky Oil Operations Limited
1109	Chevron Canada Limited
1110	Husky Oil Operations Limited
1111	Husky Oil Operations Limited
1112	Statoil Canada Ltd.
1113	Suncor Energy Inc.
1114	Husky Oil Operations Limited
1115	Husky Oil Operations Limited
1116	PDI Production Inc.
1117	Husky Oil Operations Limited
1118	ConocoPhillips Canada Resources Corp.
1119	ConocoPhillips Canada Resources Corp.
1120	Ptarmigan Energy Inc.
1121	Husky Oil Operations Limited
1122	Husky Oil Operations Limited
1123	Statoil Canada Ltd.
1124	Statoil Canada Ltd.
1125	Statoil Canada Ltd.
1126	Statoil Canada Ltd.
1127	Ptarmigan Energy Inc.
1128	Ptarmigan Energy Inc.

Licences de production:*

1001	ExxonMobil Canada Ltd.	Hibernia
1002	Suncor Energy Inc.	Terra Nova
1003	Suncor Energy Inc.	Terra Nova
1004	Suncor Energy Inc.	Terra Nova
1005	ExxonMobil Canada Ltd.	Hibernia
1006	Husky Oil Operations Limited	Whiterose
1007	Husky Oil Operations Limited	Whiterose
1008	Husky Oil Operations Limited	North Amethyst
1009	Husky Oil Operations Limited	Whiterose
1010	Husky Oil Operations Limited	Whiterose

**Principaux dé tenteurs d'intérêts*

États Financiers

Office Canada – Terre-Neuve et Labrador des hydrocarbures extracôtiers

Le 31 mars 2012

Table des matières

	Page
Déclaration de responsabilité	49
Rapport des vérificateurs indépendants	50
État de la situation financière	52
État des résultats	53
État de l'évolution de l'excédent accumulé	54
État de l'évolution de la dette nette	54
État des flux de trésorerie	55
Notes aux états financiers	56-63
Annexe des immobilisations corporelles	64
Annexe des dépenses	65-67

Déclaration de responsabilité

Les états financiers ci-joints sont la responsabilité de la direction de l'Office Canada –Terre-Neuve et Labrador des hydrocarbures extracôtiers ("l'Office") et ont été préparés conformément à la législation et aux principes comptables généralement reconnus établies par le Conseil sur la comptabilité dans le secteur public de l'Institut canadien des comptables agréés.

En exécutant ses responsabilités, la direction maintient des systèmes de contrôle interne et administratif appropriés conçus afin de fournir une assurance raisonnable que les transactions sont exécutées conformément à l'autorisation appropriée, que les actifs sont comptabilisés correctement et sauvegardés, et que l'information financière fournit est pertinente et fiable.

Avant d'approuver les états financiers, l'Office a rencontré la direction et les vérificateurs externes afin de réviser l'ébauche des états financiers ainsi que discuter de toutes questions importantes concernant la communication de l'information financière ou les contrôles internes.

Grant Thornton LLP, en tant que vérificateurs externes appointés par l'Office, ont effectué la vérification des états financiers. Le rapport des vérificateurs est adressé aux administrateurs de l'Office et apparaît à la page suivante. Leur opinion est basée sur une vérification réalisée conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada, en exécutant des tests et autres procédures considérés nécessaires pour obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers ne comportent pas d'anomalies significatives et donnent une image fidèle de la position financière et des résultats de l'Office conformément aux normes comptables pour le secteur public du Canada.

Président

Administrateur

Grant Thornton LLP
187 Kenmount Road
St. John's, NL
A1B 3P9
T (709) 722-5960
F (709) 722-7892
www.GrantThornton.ca

Rapport des vérificateurs indépendants

Aux administrateurs de l'Office Canada – Terre-Neuve et Labrador des hydrocarbures extracôtiers.

Nous avons effectué la vérification des états financiers ci-joints de l'Office Canada – Terre-Neuve et Labrador des hydrocarbures extracôtiers, qui comprennent l'état de la situation financière aux 31 mars 2012, 31 mars 2011 et 1 avril 2010 et les états des résultats, de l'évolution de l'excédent accumulé, de l'évolution de la dette nette et des flux de trésorerie des exercices se terminant le 31 mars 2012 et 31 mars 2011, ainsi qu'un résumé des principales méthodes comptables et d'autres informations explicatives.

Responsabilité de la direction pour les états financiers

La direction est responsable de la préparation et de la présentation fidèle de ces états financiers conformément aux normes comptables pour le secteur public du Canada, ainsi que du contrôle interne qu'elle considère comme nécessaire pour permettre la préparation d'états financiers exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

Responsabilité des vérificateurs

Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers, sur la base de notre vérification. Nous avons effectué notre vérification selon les normes comptables pour le secteur public du Canada. Ces normes requièrent que nous nous conformions aux règles de déontologie et que nous planifions et réalisions la vérification de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers ne comportent pas d'anomalies significatives.

Une vérification implique la mise en oeuvre de procédures en vue de recueillir des éléments probants concernant les montants et les informations fournis dans les états financiers. Le choix des procédures relève du jugement des vérificateurs, et notamment de ses évaluations des risques que les états financiers comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Dans l'évaluation de ces risques, les vérificateurs prennent en considération le contrôle interne de l'Office portant sur la préparation et la présentation fidèle des états financiers afin de concevoir des procédures de vérification appropriées aux circonstances, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne de l'Office. Une vérification comporte également l'appréciation du caractère approprié des méthodes comptables retenues et du caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, de même que l'appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

Audit • Tax • Advisory
Grant Thornton LLP. A Canadian Member of Grant Thornton International Ltd

Nous estimons que les éléments probants que nous avons obtenus sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion de vérification.

Opinion

À notre avis, les états financiers donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la position financière de l'Office Canada – Terre-Neuve et Labrador des hydrocarbures extracôtiers aux 31 mars 2012, 31 mars 2011 et 1 avril 2010 ainsi que des résultats, de la dette nette, de l'excédent accumulé et des flux de trésorerie des exercices se terminant le 31 mars 2012 et 31 mars 2011, conformément aux normes comptables pour le secteur public du Canada.

St. John's, Terre-Neuve et Labrador
le 29 mai 2012

Grant Thornton LLP
Comptables agréés

Audit • Tax • Advisory
Grant Thornton LLP. A Canadian Member of Grant Thornton International Ltd

Office Canada - Terre-Neuve et Labrador des hydrocarbures extracôtiers

État de la situation financière

Au 31 mars	**2012**	2011	(Note 3) 1 avril 2010
Actifs financiers			
Espèces et quasi-espèces	**$ 6,399,970**	$ 7,461,793	$ 10,276,831
Sommes à recevoir	**940,955**	3,840,482	295,785
	7,340,925	11,302,275	10,572,616
Passif			
Fournisseurs et charges à payer (Note 4)	**5,286,031**	9,562,647	9,173,526
Revenu constaté d'avance	-	-	26,568
Obligation au titre des avantages sociaux futurs (Note 5)	**4,225,700**	3,881,900	3,515,400
	9,511,731	13,444,547	12,715,494
Dette nette	**$ (2,170,806)**	$ (2,142,272)	$ (2,142,878)
Actifs non financiers			
Charges payées d'avance	**$ 457,806**	$ 429,272	$ 380,078
TImmobilisations corporelles (Page 64)	**3,492,243**	4,435,742	3,935,714
	3,950,049	4,865,014	4,315,792
Excédent accumulé (Note 6)	**$ 1,779,243**	$ 2,722,742	$ 2,172,914

Engagements (Note 7)

Pour le Conseil

Président

Administrateur

Voir notes afférentes aux états financiers.

Office Canada - Terre-Neuve et Labrador des hydrocarbures extracôtiers

État des résultats

Pour l'exercice terminé le 31 mars	Réel 2012	(Note 9) Budget 2012	(Note 3) Réel 2011
Revenu			
Subventions d'exploitation			
Gouvernement du Canada	$ 7,443,395	$ 7,956,000	$ 7,728,759
Gouvernement de Terre-Neuve et Labrador	7,443,395	7,956,000	7,728,759
	14,886,790	15,912,000	15,457,518
Plus:			
Coûts récupérés de l'industrie	11,165,093	11,634,000	11,593,138
Intérêts et autres	91,763	31,237	94,362
	26,143,646	27,577,237	27,145,018
Moins:			
Remboursement aux gouvernements des coûts récupérés	(11,165,093)	(11,634,000)	(11,593,138)
Revenu net	14,978,553	15,943,237	15,551,880
Dépenses (Pages 65 and 66)			
Conseil	$ 2,136,225	$ 2,074,516	$ 2,012,620
Gestion des données	-	-	284,310
Affaires environnementales	752,745	822,663	713,182
Exploration	985,329	1,028,657	882,414
Mise en oeuvre de l'enquête sur les hélicoptères	1,302,158	1,812,000	298,065
Coordination des politiques et règlements des avantages de l'industrie	770,197	791,599	637,394
Services juridiques et terrain	375,349	377,495	355,351
Exploitation	671,259	680,476	1,549,621
Gestion des ressources	2,005,221	2,093,949	1,921,781
Sécurité	922,021	1,105,284	-
Services de soutien	5,063,874	4,756,598	4,718,588
Enquête de sécurité sur les hélicoptères extracôtiers	477,506	400,000	1,628,726
	15,461,884	15,943,237	15,002,052
(Déficit) excédent annuel avant ce qui suit	(483,331)	-	549,828
Commissions publiques d'appel			
Coûts récupérés			
Commission publique d'appel Hebron	1,487,466	1,533,000	-
Commission publique d'appel Old Harry	-	1,274,685	-
	1,487,466	2,807,685	-
Dépenses (Page 67)			
Commission publique d'appel Hebron	1,487,466	1,533,000	-
Commission publique d'appel Old Harry	460,168	1,274,685	-
	1,947,634	2,807,685	-
(Déficit) excédent annuel	$ (943,499)	$ -	$ 549,828

Voir notes afférentes aux états financiers.

Office Canada - Terre-Neuve et Labrador des hydrocarbures extracôtiers

État de l'évolution de l'excédent accumulé

Pour l'exercice terminé le 31 mars	**Réel 2012**	**Budget 2012**	(Note 3) Réel 2011
Excédent accumulé, début de l'exercice	**$ 2,722,742**	**$ -**	$ 2,172,914
(Déficit) excédent annuel	**(943,499)**	**-**	549,828
Excédent accumulé, fin de l'exercice	**$ 1,779,243**	**$ -**	$ 2,722,742

Voir notes afférentes aux états financiers.

Office Canada - Terre-Neuve et Labrador des hydrocarbures extracôtiers

État de l'évolution de la dette nette

Pour l'exercice terminé le 31 mars	**Réel 2012**	**Budget 2012**	Réel 2011
(Déficit) excédent annuel	**$ (943,499)**	**$ -**	$ 549,828
Acquisition des immobilisations corporelles	**(129,471)**	**(427,200)**	(1,667,409)
Amortissement des immobilisations corporelles	**1,072,970**	**-**	1,167,381
Augmentation des charges payés d'avance	**(28,534)**	**-**	(49,194)
(Augmentation) diminution de la dette nette	**(28,534)**	**(427,200)**	606
Dette nette, début de l'exercice	**(2,142,272)**	**(2,142,272)**	(2,142,878)
Dette nette, fin de l'exercice	**$ (2,170,806)**	**$ (2,569,472)**	$ (2,142,272)

Voir notes afférentes aux états financiers.

Office Canada - Terre-Neuve et Labrador des hydrocarbures extracôtiers

État des flux de trésorerie

Pour l'exercice terminé le 31 mars	**2012**	2011
Augmentation (diminution) des espèces et quasi-espèces		
Exploitation		
(Déficit) excédent annuel	**$ (943,499)**	$ 549,828
Changement dans les éléments hors trésorerie		
Obligation au titre des avantages sociaux futurs	**343,800**	366,500
Amortissement des immobilisations	**1,072,970**	1,167,381
Sommes à recevoir	**2,899,527**	(3,544,697)
Charges payées d'avance	**(28,534)**	(49,194)
Fournisseurs et charges à payer	**(4,276,616)**	389,121
Revenu constaté d'avance	**-**	(26,568)
Encaisse utilisé pour les transactions d'exploitation	**(932,352)**	(1,147,629)
Capital		
Encaisse utilisé pour faire l'acquisition d'immobilisations corporelles	**(129,471)**	(1,667,409)
Diminution des espèces et quasi-espèces	**(1,061,823)**	(2,815,038)
Espèces et quasi-espèces, début de l'exercice	**7,461,793**	10,276,831
Espèces et quasi-espèces, fin de l'exercice	**$ 6,399,970**	$ 7,461,793

Voir notes afférentes aux états financiers.

Notes aux états financiers

Le 31 mars 2012

1. Structure de l'organisme

L'Office Canada – Terre-Neuve et Labrador des hydrocarbures extracôtiers ("l'Office") a été créé en 1985 afin de veiller à l'application des dispositions pertinentes des *Lois de mise en oeuvre de l'Accord atlantique Canada - Terre-Neuve*, telles qu'elles ont été promulguées par le Parlement du Canada et l'Assemblée législative de Terre-Neuve et Labrador. L'Office est un organisme sans but lucratif et n'est pas assujetti à l'impôt sur le revenu en vertu de la Section 149 de la *Loi de l'impôt sur le revenu.*

2. Conventions comptables

Base de présentation

Les états financiers ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada, établies par le Conseil sur la comptabilité dans le secteur public de l'Institut canadien des comptables agréés et reflète les conventions comptables importantes suivantes.

Utilisation des estimations

En préparant les états financiers de l'Office conformément aux normes comptables pour le secteur public du Canada, la direction est requise de faire des estimations et des hypothèses qui ont une incidence sur l'actif et le passif, sur l'actif et le passif éventuel à la date des états financiers ainsi que sur les revenus et les dépenses de l'exercice. Les postes qui nécessitent des estimations importantes incluent la durée de vie estimative des immobilisations, les primes de départ courus estimées, les taux d'amortissement et la dépréciation des actifs.

Les estimations sont basées sur la meilleure information disponible au moment de la préparation des états financiers et sont révisées annuellement afin de refléter toute nouvelle information lorsqu'elle devient disponible. L'incertitude d'évaluation existe dans ces états financiers. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations.

Constatation des revenus

La méthode du report est utilisée pour la comptabilisation des contributions. Le revenu est comptabilisé à l'exercice au cours duquel les dépenses relatives sont survenues.

Espèces et quasi-espèces

L'encaisse et le solde bancaire sont considérés comme espèces et quasi-espèces.

2. Conventions comptables (suite)

Actifs non financiers

Les actifs non financiers ne sont pas disponibles pour acquitter les passifs existants et sont retenus pour utilisation dans la provision des services. Généralement, ils ont une durée de vie estimative qui s'étend au-delà de l'exercice courant et ne sont pas destinés pour la vente dans le cours normal des opérations. Le changement dans les actifs non financiers au cours de l'exercice, conjointement avec le déficit annuel, expliquent l'évolution de la dette nette de l'exercice.

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées au coût. L'amortissement est comptabilisé annuellement à des taux calculés pour radier les actifs sur leur durée de vie estimative tel qui suit, sauf dans l'année d'acquisition lorsqu'une demie du taux est utilisée :

Édifice	4 %, dégressif
Améliorations locatives	5 ans, linéaire
Mobilier et agencements	4 ans, linéaire
Système de gestion des données	3 ans, linéaire
Logiciel informatique	1 an, linéaire
Matériel informatique	3 ans, linéaire

Dépréciation des actifs à long terme

Les actifs à long terme doivent être soumis à un test de recouvrabilité lorsque des événements ou des changements de situation indiquent que leurs valeurs comptables pourraient ne pas être recouvrables lorsque calculées en comparant leurs valeurs comptables nets aux flux de trésorerie non actualisés générés par leur utilisation. Les actifs dépréciés sont comptabilisés à la juste valeur, déterminée principalement en utilisant les flux de trésorerie actualisés futurs qui résulteront vraisemblablement de l'utilisation et de la disposition éventuelle des actifs.

Subventions d'immobilisations

Les subventions d'immobilisations reçues des gouvernements fédéral et provincial pour les dépenses en immobilisations corporelles annuelles sont comptabilisées comme revenu dans l'exercice dans lequel elles sont reçues.

2. Conventions comptables (suite)

Avantages sociaux futurs

L'Office cotise 100% des primes pour une assurance maladie et une assurance dentaire et 50% pour une assurance-vie pour les employés à la retraite. Ces prestations de retraite sont comptabilisées selon la méthode de comptabilité d'exercice basées sur des estimations actuarielles. L'obligation transitoire est amortie selon la méthode linéaire sur la moyenne restante des années de services des membres actifs qui prévoient recevoir des bénéfices sous ce programme (13 ans).

Instruments financiers

L'Office considère tout contrat qui crée un actif financier, un passif financier ou un instrument de capitaux propres comme instrument financier, sauf dans quelques circonstances restreintes. L'Office rend compte de ce qui suit comme instrument financier :

- espèces et quasi-espèces;
- sommes à recevoir; et
- fournisseurs et charges à payer.

Un actif financier ou un passif financier est comptabilisé lorsque l'Office devient partie aux dispositions contractuelles de l'instrument financier.

Initialement, l'Office évalue ses actifs financiers et ses passifs financiers à la juste valeur. Cependant, dans le cas où un instrument financier ne sera pas évalué ultérieurement à la juste valeur, l'évaluation sera ajustée par le montant du coût de la transaction directement attribuable à l'instrument.

Par la suite, l'Office évalue ses actifs financiers et ses passifs financiers au coût ou au coût après amortissement, sauf pour les instruments dérivés et les titres de capitaux propres cotés sur le marché actif qui sont ultérieurement évalués à la juste valeur. Les changements à la juste valeur sont comptabilisés à l'excédent annuel.

Les actifs financiers qui sont évalués à la juste valeur incluent les espèces et quasi-espèces. Les actifs financiers évalués au coût incluent les sommes à recevoir.

Les passifs financiers qui sont évalués au coût incluent les fournisseurs et charges à payer.

L'Office doit enlever les passifs financiers, ou une partie des passifs financiers, lorsque l'obligation est exécutée, annulée ou prend fin.

2. Conventions comptables (suite)

L'Office apprécie les actifs financiers évalués au coût lorsqu'il existe des indications d'une possible dépréciation. La moins-value déjà comptabilisée doit faire l'objet d'une reprise dans la mesure de l'amélioration. La valeur comptable ajustée de l'actif financier ne doit pas être supérieure à ce qu'elle aurait été à la date de la reprise si la moins-value n'avait jamais été comptabilisée. Le montant de la reprise est comptabilisé en résultat net dans la période où la reprise a lieu.

Adoption des nouvelles normes comptables

Au cours de l'exercice, l'Office a fait la transition aux normes comptables du CCSP. En faisant cette transition, l'Office a également adopté par anticipation les nouvelles normes incluses dans le Chapitre SP 3410 – Paiements de transfert et le Chapitre SP 3450 – Instruments financiers. Le Conseil sur la comptabilité dans le secteur public a encouragé l'adoption anticipée de ces nouvelles normes dans l'année de transition au CCSP.

3. Impact du changement aux règles comptables de base

Les présents états financiers sont les premiers états financiers de l'Office établis selon les normes du Conseil sur la comptabilité dans le secteur public ("CCSP"). Les états financiers de l'exercice terminé le 31 mars 2012 ont été préparés selon le CCSP. L'information comparative présentée pour l'exercice terminé le 31 mars 2011 a été préparée selon le CCSP et les provisions indiquées au Chapitre SP 2125 – *Première application par des organismes publics.*

La date de transition au CCSP est le 1 avril 2010. Le résultat de la transition des principes comptables généralement reconnus (auparavant "PCGR") au CCSP a été le retraitement des subventions d'immobilisations reportées, de l'obligation au titre des avantages sociaux futurs ainsi que du solde d'ouverture de l'excédent accumulé au 1 avril 2010. L'adoption des nouvelles normes a aussi eu comme résultat le retraitement de l'état des résultats de l'exercice terminé le 31 mars 2011 ainsi que des subventions d'immobilisations reportées, de l'obligation au titre des avantages sociaux futurs et de l'excédent accumulé au 31 mars 2011. Les changements sont comme suit :

3. Impact du changement aux règles comptables de base (suite)

(a) Retraitement à l'état de la situation financière au 1 avril 2010:

	Établie antérieurement	Effet de la transition	Retraité
Passif			
Subventions d'immobilisations reportées	$ 3,935,714	$ (3,935,714)	**$ -**
Obligation au titre des avantages sociaux futurs	1,752,600	1,762,800	**3,515,400**
	$ 5,688,314	$ 2,172,914	**$ 3,515,400**
Excédent accumulé	$ -	$ 2,172,914	**$ 2,172,914**

(b) Rapprochement de l'excédent des revenus sur les dépenses établie antérieurement pour le 31 mars 2011 avec l'excédent annuel pour le 31 mars 2011 présenté dans les états financiers:

	2011
Excédent des revenus sur les dépenses, établie antérieurement le 31 mars 2011	$ -
Ajustement relié aux subventions d'immobilisations reportées	500,028
Ajustement relié à l'obligation au titre des avantages sociaux futurs	49,800
Excédent annuel, tel qu'ajusté au 31 mars 2011	$ 549,828

Au moment de la transition, les normes comptables pour le secteur public du Canada permettent certaines exemptions à l'application rétrospective complète. L'Office a appliqué les exceptions obligatoires et a appliqué l'exemption facultative suivante :

– À la date de transition, l'Office a choisit de comptabiliser $963,000 dans le solde d'ouverture de l'excédent accumulé. Ce montant comprend les gains et pertes actuariels non amorties, l'obligation transitoire non amortie et le coût des services passés.

4. Fournisseurs et charges à payer

	31 mars 2012	31 mars 2011	1 avril 2010
Fournisseurs	**$ 1,432,195**	$ 1,729,289	$ 1,982,666
Gouvernement du Canada	**1,926,918**	3,916,679	3,886,930
Gouvernement de Terre-Neuve et Labrador	**1,926,918**	3,916,679	3,303,930
	$ 5,286,031	$ 9,562,647	$ 9,173,526

5. Obligation au titre des avantages sociaux futurs

L'Office fournit la couverture des régimes de groupe d'assurance-vie et d'assurance-maladie aux employés dès leur retraite.

L'information qui suit portant sur ces régimes est basée sur une évaluation actuarielle complétée en date du 31 mars 2012.

	2012	2011
Obligation au titre des avantages sociaux futurs		
Solde, début de l'exercice	**$ 3,588,600**	$ 3,515,400
Coût des services rendus au cours de l'exercice	**262,500**	246,500
Intérêts débiteurs	**152,600**	159,200
Prestations versées	**(48,700)**	(39,200)
Perte actuarielle (gain actuariel)	**991,800**	(293,300)
Solde, fin de l'exercice	**$ 4,946,800**	$ 3,588,600
Actifs des régimes	**$ -**	$ -
Rapprochement de la situation de capitalisation		
Situation de capitalisation - déficit	**$ (4,946,800)**	$ (3,588,600)
Gain actuariel net (perte actuarielle nette) non amortie	**721,100**	(293,300)
Passif au titre des prestations constituées	**$ (4,225,700)**	$ (3,881,900)
Coût net des prestations		
Coût des services rendus au cours de l'exercice	**$ 262,500**	$ 246,500
Amortissement du gain actuariel	**(22,600)**	-
Intérêts débiteurs	**152,600**	159,200
	$ 392,500	$ 405,700

Les hypothèses actuarielles importantes utilisées pour calculer le passif au titre des prestations constituées et le coût des prestations pour ces régimes sont les suivantes:

	2012	2011
Taux d'actualisation	**3.00%**	4.13%
Taux d'augmentation dans les niveaux de salaire	**4.00%**	4.00%
Taux d'inflation dentaire	**4.50%**	4.50%
Taux d'inflation médicale	**4.50%**	4.50%

Notes aux états financiers

Le 31 mars 2012

6. Excédent accumulé

	31 mars 2012	31 mars 2011	1 avil 2010
Excédent accumulé, début de l'exercice	**$ 2,722,742**	$ 2,172,914	$ -
Ajustements dus à la transition au CCSP			
Comptabilisation des subventions d'immobilisations reportées (net)	**-**	500,028	3,935,714
Changements à l'obligation au titre des avantages sociaux futurs	**-**	49,800	(1,762,800)
Financement en immobilisations reçu	**129,471**	-	-
Amortissement des immobilisations	**(1,072,970)**	-	-
Excédent accumulé, fin de l'exercice	**$ 1,779,243**	$ 2,722,742	$ 2,172,914

7. Engagements

L'Office s'est engagé, en vertu des modalités d'un contrat de location de locaux, aux paiements minimums annuels suivants pour les cinq prochains exercices:

Le 31 mars 2013	$ 988,839
Le 31 mars 2014	$ 954,929
Le 31 mars 2015	$ 954,929
Le 31 mars 2016	$ 1,033,714
Le 31 mars 2017	$ 1,040,876

8. Dépenses de l'Enquête de sécurité sur les hélicoptères extracôtiers

L'Enquête de sécurité sur les hélicoptères extracôtiers a été établie par l'Office le 8 avril 2009. Le but de l'enquête était de déterminer et de faire des recommandations afin d'améliorer la sécurité des travailleurs extracôtiers de Terre-Neuve et Labrador en ce qui concerne le transport en hélicoptères. Le bureau de l'enquête a été fermé le 28 octobre 2011.

9. Les montants du budget

Les montants du budget de 2012 qui apparaissent à l'état des résultats ont été fournis par la direction et n'ont pas été vérifiés.

10. Instruments financiers

Les instruments financiers de l'Office se composent des espèces et quasi-espèces, des sommes à recevoir et des fournisseurs et charges à payer. La valeur comptable des espèces et quasi-espèces, des sommes à recevoir et des fournisseurs et charges à payer est présumée se rapprocher de leur juste valeur à cause de leur échéance à court terme.

Risques et concentrations

L'Office est exposé à plusieurs risques à travers ses instruments financiers. L'analyse qui suit fait l'état des risques et concentrations auxquels est exposé l'Office au 31 mars 2012.

Risque de liquidité

Le risque de liquidité de l'Office est le risque qu'il éprouve des difficultés à honorer des engagements liés à ses passifs financiers. L'Office est donc exposé au risque de liquidité relativement à l'ensemble de ses fournisseurs et charges à payer. L'Office gère le risque de liquidité en contrôlant son flux de trésorerie et en s'assurant qu'il a suffissement d'encaisse pour rencontrer ses obligations et ses dettes. La direction est d'avis que l'exposition au risque de liquidité de l'Office est faible et non significatif.

Risque de crédit

Le risque de crédit est le risque de perte associée à l'impossibilité de l'autre partie au contrat de remplir ses obligations de paiements. Le risque de crédit de l'Office est attribuable aux sommes à recevoir. La direction est d'avis que la concentration de risque de crédit relative aux instruments financiers incluent dans les sommes à recevoir est faible.

Office Canada – Terre-Neuve et Labrador des hydrocarbures extracôtiers

Annexe des immobilisations corporelles

Pour l'exercice terminé le 31 mars 2012

	Terrain et aire de stationnement	Édifices	Améliorations locatives	Mobiliers et agencements	Système de gestion des données	Logiciel informatique	Matériel informatique	2012	2011
Coût									
Coût, début de l'exercice	$ 281,187	$ 3,317,089	$ 402,141	$ 704,448	$ 1,359,271	$ 668,182	$ 1,643,116	**$ 8,375,434**	$ 6,756,849
Acquisition d'immobilisations au cours de l'exercice	-	-	-	71,763	-	-	57,708	**129,471**	1,667,409
Cessions au cours de l'exercice	-	-	-	-	-	-	(137,863)	**(137,863)**	(48,824)
Coût, fin de l'exercice	$ 281,187	$ 3,317,089	$ 402,141	$ 776,211	$ 1,359,271	$ 668,182	$ 1,562,961	**$ 8,367,042**	$ 8,375,434
Amortissements cumulés									
Amortissements cumulés, début de l'exercice	$ -	$ 832,514	$ 331,058	$ 455,961	$ 553,363	$ 523,448	$ 1,243,348	**$ 3,939,692**	$ 2,821,135
Amortissement	-	99,383	47,335	108,146	453,090	144,734	220,282	**1,072,970**	1,167,381
Reprise des amortissements cumulés relatifs aux cessions	-	-	-	-	-	-	(137,863)	**(137,863)**	(48,824)
Amortissements cumulés, fin de l'exercice	-	931,897	378,393	564,107	1,006,453	668,182	1,325,767	**4,874,799**	3,939,692
Valeur comptable nette des immobilisations corporelles	$ 281,187	$ 2,385,192	$ 23,748	$ 212,104	$ 352,818	$ -	$ 237,194	**$ 3,492,243**	$ 4,435,742

Annexe des dépenses

31 mars	2012	2011
Conseil		
Honoraires de consultants	**$ 372,985**	$ 269,887
Divers	**41,598**	35,431
Déplacements	**73,011**	61,545
Salaires et bénéfices marginaux	**1,648,631**	1,645,757
	$ 2,136,225	$ 2,012,620
Gestion des données		
Honoraires de consultants	**$ -**	$ 153,220
Logiciel informatique	**-**	16,821
Divers	**-**	3,258
Salaires et bénéfices marginaux	**-**	111,011
	$ -	$ 284,310
Affaires environnementales		
Divers	**$ 2,086**	$ 2,556
Déplacements	**1,589**	5,135
Salaires et bénéfices marginaux	**749,070**	705,491
	$ 752,745	$ 713,182
Exploration		
Divers	**$ 2,552**	$ 2,286
Déplacements	**815**	-
Salaires et bénéfices marginaux	**981,962**	880,128
	$ 985,329	$ 882,414
Mise en oeuvre de l'enquête sur les hélicoptères		
Logiciel informatique	**$ 3,876**	
Honoraires de consultants	**633,540**	$ 128,295
Divers	**677**	138
Déplacements	**99,251**	10,994
Salaires et bénéfices marginaux	**564,814**	158,638
	$ 1,302,158	$ 298,065
Coordination des politiques et règlements des avantages de l'industrie		
Divers	**$ 2,431**	$ 2,886
Déplacements	**1,534**	10,265
Salaires et bénéfices marginaux	**766,232**	624,243
	$ 770,197	$ 637,394

Office Canada – Terre-Neuve et Labrador des hydrocarbures extracôtiers

Annexe des dépenses

31 mars	2012	2011
Services juridiques et terrain		
Divers	**$ 1,746**	$ 2,004
Déplacements	**-**	3,022
Salaires et bénéfices marginaux	**373,603**	350,325
	$ 375,349	$ 355,351
Exploitation		
Divers	**$ 2,610**	$ 4,406
Déplacements	**27,061**	30,925
Salaires et bénéfices marginaux	**641,588**	1,514,290
	$ 671,259	$ 1,549,621
Gestion des ressources		
Divers	**$ 8,404**	$ 7,203
Déplacements	**13,200**	-
Salaires et bénéfices marginaux	**1,983,617**	1,914,578
	$ 2,005,221	$ 1,921,781
Sécurité		
Divers	**$ 2,145**	$ -
Déplacements	**7,265**	-
Salaires et bénéfices marginaux	**912,611**	-
	$ 922,021	$ -
Service de soutien		
Amortissement des immobilisations	**$ 1,030,139**	$ 1,110,127
Soutien et entretien informatique	**714,767**	669,057
Entretien du bureau	**504,990**	431,328
Loyer	**1,185,431**	980,743
Déplacements	**1,458**	-
Salaires et bénéfices marginaux	**1,627,089**	1,527,333
	$ 5,063,874	$ 4,718,588
Enquête de sécurité sur les hélicoptères extracôtiers		
Administration	**$ 98,044**	$ 96,804
Audio-visuel	**5,026**	25,685
Communications	**58,556**	120,797
Honoraires de consultants	**1,065**	288,305
Technologie de l'information	**5,421**	18,827
Fournitures et matériaux	**12,242**	32,289
Locaux	**41,153**	73,242
Services professionnels	**255,999**	886,007
Services de transcription	**-**	57,768
Déplacements	**-**	29,002
	$ 477,506	$ 1,628,726
Dépenses totales	**$ 15,461,884**	$15,002,052

Annexe des dépenses

31 mars	2012	2011
Commissions publiques d'appel		
Commission publique d'appel Hebron		
Soutien et entretien informatique	**$ 51,798**	$ -
Honoraires de consultants	**1,275,508**	-
Divers	**63,314**	-
Audiences publiques	**45,682**	-
Loyer	**51,164**	-
	$ 1,487,466	$ -
Commission publique d'appel Old Harry		
Soutien et entretien informatique	**$ 41,652**	$ -
Honoraires de consultants	**232,687**	-
Divers	**19,425**	-
Audiences publiques	**145,288**	-
Loyer	**13,285**	-
Déplacements	**7,831**	-
	$ 460,168	$ -
Dépenses totales	**$ 1,947,634**	$ -

RAPPORT ANNUEL **2011-12**

SÉCURITÉ DU SECTEUR EXTRACÔTIER

PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

GESTION DES RESSOURCES

RETOMBÉES ÉCONOMIQUES

CANADA-TERRE-NEUVE et LABRADOR
L'OFFICE DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

WWW.CNLOPB.NL.CA
(en anglais seulement)

TD Place 140, rue Water, 5e étage
St. John's (T.-N.-L.) A1C 6H6 Canada

téléphone 709-778-1400 télécopieur 709-778-1473

Centre d'entreposage et de recherche 30, place Duffy
St. John's (T.-N.-L.) A1B 4M5 Canada

téléphone 709-778-1500