RAPPORT ANNUEL
2010 – 2011

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

OFFICE CANADA – TERRE-NEUVE-ET-LABRADOR DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

TD Place
140, rue Water
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.) A1C 6H6
Canada

téléphone : 709-778-1500

www.cnlopb.nl.ca

ISBN: 978-0-9868747-6-5

Le 17 juin 2011

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

L'honorable Shawn Skinner
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 ainsi que les états financiers de l'Office pour l'exercice financier ayant pris fin le 31 mars 2011.

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
Reg Anstey	Membre
Ed Drover	Membre
Conrad Sullivan	Membre
David Wells	Membre

PRINCIPAUX DIRECTEURS

John P. Andrews, LL.B.	Services juridiques et fonciers et secrétaire de l'Office
Michael Baker, CHRA	Services de soutien
Jeffrey M. Bugden, ing.	Retombées économiques, coordination des politiques et des règlements
David G. Burley	Affaires environnementales
Sean Kelly, APR, FCPRS	Relations publiques
Howard Pike, ing.	Opérations et sécurité et délégué à la sécurité
Frank Smyth, ing.	Prospection et gestion des ressources, et délégué à la conservation

TABLE DES MATIÈRES

RAPPORT ANNUEL 2010-2011 3

MESSAGE DU PRÉSIDENT ET PREMIER DIRIGEANT 6

PRÉSENTATION GÉNÉRALE DE L'OFFICE 8

MANDAT : RÔLE ET OBJECTIFS 10

SÉCURITÉ DES TRAVAILLEURS EN MER 12

PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT 20

GESTION DES DROITS 25

GESTION DES RESSOURCES 28

RETOMBÉES ÉCONOMIQUES, COORDINATION DES POLITIQUES ET DES RÈGLEMENTS 36

SERVICES DE SOUTIEN 42

SECTION SPÉCIALE – L'INCIDENT DE LA PLATE-FORME *DEEPWATER HORIZON* 43

SUPPLÉMENT 46

ÉTATS FINANCIERS 48

Photo en Couverture Greg Locke

Photos prises par Robert Young : pages 6, 8, 10, 12, 13, 15, 16, 20, 24, 25, 27, 28, 29, 31, 35, 36, 42, 43

MESSAGE DU PRESIDENT ET PRIMIER DIRIGEANT

MESSAGE DU PRÉSIDENT ET PREMIER DIRIGEANT

La réglementation de l'industrie pétrolière et gazière extracôtière exige de l'expertise technique, du professionnalisme et un bon jugement. Le 1er janvier 2011, l'Office Canada – Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers (l'Office) célébrait son 25e anniversaire, et je suis heureux de vous informer que l'Office a évolué pour devenir un organisme de réglementation de classe mondiale des activités pétrolières et gazières. Notre personnel se classe premier dans le secteur partout dans le monde.

Pour l'Office, la principale priorité est d'assumer ses responsabilités de manière à garantir la sécurité lors de l'exécution des activités ainsi que la protection environnementale avant tout.

L'incident de la fuite de pétrole du puits *Deepwater Horizon* a déclenché une tempête médiatique qui a placé l'industrie pétrolière et gazière extracôtière, les organismes de réglementation des opérations pétrolières en mer et les gouvernements sous étroite surveillance. Lorsqu'un incident d'une telle ampleur se produit, les organismes de réglementation doivent se montrer prudents en menant un examen interne des pratiques de surveillance afin de déterminer si l'on peut résoudre les préoccupations liées aux risques posés par le forage marin. Notre examen a mené à l'établissement de plusieurs mesures de surveillance spéciales que nous avons appliquées au programme de Chevron Canada pour le puits Lona O-55 dans le bassin Orphan. Ce puits a été foré sans incident.

La prévention et la gestion des risques sont essentielles à une bonne sécurité en mer. Les exploitants doivent créer une culture de sécurité solide sur les installations. La sécurité doit être primordiale dans toutes les décisions, et les travailleurs de plateformes pétrolières doivent être encouragés à signaler les risques potentiels pour la sécurité, voire récompensés lorsqu'ils le font. Les organismes de réglementation et les exploitants doivent collaborer en vue d'améliorer continuellement la sécurité. Quand il s'agit de sécurité, on n'est jamais trop prudent.

L'Office souhaite exprimer sa gratitude et ses meilleurs voeux à Fred Way, à Halcum Stanley et à Lorne Spracklin, dont le mandat a pris fin en 2010. Je suis également heureux d'accueillir parmi nous deux nouveaux membres qui ont été nommés par le gouvernement fédéral : Conrad Sullivan et David Wells.

Aujourd'hui, l'Office a la chance de compter sur plus de 70 employés dévoués qui exécutent leur travail de façon exceptionnelle dans une période difficile. 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 2010-2011. Vous pouvez obtenir de plus amples renseignements sur l'Office sur notre site Web www.cnlopb.nl.ca.

Le président et premier dirigeant,

Max Ruelokke, ing.

PRÉSENTATION GÉNÉRALE DE L'OFFICE

MEMBRES DE L'OFFICE

Deuxième rangée, de g. à d. : David Wells (Membre), Max Ruelokke, P. Eng. (Président et premier dirigeant), Ed Drover (Membre)

Première rangée, de g. à d. : Reg Anstey (Membre), Conrad Sullivan (Membre)

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 réglementaires suivants en application de la loi : sécurité, 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 2010-2011, l'Office avait un budget de 15 815 000 $, qui comprenait un budget d'exploitation de base de 12 640 000 $, un financement spécial de 1 100 000 $ pour l'Enquête sur la sécurité des hélicoptères extracôtiers, 800 000 $ pour l'expansion du Centre d'entreposage et de recherche, et 450 000 $ pour la gestion des données. Un budget révisé a été approuvé pour injecter 825 000 $ supplémentaires dans les opérations menées dans le cadre de l'Enquête.

Au terme de l'exercice, l'Office comptait 69 employés. Au moins 67 de ces employés étaient détenteurs de grades universitaires et de diplômes, dont 62 d'établissements d'études supérieures de Terre-Neuve-et-Labrador, et 25 possédaient des titres professionnels en génie, en sciences de la terre, en sécurité, en finances et en relations publiques.

Gouvernement du Canada
Ministre des Ressources naturelles

Gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador
Ministre des Ressources naturelles

Président et premier président
Max Ruelokke
Nommé conjointement par les gouvernements de Terre-Neuve-et-Labrador et du Canada

Membres de l'Office
Conrad Sullivan, David Wells et un poste vacant
Nommés par le gouvernement du Canada

Reg Anstey, Ed Drover et un poste vacant
Nommés par le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador

- Affaires environnementales
- Prospection et gestion des ressources
- Retombées économiques, coordination des politiques et des règlements
- Services juridiques et fonciers
- Opérations et sécurité
- Relations publiques
- Services de soutien

MANDAT : RÔLE ET OBJECTIFS

25 ANS DE SERVICE

Deuxième rangée, de g. à d. : Les Barbour, Peter Noel, Howard Pike, Jeff Bugden, Walter Bobby, Dave Burley.
Première rangée, de g. à d. : Ed Lannon, Sandra Forward, Sandra O'Dea, Mary Glynn.

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 du Labrador d'une manière qui respecte les dispositions réglementaires en matière de :

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

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

OBJECTIFS

SÉCURITÉ

- 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 loi, voir à ce que toute déviation aux plans approuvés et aux dispositions réglementaires applicables soit corrigée.

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, 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 données obtenues dans le cadre des activités de prospection et de production.

RETOMBÉES

- 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.

SÉCURITÉ DES TRAVAILLEURS EN MER

ÉQUIPE D'ENQUÊTE SUR LA SÉCURITÉ DES HÉLICOPTÈRES EXTRACÔTIERS

Deuxième rangée, de g. à d. : John Whelan, Daniel Bourgeois, Evan Sturge, Stan Hussey, Allison Moyle, Ron Wheeler, Darrell Gover, Jeremy Whittle

Au centre, de gauche à droite : Bill Noseworthy, Paul Durdle, Chris Delaney, Ray Dalton, Ryan Brown, Matthew Hawco

Première rangée, de g. à d. : Terry Kelly, Max Ruelokke, Peter McKeage **N'apparaissent pas sur la photo :** Tom Moir

PLANS DE SÉCURITÉ

Avant d'être autorisés à travailler ou à effectuer une activité dans la zone extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador, les exploitants doivent préparer un plan de sécurité qui démontre à l'Office qu'ils ont pris toutes les mesures raisonnables et praticables pour assurer la sécurité au cours des travaux envisagés. Le plan de sécurité doit indiquer les dangers et les risques associés à l'activité ainsi que les mesures prises pour prévenir, réduire et gérer ces dangers et 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.

Durant l'exercice 2010-2011, le personnel de plusieurs services, notamment celui des opérations et de la sécurité, a travaillé à la rédaction de directives pour le *Règlement sur les forages et la production*. Des agents de la sécurité ont aussi travaillé à la rédaction de conseils aux exploitants sur la préparation de plans de sécurité pour leurs opérations de forage et de production. À la fin de la période de rapport, des directives révisées liées au plan de sécurité ont été publiées aux fins d'utilisation, sur la base des commentaires obtenus et de l'expérience acquise à l'aide des directives provisoires au cours de la période d'essai.

ÉVALUATION DE LA SÉCURITÉ

Lorsqu'un exploitant demande une autorisation pour entreprendre des activités d'exploitation pétrolière dans la zone extracôtière, l'Office procède à une évaluation systématique et détaillée de sa demande, y compris de ses plans de sécurité et des autres renseignements liés à la sécurité soumis à l'appui de la demande. Au cours de l'exercice 2010-2011, l'Office a mené dix évaluations de la sécurité, dont un examen des plans de sécurité, liées aux processus suivants :

- Autorisation de programme de forages de prospection dans le basin Orphan (Chevron Canada)
- Autorisation de programme géophysique aux fins de prospection dans le bassin des Maritimes (Corridor Resources)
- Autorisation de programme de forages de prospection dans le bassin des Maritimes (Dragon Lance)
- Autorisation de programme géophysique dans les champs pétrolifères Hibernia South et Hebron (ExxonMobil)
- Autorisation de programme de plongée à saturation dans le champ pétrolifère Hibernia (Société d'exploitation et de développement d'Hibernia ou SEDH)
- Autorisation de programme de plongée utilisant de l'air dans le champ pétrolifère White Rose (Husky Energy)
- Autorisation de programme géophysique aux fins de prospection dans les bassins de Sydney et de Hopedale (Husky Energy)
- Autorisation de programme de plongée à saturation dans le champ pétrolifère White Rose (Husky Energy)
- Autorisation de programme géophysique pour l'étude d'un puits dans le bassin Jeanne d'Arc (Statoil Canada)
- 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 vérifications et inspections menées par l'Office en 2010-2011 sont énumérées au tableau 1.

Tableau 1

Vérifications et inspections menées par l'Office en 2010-2011

Exploitant	Installation/Navire	Activité
Chevron Canada	Unité mobile de forage en mer (UMFM) *Stena Carron*	Inspection de sécurité
Chevron Canada	UMFM *Stena Carron*	Inspection de sécurité
Chevron Canada	UMFM *Stena Carron*	Inspection de sécurité
Chevron Canada	UMFM *Stena Carron*	Inspection de sécurité
ExxonMobil	*M/V Anticosti*	Vérification de sécurité avant approbation
SEDH	Structure gravitaire Hibernia (GBS)	Vérification de sécurité
SEDH	Structure gravitaire Hibernia (GBS)	Inspection de sécurité
SEDH	*CSO Constructor*	Vérification de sécurité avant approbation
SEDH	*M/V Wellservicer*	Vérification de sécurité avant approbation
Husky Energy	UMFM *Henry Goodrich*	Vérification de sécurité
Husky Energy	*Bâtiment-mère (M/V Atlantic Hawk) et navire de soutien (ProDive Attendet)*	Vérification de sécurité avant approbation
Husky Energy	UMFM *GSF Grand Banks*	Vérification de sécurité
Husky Energy	*NPSD SeaRose*	Inspection de sécurité
Husky Energy	*NPSD SeaRose*	Inspection de sécurité
Husky Energy/Suncor Energy	*M/V Acergy Discovery*	Vérification de sécurité avant approbation
Suncor Energy	*NPSD Terra Nova*	Inspection de sécurité
Suncor Energy	*NPSD Terra Nova*	Inspection de sécurité

En outre, on a mené des vérifications de sécurité avant approbation sur le *M/V Wellservicer* et le *CSO Constructor* au début de l'année 2011 en préparation d'une demande de la SEDH pour mener un programme de plongée aux fins de remplacement du système de chargement marin (SCM) de la structure gravitaire Hibernia. Ces travaux sont prévus pour l'été 2011.

En 2010-2011, les agents de la sécurité n'ont pas été appelés à enquêter sur des refus de travail. En vertu de la loi, les travailleurs en mer ont le droit de refuser toute tâche qui, selon eux, met en danger leur santé et leur sécurité, ou la santé et la sécurité d'autres personnes dans le lieu de travail. 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 à l'agent de la sécurité. Si le Comité ne peut résoudre le problème, ce dernier fait alors l'objet d'une enquête par un agent de la sécurité qui est apte à le résoudre. Une personne peut refuser de travailler jusqu'à ce qu'elle soit satisfaite des mesures prises par l'employeur ou jusqu'à ce qu'un agent de la sécurité ait rendu sa décision après avoir fait enquête.

SURVEILLANCE

Les vérifications intégrées incluent des volets de sécurité et de protection de l'environnement. Une vérification intégrée pour Suncor Energy a été menée en 2009-2010; cet exploitant a soumis un plan d'action en vue de répondre aux observations et aux conclusions cernées dans la vérification. Il est prévu que les éléments en attente de la vérification soient traités en 2011.

Une fois qu'un exploitant a obtenu une autorisation d'effectuer des travaux, le Service des opérations et 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).

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 (*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 2010-2011, l'Office a examiné 165 rapports d'incidents déposés par des exploitants.

Pour faire en sorte que l'exploitant signale uniformément tous les incidents qui se produisent durant ses activités, la directive précise diverses catégories claires et distinctes selon qu'il s'agit d'incidents liés à la santé, à la sécurité ou à l'environnement. Les exploitants doivent préciser toutes les conséquences encourues et potentielles de chaque incident déclaré. Dans certains cas, plusieurs catégories d'incidents encourus et potentiels peuvent se recouper. Par exemple, un quasi-accident associé à la chute d'un objet peut inclure, parmi ses conséquences potentielles, la blessure d'un employé et la dégradation/l'endommagement d'un équipement essentiel. Par ailleurs, il se peut que certains incidents n'entrent dans aucune catégorie d'incidents potentiels. Par conséquent, le nombre d'incidents signalés dans les figures ci-dessous sera supérieur au nombre de rapports d'incidents soumis. La figure 1 présente une liste des incidents soumis fondée sur les catégories susmentionnées.

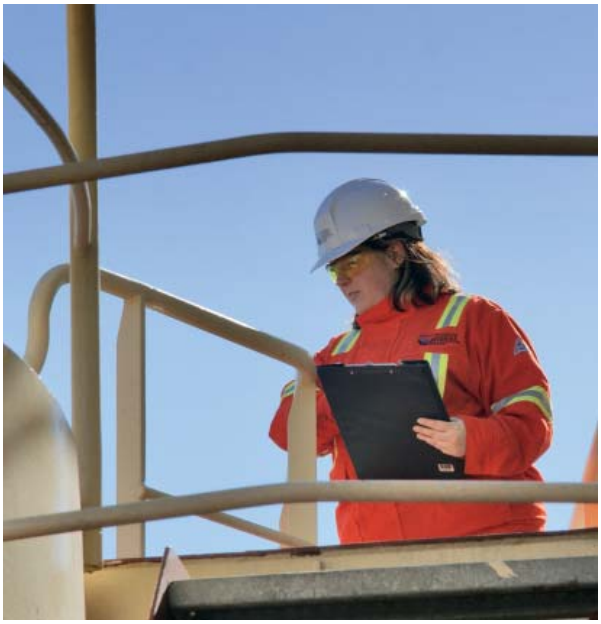
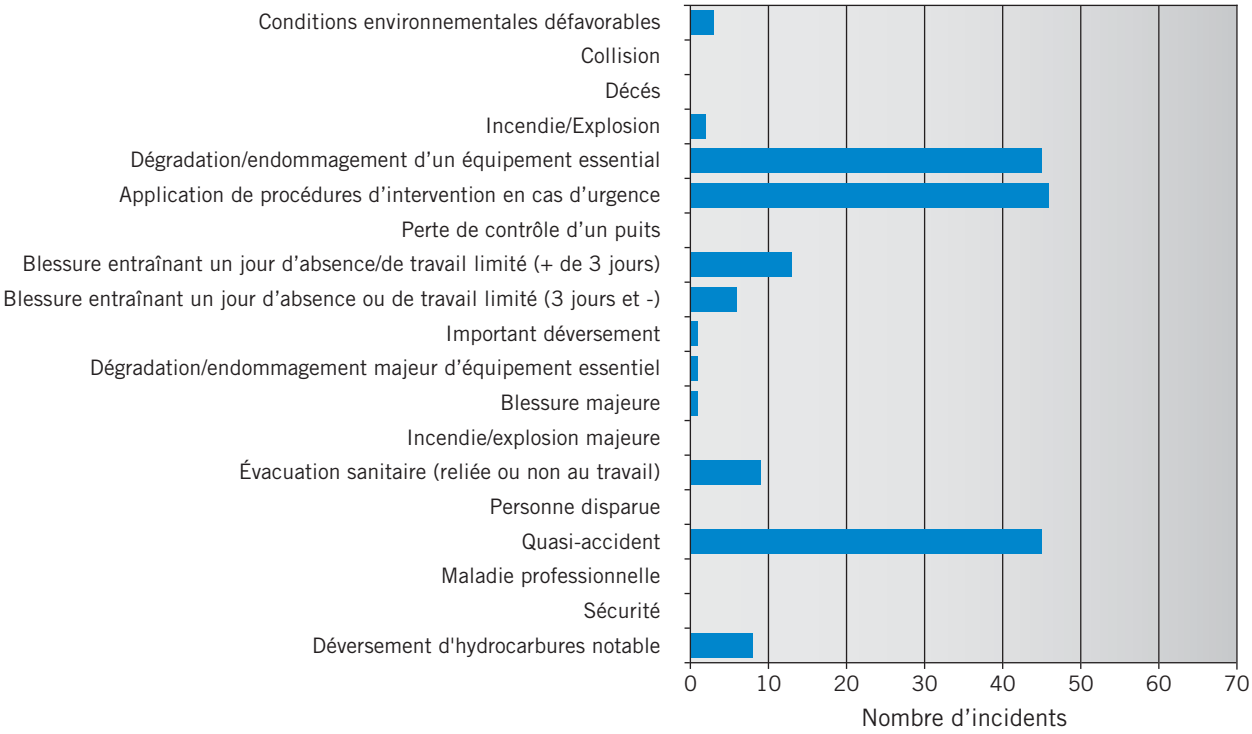


Figure 1

Incidents survenus selon leur classification (du 1er avril 2010 au 31 mars 2011)

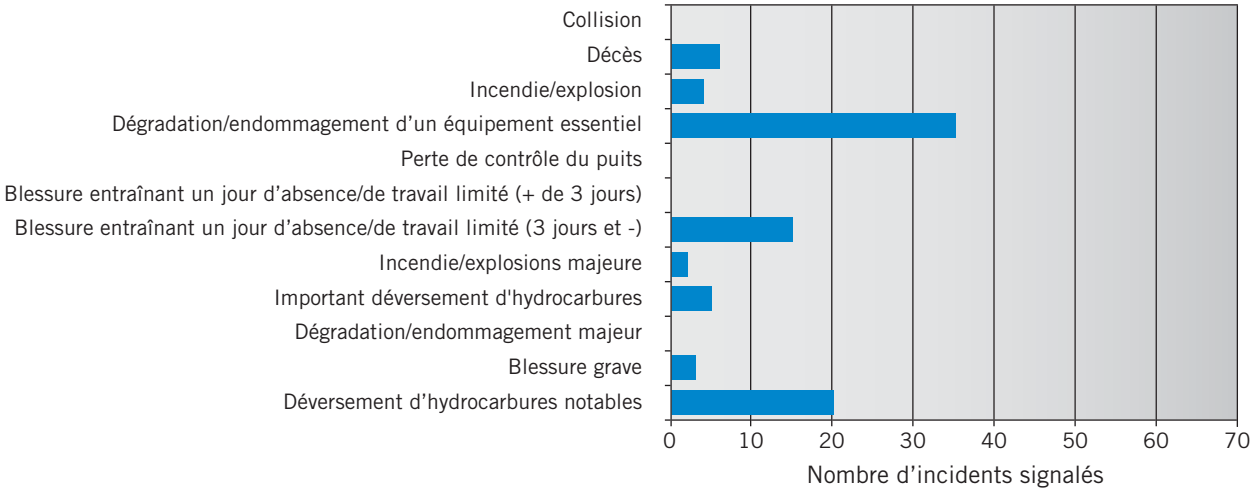


Remarque : *Pour les définitions ci-dessus, veuillez consulter le rapport Guideline for the Reporting and Investigation of Incidents de l'Office, accessible sur son site Web.*

En plus de classifier les incidents selon leurs conséquences telles qu'elles sont survenues, l'Office accorde une grande importance aux quasi-accidents et aux autres incidents à risques élevés. En mettant l'accent sur les quasi-accidents à risque plus élevé, l'Office définit des mesures correctrices et les met en œuvre pour prévenir ces derniers. L'Office s'attend à ce que les exploitants mènent une enquête aussi rigoureuse dans les cas de quasi-accidents à haut risque que dans les cas d'incidents réels. La figure 2 montre les incidents signalés selon leurs conséquences potentielles.

Figure 2

Incidents potentiels, selon leur classification (du 1er avril 2010 au 31 mars 2011)



Remarque : *Pour les définitions ci-dessus, veuillez consulter le rapport Guideline for the Reporting and Investigation of Incidents de l'Office, accessible sur son site Web.*

Durant la période visée par le présent rapport, les travailleurs en mer ont cumulé 4 064 843 d'heures de travail dans la zone extracôtière. On y a relevé 20 incidents comportant des blessures ou maladies devant être signalées. Le taux de fréquence des blessures relevées a été de 4,92 par million d'heures travaillées.

En plus de passer en revue les procès-verbaux des réunions des comités conjoints de santé et de sécurité en mer et de rencontrer ces comités au cours d'inspections et de vérifications des installations, les agents de l'Office tiennent un atelier annuel sur la SST en haute mer. Cet atelier a 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. En novembre et en décembre 2010, l'Office a tenu l'atelier avec les comités conjoints de santé et de sécurité en mer. Les discussions portaient sur les combinaisons pour passagers d'aéronef et incluaient une mise à jour sur la recherche et l'élaboration de normes récentes, ainsi que sur les récents incidents de forage à l'échelle internationale (p. ex., le puits Macondo dans le golfe du Mexique et le puits Montara au large des côtes australiennes) et une analyse des tendances au chapitre des blessures dans l'industrie pétrolière extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador. En outre, les recommandations du rapport d'enquête sur la sécurité des hélicoptères extracôtiers ont été présentées et discutées lors de la première séance, et on a résumé la réponse de l'Office au cours de la deuxième séance.

Le Service des opérations et 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 aux activités d'exploitation du pétrole 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 chaque plainte, prendra ou recommandera une mesure au besoin et avisera le plaignant une fois son examen achevé. En 2010-2011, l'Office a traité cinq plaintes. Au terme de la période de rapport, l'une de ces plaintes était encore à l'étude.

DÉROGATIONS AUX RÈGLEMENTS

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 2010-2011, l'Office a reçu 27 demandes de dérogation relatives à la réglementation, dont 15 ont été approuvées et publiées sur son site Web.

SÉCURITÉ

En 2010-2011, l'Office a conclu un protocole d'entente concernant la sécurité maritime avec Transport Canada (TC). Dans le cadre de ce protocole d'entente, l'Office et TC ont élaboré la directive pour les plans de sécurité des installations extracôtières (*Guideline for Offshore Facility Security Plans*). L'Office a continué à recourir aux services d'un consultant externe pour mener des vérifications de sécurité des installations extracôtières. À la fin de la période de rapport, le consultant en sécurité avait réalisé trois examens de plan de sécurité.

PROJET SUR LES TENDANCES DES RISQUES

En 2010-2011, l'Office a continué à travailler avec SafetyNet pour passer en revue les tendances au chapitre des risques dans la zone extracôtière, comme l'a fait l'organisme responsable de la sécurité des installations pétrolières en Norvège. SafetyNet est un centre de recherche en santé et sécurité au travail de la Memorial University. Il met l'accent sur la recherche pluridisciplinaire, le partage de connaissances, l'éducation et le développement d'expertise clinique dans la province. Ce projet sur les tendances en matière de risques a pour objet d'examiner et d'analyser les informations soumises par les exploitants pour cerner les secteurs où les risques sont susceptibles d'augmenter, ainsi que d'orienter les efforts des exploitants dans ces domaines.

ACTIVITÉ DE PLONGÉE ET DE CONSTRUCTION

En 2010-2011, l'Office a reçu quatre demandes d'autorisation de mener des programmes de plongée dans la zone extracôtière. Husky Energy a été autorisé à exécuter un programme de plongée afin de mener des travaux de réparation, de remplacement, d'entretien et d'inspection sur le navire de production, de stockage et de déchargement (NPSD) *SeaRose*, à l'aide des navires de soutien de plongée *M/V Atlantic Hawk (bâtiment-mère)* et *ProDive Attender (navire de soutien).* L'exploitant a aussi été autorisé à mener un programme de plongée avec le navire de soutien des opérations de plongée *M/V Acergy Discovery*, dans le cadre d'activités d'installation et de raccordement dans le champ pétrolifère North Amethyst.

Suncor Energy a été autorisé à mener un programme de plongée à l'aide du navire de soutien des opérations de plongée *M/V Acergy Discovery* pour effectuer des travaux de réparation, de remplacement, d'entretien et d'inspection sur le *NPSD Terra Nova* et l'installation sous-marine connexe.

La SEDH a été autorisé à mener un programme de plongée avec le navire de soutien des opérations de plongée *M/V Acergy Discovery*, afin d'effectuer des réparations sur le système de chargement marin (SCM) de la structure gravitaire Hibernia.

CONFÉRENCE DE L'INTERNATIONAL REGULATORS FORUM

Les organismes canadiens de règlementation des activités en mer ont été les hôtes de la troisième conférence internationale des organismes de règlementation des activités en mer, qui a eu lieu à Vancouver (Colombie-Britannique), du 17 au 20 octobre 2010. Cette conférence est organisée par l'International Regulators Forum (IRF), qui est composé d'organismes de règlementation des opérations pétrolières et gazières extracôtières de neuf pays. Lors de la conférence d'octobre 2010, le comité de direction était présidé par l'Office. Près de 200 délégués représentant l'industrie ainsi que des organismes de règlementation de 17 pays ont mené des discussions fructueuses pendant trois jours.

La conférence a permis aux organismes de règlementation et aux intervenants de l'industrie de se réunir pour avoir un dialogue franc et ouvert sur la sécurité en mer, et ce, pour la première fois depuis l'éruption subite du puits Macondo dans le golfe du Mexique le 20 avril 2010. Le thème central qui est ressorti des présentations et des discussions était l'importance d'une culture de sécurité solide et dynamique sur les installations.

Vous trouverez de plus amples renseignements concernant la conférence et l'IRF sur le site Web de la conférence : www.irfconference2010.com.

RÉUNIONS DE L'INTERNATIONAL REGULATORS FORUM

À la suite de la conférence de l'IRF à Vancouver, les membres de l'IRF se sont réunis et ont approuvé un programme stratégique axé sur les thèmes suivants :

- culture de sécurité et leadership;
- intégrité des blocs obturateurs de puits (BOP) et problèmes opérationnels;
- indicateurs de rendement;
- critères de compétence et de capacité des exploitants;
- utilisation de normes et des pratiques exemplaires de l'industrie.

La prochaine réunion de l'IRF se tiendra en Norvège en octobre 2011.

ENQUÊTE SUR LA SÉCURITÉ DES HÉLICOPTÈRES EXTRACÔTIERS

Le rapport sur la première phase de l'Enquête sur la sécurité des hélicoptères extracôtiers a été soumis à l'Office en novembre 2010 et comprenait 29 recommandations. L'Office a terminé son examen et a accepté 27 des 29 recommandations au complet. La recommandation 12, qui préconise une interdiction continue des vols de nuit, a été acceptée en principe. L'Office a en outre soumis la recommandation 29, qui veut que des changements soient apportés au mandat et à la structure de l'Office ainsi qu'aux gouvernements.

Le rapport contient plusieurs thèmes, mais les plus notables sont le besoin d'une participation accrue des travailleurs, d'une plus grande transparence de l'Office, des exploitants et des fournisseurs d'hélicoptères, d'un meilleur accès de l'Office à des experts en aviation et d'une séparation plus marquée entre les décisions en matière de sécurité et de gestion de ressources à l'Office.

En décembre, l'Office a annoncé sa stratégie pour mettre en œuvre le rapport. Cette stratégie supposait la création d'une équipe de mise en œuvre. L'équipe est dirigée par un expert externe à l'Office et est composée d'employés de l'Office, de représentants des travailleurs, de représentants des exploitants, d'un représentant de Cougar Helicopters Inc. et d'autres organismes, au besoin. Les plans de travail et les rapports d'étape mensuels ultérieurs sont publiés sur le site Web de l'Office.

SURVEILLANCE DU PUITS LONA O-55

Le Service des opérations et de la sécurité de l'Office joue un rôle crucial dans la surveillance règlementaire des opérations de forage en eau profonde dans la zone extracôtière. Le personnel est très actif dans la surveillance des activités de forage de puits; il l'était particulièrement en ce qui concerne le puits Lona O-55 de Chevron Canada, notamment après l'éruption subite du puits Macondo dans le golfe du Mexique en avril. Ce rapport comprend une section spécialement consacrée à la surveillance par l'Office des activités de forages de puits.

PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

PLANS DE PROTECTION DE L'ENVIRONMENT

Avant de recevoir une autorisation de procéder à des travaux de forage ou de production en mer, 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 doit contenir les éléments suivants :

- les moyens de respecter les exigences de la législation pertinente (lois et règlements);
- toutes les mesures de protection de l'environnement définies dans le cadre d'une évaluation environnementale (EE);
- 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 2010-2011, un PPE a été révisé dans le cadre du processus d'autorisation d'opérations pour le programme de forage de prospection dans le bassin des Maritimes dans l'ouest de Terre-Neuve-et-Labrador.

PLANIFICATION DE L'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DE PÉTROLE

En mai 2010, l'Office a passé en revue un rapport soumis conjointement par trois exploitants menant des activités de production dans la zone extracôtière, en évaluant leur capacité collective d'intervention en cas de déversement de pétrole. Les exploitants ont répondu aux commentaires de l'examen en juin, en septembre et à la fin décembre. À la fin de la période de rapport, l'Office a terminé l'examen des réponses obtenues. Les cas de déversement de pétrole continueront de faire l'objet d'une attention particulière dans l'année à venir, compte tenu des leçons tirées de l'éruption subite du Macondo dans le golfe du Mexique.

ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE

L'Office est l'organisation responsable de l'évaluation environnementale (EA) des projets de travaux 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'évaluation environnementale 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.

En 2010-2011, l'Office a réalisé des évaluations environnementales pour les programmes suivants :

- Programme d'études des géorisques dans le champ Old Harry (Corridor Resources)
- Programme d'études des géorisques dans le champ Hebron (ExxonMobil)
- Programme de collecte de données sismiques (InvestCan Energy)
- Programme de collecte de données sismiques dans le bassin Sidney (Husky Energy)
- Programme de collecte de données sismiques sur le plateau du Labrador (Husky Energy)

Sept évaluations environnementales étaient en cours le 31 mars 2011 pour les programmes et projets suivants :

- Programme géotechnique (ExxonMobil)
- Programme géophysique 2011-2019 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 (Multi Klient Invest's, MKI)
- Programme de collecte de données sismiques régionales dans les Grands Bancs Nord (Chevron Canada)
- Programme de collecte de données sismiques au Labrador (Chevron Canada)
- Forage d'un puits de prospection dans la zone prometteuse du champ Old Harry1 (Corridor Resources)
- Projet de mise en valeur du champ Hebron (ExxonMobil)[2]

[1]Corridor Resources a soumis une description de projet à cet effet le 11 février 2011. Le projet a fait l'objet d'une évaluation préalable en vertu de la LCEE. L'Office a jugé que l'on devrait consulter activement le public durant l'évaluation environnementale et a décidé qu'il inviterait au moins ce dernier à faire part de ses commentaires sur l'ébauche du document d'orientation, le rapport d'évaluation environnementale qui serait soumis par le promoteur et le rapport d'évaluation préalable pour l'évaluation. L'ébauche du document d'orientation était accessible au public aux fins de commentaires entre le 25 février et le 28 mars 2011. À la fin de l'exercice, l'Office a évalué les commentaires reçus.

[2]Le 16 juin 2010 ExxonMobil a soumis une ébauche de rapport d'étude approfondie (REA) du champ Hebron. L'Office a publié cette ébauche pour une période de commentaires de huit semaines, et le 7 septembre 2010, il a transmis au promoteur un ensemble consolidé de

commentaires comprenant les siens, ceux du public ainsi que des ministères fédéraux et provinciaux. ExxonMobil a répondu à ces commentaires le 1er décembre 2010 et le 22 février 2011. À la fin de l'exercice, l'Office a examiné les réponses reçues le 22 février 2011 et a continué de communiquer avec ExxonMobil concernant les commentaires reçus précédemment. Une fois que les examinateurs seront satisfaits des mesures de suivi de leurs commentaires, un REA révisé sera soumis par ExxonMobil.

Deux évaluations environnementales ont été mises en attente le 31 mars 2011 pour les programmes suivants, en attendant des mesures ou des 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 bidimensionnelles dans l'ouest de Terre-Neuve-et-Labrador (Deer Lake Oil and Gas)

OBSERVATION ET EXÉCUTION DE LA LOI

Les vérifications intégrées incluent des volets de sécurité et de protection de l'environnement. Une vérification intégrée pour Suncor Energy a été menée en 2009-2010; cet exploitant a soumis un plan d'action en vue de répondre aux observations et aux conclusions cernées dans la vérification. Il est prévu que les éléments en attente de la vérification soient traités en 2011.

Une vérification des procédures et des pratiques de laboratoire ainsi qu'une inspection des activités générales de nettoyage et d'entretien des ponts et des superstructures du *NPSD SeaRose*, de Husky Energy, ont été entamées à la fin de 2009-2010 pour prendre fin au début de 2010-2011.

Pour Husky Energy, on a relevé deux incidents de non-conformité avec son PPE, notamment en matière d'échantillonnage et d'analyse de chlore résiduel dans l'eau de refroidissement déversée par le *NPSD SeaRose*. Le 22 décembre 2010, un avis de non-conformité a été émis à l'intention de Husky Energy. Des mesures correctrices ont été prises.

Le 28 mars 2011, Suncor Energy a signalé un déversement de 26 400 litres de boue de forage à base synthétique à l'UMFM *Henry Goodrich*. À la fin de l'exercice, une enquête officielle de l'Office sur ce déversement était en cours.

Les exploitants sont tenus de signaler tous les déversements associés à toutes leurs installations et activités en mer, qu'ils soient réguliers et planifiés ou imprévus et non autorisés, ainsi que tous les problèmes de qualité des effluents. L'Office passe ces rapports en revue et procède à des enquêtes au besoin. Parmi les 51 déversements signalés en 2010-2011, 18 étaient d'un volume d'un litre ou moins.. Vous trouverez au tableau 2 un résumé des données sur les déversements pour l'exercice 2010-2011.

Tableau 2

Résumé des données sur les déversements en 2010-2011

Polluant	Litres	% du total annuel	Nbre d'incidents
Boue de forage à base synthétique	28 499,00	97,63	3
Pétrole brut	5,42	0,02	12
Huile hydraulique et lubrifiante	672,20	2,30	33
Condensat	0,00	0,00	0
Autres produits pétroliers	15,63	0,06	3

Remarque : *Le NPSD Terra Nova a commencé à subir des fuites de son propulseur arrière tribord à la fin l'exercice 2010-2011. La fuite a été détectée en observant le niveau d'huile du joint d'étanchéité du propulseur; en revanche, à aucun moment, on n'a relevé de tâche brillante ou de nappe à la surface. À cette période, un propulseur était hors service à des fins d'entretien, et l'éventualité de mettre immédiatement hors service un deuxième propulseur en hiver n'était pas envisagée. Suncor Energy a commencé les opérations d'entretien à la fin février 2011. L'estimation des fuites totales à travers le joint d'étanchéité du propulseur sur une période de cinq mois était de 672,2 litres (L).*

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 forages de développement extracôtiers, 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. Des 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.

En avril 2010, Husky Energy a soumis un rapport à l'Office décrivant son plan de révision du volet sur la surveillance de la qualité de l'eau du plan de SEI pour le champ White Rose. L'analyse du plan par l'Office, par les ministères fédéraux et provinciaux et par les organismes a été terminée en septembre 2010. Un rapport final révisé de conception de SEI, traitant du programme de surveillance de la qualité de l'eau, a été soumis à l'Office et accepté par ce dernier en décembre 2010.

En février 2011, la SEDH a soumis son rapport de SEI 2009. Le rapport a été distribué aux ministres et aux organismes fédéraux et provinciaux pour examen; ce dernier était en cours à la fin de la période de rapport. L'Office attend un rapport de la SEDH venant modifier le plan de conception de SEI pour intégrer les activités de forage et de production liées au centre de forage de l'Unité d'extension Hibernia South et rattacher ce dernier à la structure gravitaire Hibernia.

MISES À JOUR DES LIGNES DIRECTRICES

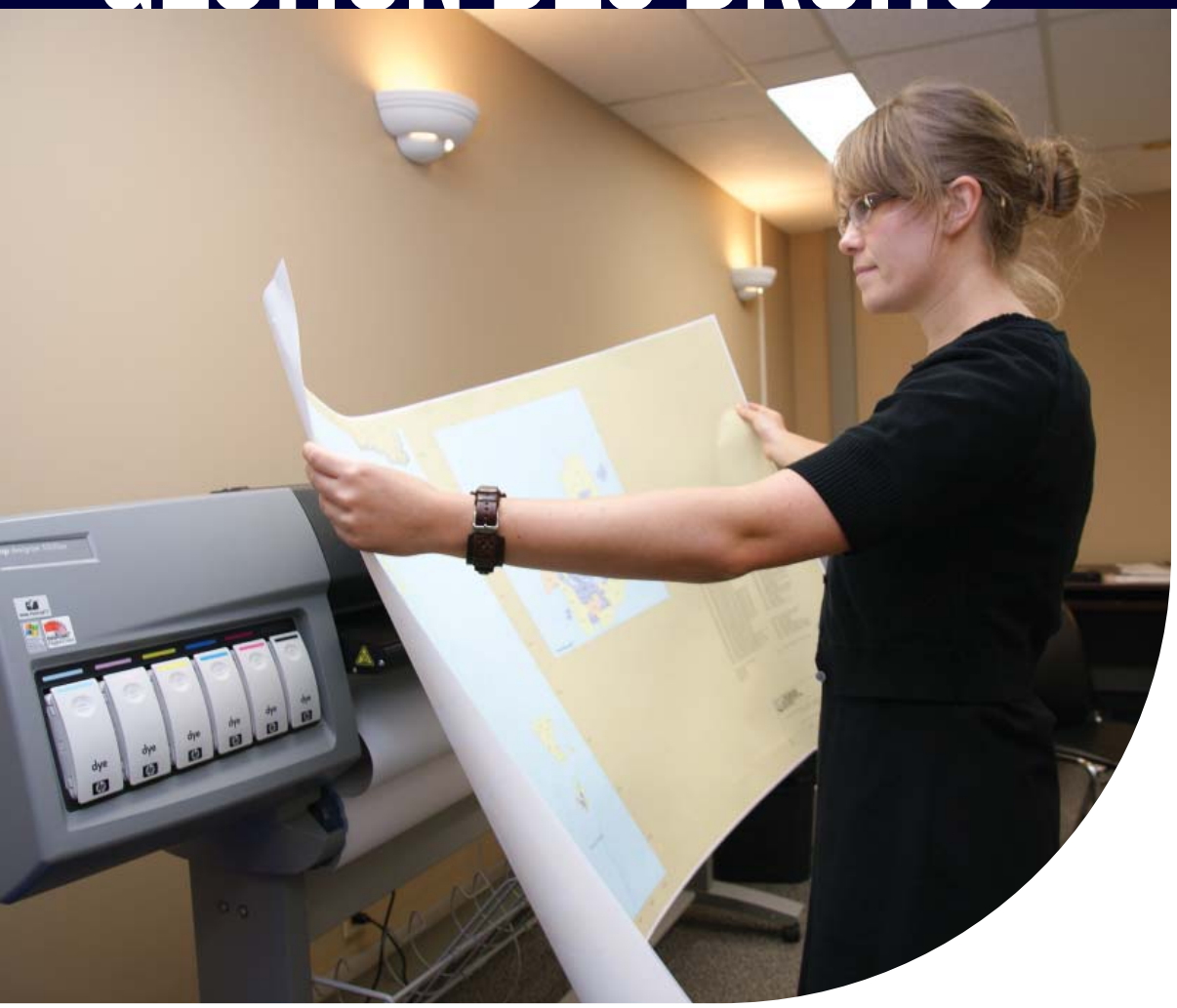
En 2010-2011, on a terminé la révision et la mise à jour des Lignes directrices sur le traitement des déchets extracôtiers. Ces lignes directrices décrivent les pratiques recommandées et les normes à faire respecter pour le traitement et l'élimination des déchets produits par les activités de forage et de production du pétrole au large des côtes canadiennes ainsi que pour l'échantillonnage et l'analyse des flux de déchets, afin de mesurer le rendement par rapport à ces normes. Le changement le plus important était la réduction de la cible de rendement journalière moyenne de pétrole dans l'eau relativement à l'eau produite, soit de 60 mg/L à 44 mg/L. L'examen et la mise à jour ont été menés conjointement par les Offices de Terre-Neuve-et-Labrador et de la Nouvelle-Écosse et par l'Office national de l'énergie (ONE), avec l'aide d'un groupe de travail d'intervenants. L'Office de Terre-Neuve-et-Labrador présidait le groupe de travail et a fourni des services de secrétariat. Les lignes directrices révisées ont été publiées sur le site Web de l'Office le 17 décembre 2010.

En outre, en 2010-2011, l'Office a collaboré avec l'Office de Nouvelle-Écosse et l'ONE pour étudier un certain nombre de commentaires émis sur les directives du PPE, qui ont d'abord été publiés par les Offices de Terre-Neuve-et-Labrador et de la Nouvelle-Écosse pour une période d'essai d'un an le 31 décembre 2009. À la fin de la période de rapport, les directives révisées du PPE ont été approuvées par les trois offices et allaient être publiées.

SURVEILLANCE DU PUITS LONA O-55

Le Service des affaires environnementales de l'Office joue un rôle crucial dans la surveillance règlementaire des opérations de forage en eau profonde dans la zone extracôtière. Le personnel est très actif dans la surveillance des activités de forage de puits; il l'était particulièrement en ce qui concerne le puits Lona O-55 de Chevron Canada, notamment après l'éruption subite du puits Macondo dans le golfe du Mexique en avril. Ce rapport comprend une section spécialement consacrée à la surveillance par l'Office des activités de forages de puits.

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 et une attestation de découverte importante ont été délivrés en 2010-2011. Au 31 mars 2011, 35 permis de prospection, 50 attestations de découverte importante et huit licences de production étaient en vigueur dans la zone extracôtière (voir les pages 46 et 47).

APPELS D'OFFRES

L'appel d'offres NL10-01 (bassin Jeanne d'Arc) a été clôturé le 15 novembre 2010. Des propositions gagnantes ont été reçues pour les deux parcelles, totalisant 16 300 000 $ de propositions d'engagement à des travaux. L'appel d'offres NL10-02 (Central Ridge/chenal du Bonnet flamand) a été clôturé le 1er décembre 2010. Des propositions gagnantes ont été reçues pour les deux parcelles faisant l'objet d'un permis de prospection, totalisant 95 194 000 $ de propositions d'engagement à des travaux. Ces soumissions représentent les dépenses auxquelles s'engagent les soumissionnaires dans le cadre de la prospection des parcelles pendant une période d'un an conférée par le permis de prospection.

Une offre au comptant de 1 237 000 $ a été reçue pour l'attestation de découverte importante faisant l'objet de l'appel d'offres NL10-03 (Central Ridge/chenal du Bonnet flamand). C'était la première fois qu'un appel d'offres était effectué pour une attestation de découverte importante dans la zone extracôtière.

PERMIS D'OPÉRATIONS

Pour être autorisé à conduire quelque travail ou activité que ce soit associé aux hydrocarbures dans la zone extracôtière, il faut se procurer un permis d'opérations (PO). Au cours de l'exercice 2010-2011, l'Office a délivré 17 permis d'opérations, comme le montre le tableau 3.

Tableau 3

PERMIS D'OPÉRATIONS 2010-2011 (du 1er avril au 31 mars 2011)		
1.	PO 1001	NWest Oil & Gas Inc.
2.	PO 1002	Husky Oil Operations Limited
3.	PO 1003	Hibernia Management and Development Company Ltd.
4.	PO 1004	Chevron Canada Limited
5.	PO 1005	Chevron Canada Limited, à titre de partenaire de gestion de Chevron Canada Resources
6.	PO 1006	EnCana Corporation
7.	PO 1007	Imperial Oil Resources Limited
8.	PO 1008	Imperial Oil Resources Ventures Limited
9.	PO 1009	Suncor Energy Inc.
10.	PO 1010	ExxonMobil Canada Ltd.
11.	PO 1011	ExxonMobil Canada Ltd., à titre de partenaire de gestion d'ExxonMobil Canada Properties
12.	PO 1012	ConocoPhillips Canada Resources Corp.
13.	PO 1013	Shell Canada Limited
14.	PO 1014	Statoil Canada Ltd.
15.	PO 1015	Schlumberger Canada Ltd., à titre de partenaire de gestion de WesternGeco Canada
16.	PO 1016	Corridor Resources Inc.
17.	PO 1017	Dragon Lance Management Corporation

ENGAGEMENTS D'EXPLORATION

Le 31 mars 2011, on comptait 955 802 872 $ sous forme d'engagements d'exploration pris par des titulaires de permis de prospection, garantis par des dépôts d'un montant total estimé à 238 950 718 $.

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*, il incombe à l'Office de percevoir certains droits, sommes confisquées et loyers. En 2010-2011, 8 863 464,34 $ été remis au receveur général du Canada, qui en versera une partie au Fonds terre-neuvien des recettes des ressources pétrolières extracôtières de Terre-Neuve-et-Labrador (voir le tableau 4). Depuis sa création en 1986, l'Office a recueilli au total 173 140 164 $ au nom de l'État.

Tableau 4

Revenus de l'Office pour la zone extracôtière de Terre Neuve et Labrador Exercice 2010-2011	
Locations	70 800 $
Confiscations (dépôts de garantie)	3 791 413,84 $
Permis d'opérations	425 $
Frais d'enregistrement	$755,50
Accès aux demandes d'information	70 $
Confiscations (dépôts de forage)	5 000 000 $
Total	**8 863 464,34 $**

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). 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 300 puits peuvent être examinés au CERO.

Le Centre permet ces observations une fois que les échantillons sont rendus publics conformément à la loi et aux règlements. Dans le budget 2009-2010, les gouvernements ont fourni un financement à l'Office pour des travaux d'agrandissement du CERO. Cet agrandissement est terminé et consiste en une annexe d'un étage, à charpente d'acier, qui couvre environ 900 mètres carrés et est entièrement consacrée à l'entreposage de matériaux géologiques prélevés dans la zone extracôtière. Des rénovations apportées au bâtiment existant ont permis d'aménager une deuxième salle d'étude des carottes (d'environ 90 mètres carrés), un autre entrepôt d'échantillons de fluides et une zone d'examen des données. Ces ajouts amélioreront le service à la clientèle.

Durant les travaux de construction, le CERO offrait un accès limité et connaissait des interruptions de service, mais il est maintenant totalement opérationnel.

PROGRAMMES GÉOPHYSIQUES ET GÉOLOGIQUES

En 2010-2011, l'Office a révisé et approuvé sept demandes d'autorisation de mener des travaux de prospection dans la zone extracôtière.

Pendant la période de rapport, l'Office a approuvé cinq études (superficielles) de puits. ExxonMobil a été autorisé à mener deux études de puits sur les Grands Bancs dans le bassin Jeanne d'Arc, et aux champs Hebron et Hibernia South, à l'aide du navire *M/V Anticosti*. Statoil Canada a obtenu des données superficielles en vertu du permis de prospection 1101 dans le bassin Jeanne d'Arc avec le *M/V Anticosti*, et a engagé par contrat l'Atlantic Towing and Oceaneering pour recueillir des données en vertu de l'attestation de découverte importante 1047 à l'aide d'un véhicule téléguidé dans le chenal du Bonnet flamand. Corridor Resources a obtenu des données superficielles en vertu du permis de prospection 1105, à l'aide du *M/V Anticosti*, dans le bassin des Maritimes et la région de l'ouest de Terre-Neuve-et-Labrador.

Husky Energy a obtenu des données sismiques bidimensionnelles en 2010 et a utilisé le navire *M/V Harrier Explorer* pour recueillir des données. Le premier programme entrepris au sud-ouest des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador était dans le bassin Sydney, dans le cadre duquel on a recueilli des données bidimensionnelles sur 3 006 km linéaires. Le deuxième programme a été mené dans le bassin Hopedale sur la plate-forme du Labrador et a permis de collecter des données bidimensionnelles sur 5 536 km linéaires.

Depuis 1964, on a enregistré des données sismiques sur environ 2,1 millions de kilomètres de fonds marins dans la zone extracôtière. Les programmes géophysiques menés durant l'exercice 2010-2011 ont permis de recueillir 9 407 km de données bidimensionnelles.

Tableau 5

Programmes géophysiques approuvés et réalisés

Exploitant	Programme	Secteur	Couverture (Km linéaires)
Corridor Resources	Levé en surface	Bassin de Maritimes	148 km
ExxonMobil	Levé en surface	Bassin Jeanne d'Arc	s.o.
ExxonMobil	Levé en surface	Bassin Jeanne d'Arc	249 km
Husky Energy	Données sismiques en 2D	Bassin Sydney	3 006 km
Husky Energy	Données sismiques en 2D	Bassin Hopedale	5 536 km
Statoil Canada	Levé en surface	Bassin Jeanne d'Arc	468 km
Statoil Canada	Levé en surface	Chenal du bonnet flamand	s.o.

MISES À JOUR DES LIGNES DIRECTRICES

Au cours de l'exercice 2010-2011, l'Office a révisé les lignes directrices liées aux programmes géophysiques, géologiques, environnementaux et géotechniques pour accroître la fonctionnalité et moderniser le processus de soumission des données. Ces lignes directrices ont été mises à jour à partir de la version de mai 2008 pour intégrer la soumission des données sismiques avec image numérique en tant qu'exigence, et pour interrompre la soumission de données sur papier et sur feuille Mylar. Ces lignes directrices seront en vigueur à compter de février 2011.

En 2010-2011, l'Office a révisé plusieurs conseils à l'appui du *Règlement sur les forages et la production* et entame les étapes finales de modification et de mise à jour des documents suivants :

- Lignes directrices sur l'obtention et les rapports de données
- Lignes directrices sur le forage et la production
- Lignes directrices en matière de mesure
- Lignes directrices sur les rapports de production mensuels pour les champs de production dans la zone extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador

PROGRAMMES DE FORAGE

En 2010-2011, on a démarré le forage de dix puits (y compris des puits déviés), dont trois puits d'exploration.

SOCIÉTÉ D'EXPLOITATION ET DE DÉVELOPPEMENT D'HIBERNIA

En 2010-2011, la SEDH a terminé le forage du puits Hibernia B-16 56 dans le bloc A, faisant de celui-ci le plus profond à ce jour. La même année, on a réalisé le forage des puits Hibernia B-16 5Z et B-16 54V par forage au câble, une paire de puits producteurs et injecteurs dans le bloc AA2 du champ Hibernia. À la fin de l'exercice, la SEDH a achevé le forage du puits Hibernia B-16 48Y, qui est un puits mécanique dévié du puits B-16 48Z, initialement foré par battage en décembre 2010, en visant le bloc R3 de la zone Ben Nevis Avalon.

HUSKY ENERGY

Husky Energy a procédé à une rentrée et à la reprise du forage de quatre puits dans le champ North Amethyst à l'aide de l'UMFM *GSF Grand Banks*. Dans le cadre de ce programme, deux puits, notamment les North Amethyst G-25 2 et G-25 3, et deux injecteurs d'eau, à savoir les North Amethyst G-25 1 et G-25 4 ont été forés et achevés durant l'exercice 2010-2011.

Husky Energy a également foré par battage les puits North Amethyst G-25 6 et G-25 5, une paire de puits producteurs et injecteurs dans le champ North Amethyst, à l'aide de l'UMFM *GSF Grand Banks*. Le puits injecteur North Amethyst G-25 5 a atteint une profondeur totale (PT) et, à la fin de l'exercice, a été suspendu, tandis que

des opérations de forage se poursuivaient dans le puits producteur North Amethyst G-25 6.

En outre, deux puits de délimitation ont été forés à l'aide de l'UMFM *Henry Goodrich* dans les champs North Amethyst et White Rose. Le puits North Amethyst H-14 a été foré, puis abandonné, alors que le puits pilote White Rose E-18 10 a été foré, puis suspendu pendant la période de rapport.

SUNCOR ENERGY

Suncor Energy a procédé à une rentrée dans le puits Ballicatters M-96 à l'aide de l'UMFM *Henry Goodrich* et a foré par battage le puits de prospection dévié Ballicatters M-96Z.

CONOCOPHILLIPS CANADA

ConocoPhillips Canada a foré, puis abandonné le puits de prospection East Wolverine G-37 à l'aide de l'UMFM *Stena Carron* dans le sous-bassin Laurentien. Ce puits a été foré à une profondeur totale de 6 857 m, ce qui en fait le puits vertical extracôtier le plus profond au Canada à ce jour.

CHEVRON CANADA LIMITED

En 2010-2011, Chevron Canada a foré par battage, puis abandonné le puits de prospection Lona O-55 à l'aide de l'UMFM *Stena Carron* dans le bassin Orphan. Ce puits a été foré à une profondeur marine de 2 602 m, ce qui en fait le plus profond puits marin extracôtier foré au Canada à ce jour.

DRAGON LANCE MANAGEMENT CORPORATION

En 2010-2011, Dragon Lance Management Corporation a commencé à forer le puits de prospection terrestre et extracôtier Shoal Point 3K-39 à l'aide de l'installation de forage Nabors 112 dans la zone extracôtière de l'ouest de Terre-Neuve. L'Office et le gouvernement provincial travaillent en collaboration pour réglementer le forage de ce puits.

ÉVALUATION DES RESSOURCES ET PRODUCTION

On trouvera au tableau 6 les estimations les plus récentes des réserves et des ressources de l'Office et les chiffres de production à ce jour.

Tableau 6

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

Champ	Pétrole Estimation initiale *MMbbls*[6]	 Produites[5] *MMbbls*	Gaz naturel MPC[7]	LGN[3] *MMbbls*
Grands Bancs				
Hibernia	1 395	**736,1**	1 984	225
Terra Nova	419	**315,4**	53	4
White Rose[4]	305	**156,3**	3 023	96
North Amethyst	68	**6,5**	315	-
Hebron	581		-	-
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	**3 057**		**6 804**	**379**
Plateau continental du Labrador				
North Bjarni	-		2 247	82
Gudrid	-		924	6
Bjarni	-		863	31
Hopedale	-		105	2
Snorri	-		105	2
Total partiel	**0**		**4 244**	**123**
Total	**3 057**		**11 048**	**502**
Produites		**1 214,3**	**0**	**0**
Restantes	**1 843**		**11 048**	**502**

[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[3]) et le pétrole contenu dans les bassins et dans les champs qui n'ont pas encore été exploités ou approuvés par l'Office.

[3] 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.*

[4] Ce champ comprend à la fois les réserves de White Rose, qui englobent les gisements South Avalon et Southern Extension, et les ressources de White Rose, qui comprennent les gisements West Avalon et North Avalon et le réservoir Hibernia.

[5] Volumes produits en date du 31 mars 2011. Les réserves de pétrole produites comprennent aussi une petite quantité de LGN.

[6] MMbbls = millions de barils.

[7] MPC = milliards de pieds cubes.

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 à embase-poids (SEP). La production totale pour l'exercice 2010-2011 était de 55,9 millions de barils (MMbbls), soit une moyenne quotidienne de 153 142 barils (bbls). L'Office estime que les réserves et les ressources de pétrole d'Hibernia se situent à 1 395 milliards de barils, dont 736,1 millions ont été produits au 31 mars 2011.

Durant 2010-2011, l'Office a approuvé une modification du plan de mise en valeur (rapport décisionnel 2010.02) qui a permis l'exploitation du gisement du prolongement de la zone sud d'Hibernia. Cette modification a également permis l'approbation de la mise en valeur échelonnée des membres de Cape Island et de Catalina.

Tableau 7
Statistiques de production du champ

		2010-2011	Total au 31 mars 2011
Production			
Pétrole	MMbbls	**55,90**	**736,08**
Gaz naturel	Milliards de pi³	**87,14**	**1 084,44**
Eau	MMbbls	**33,84**	**312,75**
Utilisation du gaz naturel			
Brûlé à la torche	Milliards de pi³	**1,77**	**79,17**
Carburant	Milliards de pi³	**5,55**	**70,38**
Injecté	Milliards de pi³	**79,82**	**934,88**
Eau injectée	MMbbls	**95,51**	**1 002,60**

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 du seul réservoir Jeanne d'Arc. En 2010-2011, la production totale du champ Terra Nova a atteint 21,1 MMbbls. Le *NPSD Terra Nova* a produit, au cours du dernier exercice, 57 884 barils de pétrole par jour en moyenne. L'Office estime les réserves du champ Terra Nova à 103,6 MMbbs en date du 31 mars 2011.

Tableau 8

Statistiques de production du champ Terra

		2010-2011	Total au 31 mars 2011
Production			
Pétrole	MMbbls	**21,13**	**315,43**
Gaz naturel	Milliards de pi^3	**55,74**	**414,33**
Eau	MMbbls	**34,53**	**147,34**
Utilisation du gaz naturel			
Brûlé à la torche	Milliards de pi^3	**1,23**	**46,50**
Carburant	Milliards de pi^3	**5,03**	**37,05**
Injecté	Milliards de pi^3	**49,48**	**330,78**
Levage	Milliards de pi^3	**11,77**	**36,75**
Eau injectée	MMbbls	**54,69**	**439,80**

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 14,4 MMbbls. Le *NPSD SeaRose* a extrait 39 352 barils par jour en moyenne 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. Au 31 mars 2011, 156,3 MMbbls avaient été produits, ce qui laisse des réserves de pétrole de 149 MMbbls.

En 2010-2011, l'Office a approuvé une modification du plan de mise en valeur (décision 2010.01) qui a permis le développement du secteur ouest du champ White Rose. Cette modification proposait un projet pilote pour la production de deux puits afin d'évaluer plus avant la faisabilité d'une mise en valeur intégrale du secteur ouest du champ White Rose.

Tableau 9

Statistiques de production du champ White Rose

		2010-2011	Total au 31 mars 2011
Production			
Pétrole	MMbbls	**14,36**	**156,29**
Gaz naturel	Milliards de pi^3	**13,76**	**129,73**
Eau	MMbbls	**18,81**	**45,01**
Utilisation du gaz naturel			
Brûlé à la torche	Milliards de pi^3	**1,51**	**25,68**
Carburant	Milliards de pi^3	**2,34**	**15,80**
Injecté	Milliards de pi^3	**13,07**	**91,41**
Levage	Milliards de pi^3	**12,89**	**18,69**
Eau injectée	MMbbls	**43,44**	**282,49**

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 le seul réservoir Ben Nevis/Avalon et l'Office a estimé ses réserves à 68 MMbbls.

La production du champ North Amethyst a commencé par le puits G-25 2 le 31 mai 2010, auquel est venu s'ajouter un deuxième puits, le G-25 3, le 13 septembre 2010. La production totale de ces puits atteint 21 413 barils par jour (d'après l'année financière civile d'exploitation).

Tableau 10

Statistiques de production du champ North Amethyst

		2010-2011	Total au 31 mars 2011
Production			
Pétrole	MMbbls	**6,53**	**6,53**
Gaz naturel	Milliards de pi^3	**4,39**	**4,39**
Eau	MMbbls	**0,28**	**0,28**
Utilisation du gaz naturel			
Brûlé à la torche	Milliards de pi^3	**0,49**	**0,49**
Carburant	Milliards de pi^3	**0,74**	**0,74**
Injecté	Milliards de pi^3	**0,00**	**0,00**
Levage	Milliards de pi^3	**0,00**	**0,00**
Eau injectée	MMbbls	**9,54**	**9,54**

HEBRON

Le champ Hebron, découvert en 1981, est un gisement non encore mis en valeur situé au nord du champ Terra Nova. L'Office s'attend à recevoir une demande de mise en valeur, comprenant un plan de développement et un plan de retombées économiques, au cours du prochain exercice.

RETOMBÉES ÉCONOMIQUES, COORDINATION DES POLITIQUES ET DES RÈGLEMENTS

LES NOUVEAUX MEMBRES DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Deuxième rangée, de g. à d. : Shawna Hudson, Allison Moyle, Natasha Stamp

Première rangée, de g. à d. : Dorothy Cutler, Kent Munn, Joyce Shinkle

ADMINISTRATION DES RETOMBÉES ÉCONOMIQUES

En 2010-2011, 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.

Durant la période visée par le présent rapport, l'Office a aussi examiné les plans d'achat et de marchés préalables à la mise en valeur du projet Hebron, en prévision de la soumission d'un plan de retombées économiques pour ce projet au cours du prochain exercice.

Une modification du plan de retombées touchant le prolongement de la zone sud d'Hibernia a été approuvée le 2 septembre 2010. Les activités d'achat et de passation de marchés préalables à la mise en valeur associées à ce projet font l'objet d'un examen à la lumière du plan de retombées économiques d'Hibernia déjà en vigueur.

L'Office a également accepté de surveiller, pour le compte du gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador, le respect des engagements pris dans chacun des accords relatifs aux retombées touchant le prolongement des champs Hebron et White Rose et de la zone sud d'Hibernia. Les mécanismes de communication relatifs à la surveillance de ces accords ont été établis.

En 2010-2011, l'Office a examiné et approuvé les plans de retombées touchant la prospection dans le bassin Jeanne d'Arc, le bassin Orphan, le bassin Sydney, la zone extracôtière du Labrador, le chenal du Bonnet flamand, et les zones côtières et extracôtières de l'ouest de Terre-Neuve.

RETOMBÉES ÉCONOMIQUES DE L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE

Comme indiqué par le ministère des Finances de la province, la production d'hydrocarbures du secteur extracôtier de Terre-Neuve-et-Labrador représentait en 2010 environ 35 % de la production conventionnelle totale de pétrole brut léger au Canada, d'une valeur commerciale estimée à quelque 8,23 milliards de dollars. Le secteur des hydrocarbures contribue directement à 28 % du produit intérieur brut (PIB) nominal de la province en 2009. Depuis le début de la production en 1997, le PIB réel de la province a augmenté de plus de 50 % jusqu'en 2009. À peu près la moitié de cette croissance peut être attribuée directement au secteur du pétrole et du gaz naturel.

En 2010, il s'est effectué pour 1,87 milliard de dollars de travaux dans la zone extracôtière, ce qui porte à 28,67 milliards de dollars le total des dépenses engagées depuis 1966.

Au 31 décembre 2010, le secteur du pétrole et du gaz naturel dans la zone extracôtière employait directement 4 051 personnes, représentant près de 1,8 % des emplois dans la province. Par ses effets d'entraînement, l'industrie a fourni près de 5 % des emplois totaux.

En 2010, on a dépensé 333,9 millions de dollars pour des programmes d'exploration, créant ainsi de l'emploi estimé à 4 549 mois-travail.

Les activités de production courantes représentaient des dépenses de 1,36 milliard de dollars en 2010, 58 % des dépenses annuelles intervenant à Terre-Neuve-et-Labrador et 25 % ailleurs au Canada.

On trouvera aux tableaux 11, 12 et 13 un sommaire de la participation des résidents de Terre-Neuve-et-Labrador et d'autres régions du Canada à la main-d'œuvre embauchée pour l'étape d'exploitation d'Hibernia, de Terra Nova et de White Rose, respectivement. Le tableau 14 propose un sommaire de la participation des résidents de Terre-Neuve-et-Labrador et d'autres régions du Canada à la main-d'œuvre embauchée pour l'étape de mise en valeur de North Amethyst. 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 2010-2011, la SEDH a déclaré des dépenses de 486 millions de dollars, engagées dans une proportion de 76 % au Canada, dont 49 % à Terre-Neuve-et-Labrador. Au 31 mars 2011, le nombre total d'emplois directs dans la province rattachés au projet Hibernia était de 1 690. Sur ce nombre, 93 % des travailleurs étaient, au moment de leur embauche, des résidents de Terre-Neuve-et-Labrador et 4 % étaient des résidents d'autres régions du Canada.

Tableau 11

Emplois associés à l'étape d'exploitation d'Hibernia (au 31 mars 2011)

Lieu de travail	Lieu de résidence			
	Terre-Neuve-et-Labrador	Autres régions du Canada	Non-Canadiens	Total
Exploitations côtières	836	36	30	902
Exploitations extracôtières	742	33	13	788
Total	**1 578**	**69**	**43**	**1 690**

TERRA NOVA

Pour l'année 2010-2011, Suncor Energy a déclaré des dépenses de 249 millions de dollars, dont 76 % ont été engagées au Canada; sur ce montant, 59 % ont été engagées à Terre-Neuve-et-Labrador. Au 31 mars 2011, le projet Terra Nova employait au total 841 personnes, dont 92 % étaient des résidents de Terre-Neuve-et-Labrador et 7 % des résidants d'autres régions du Canada, au moment de leur embauche.

Tableau 12

Emplois associés à l'étape d'exploitation de Terra Nova (au 31 mars 2011)

Lieu de travail	Lieu de résidence			
	Terre-Neuve-et-Labrador	Autres régions du Canada	Non-Canadiens	Total
Exploitations côtières	487	39	4	530
Exploitations extracôtières	292	19	0	311
Total	**779**	**58**	**4**	**841**

WHITE ROSE

Pour l'exercice 2010-2011, Husky Energy a déclaré des dépenses de 295 millions de dollars, dont 85 % ont été engagées au Canada; sur ce montant, 67 % ont été engagées à Terre-Neuve-et-Labrador. Au 31 mars 2011, le projet White Rose employait en tout 918 personnes, dont 92 % étaient, au moment de leur embauche, des résidents de Terre-Neuve-et-Labrador et 6 %, des résidents d'autres régions du Canada.

Tableau 13

Emplois associés à l'étape d'exploitation de White Rose (au 31 mars 2011)

Lieu de travail	Lieu de résidence			
	Terre-Neuve-et-Labrador	Autres régions du Canada	Non-Canadiens	Total
Exploitations côtières	458	22	13	493
Exploitations extracôtières	390	31	4	425
Total	**848**	**53**	**17**	**918**

NORTH AMETHYST

La production relative au projet North Amethyst a débuté le 31 mai 2010. Pour l'exercice 2010-2011, Husky Energy a déclaré des dépenses de 333 millions de dollars pour des travaux directement liés au développement de North Amethyst, dont 86 % ont été engagées au Canada; sur ce montant, 61 % ont été engagées à Terre-Neuve-et-Labrador. Au 31 mars 2011, le projet de North Amethyst employait en tout 204 personnes, dont 84 % étaient des résidents de Terre-Neuve-et-Labrador et 6 %, des résidents d'autres régions du Canada, au moment de leur embauche.

Tableau 14

Emplois associés à l'étape d'exploitation de North Amethyst (au 31 mars 2011)

Lieu de travail	Lieu de résidence			
	Terre-Neuve-et-Labrador	Autres régions du Canada	Non-Canadiens	Total
Exploitations côtières	40	0	13	53
Exploitations extracôtières	132	12	7	151
Total	**172**	**12**	**20**	**204**

HEBRON

Au cours de l'exercice financier 2010-2011, ExxonMobil a mis la dernière main à sa demande de mise en valeur, comprenant un plan des retombées économiques, en vue de la soumettre à l'Office.

Le 23 août 2010, ExxonMobil a fait part à l'Office de son intention d'attribuer le marché (MSE) de l'ingénierie préliminaire des installations de surface à WorleyParsons Canada Services, représentant une valeur évaluée à 346 millions de dollars. De plus, le 19 octobre 2010, ExxonMobil a informé l'Office de son intention d'attribuer le marché (MSE) de l'ingénierie préliminaire des structures embase-poids à Kiewit-Aker Contractors (KAC) au montant de 140 millions de dollars.

Pour l'année civile, ExxonMobil a déclaré des dépenses de 93,2 millions de dollars, dont 40 % ont été engagées au Canada; sur ce montant, 34 % ont été engagées à Terre-Neuve-et-Labrador. Au 31 décembre 2010, le projet employait 591 personnes au total. À ce jour, 24 % des employés sont des résidents de Terre-Neuve-et-Labrador et 9 % sont des résidents d'autres régions du Canada.

RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT, ÉDUCATION ET FORMATION

Les employés ont poursuivi la surveillance des obligations de l'industrie en vue de mener à bien des activités de recherche et développement, d'éducation et de formation dans la province. Les plans relatifs à plusieurs projets industriels conjoints dans les secteurs des conditions environnementales difficiles, de la gestion des glaces, des technologies de forage et d'autres secteurs d'intérêt ont été examinés et évalués en fonction des critères d'admissibilité établis dans les directives de l'Office; ils sont en voie d'être mis en œuvre. Plusieurs initiatives individuelles ont également été déterminées par chacun des exploitants, prévoyant notamment plusieurs projets touchant l'établissement d'infrastructures supplémentaires dans la province. Il s'agit, entre autres, du centre de recherche et développement sur les forages extracôtiers de Suncor Energy, d'un don de la SEDH pour l'installation d'un équipement de simulation à la fine pointe au Offshore Safety and Survival Centre du Marine Institute, ainsi que des dotations du projet Hebron visant la mise en place de bourses d'études et de subventions de recherche à l'université Memorial afin d'encourager la diversité dans l'industrie pétrolière. On a dépensé environ 13 millions de dollars dans la recherche et le développement ainsi que dans l'éducation et la formation en 2009, portant les dépenses totales à près de 100 millions de dollars depuis l'entrée en vigueur des directives de l'Office le 1er avril 2004. Les dépenses de l'année civile 2010 sont en train d'être examinées par l'Office pour déterminer leur admissibilité par rapport aux lignes directrices de l'Office.

Conformément aux directives de l'Office, les obligations relatives aux dépenses d'un exploitant en recherche et en développement ainsi qu'en éducation et en formation sont liées à la période d'autorisation de mener des travaux. Le rapprochement entre les dépenses et les obligations a lieu avant le renouvellement de l'autorisation. En cas de manquement, un instrument financier doit être remis à l'Office en vue de garantir que l'exploitant satisfera à ses obligations. Les dates d'expiration des autorisations de mener des travaux en cours sont les suivantes :

Projet de production	Expiration de la période d'autorisation de mener des travaux
Terra Nova	30 septembre 2011
White Rose	30 mars 2012
Hibernia	31 octobre 2012

COORDINATION DES POLITIQUES ET DES RÈGLEMENTS

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

Durant l'exercice 2010-2011, le groupe chargé de la coordination des politiques et des règlements a coordonné l'examen de deux modifications des plans de mise en valeur, à savoir le prolongement de la zone sud d'Hibernia, qui a été approuvé en octobre 2010, et un projet pilote concernant le champ White Rose qui a été approuvé en août 2010.

La Division de la coordination des politiques et des règlements a également coordonné la délivrance de deux autorisations de mener des travaux et de sept AMP. La liste de toutes les autorisations délivrées par l'Office pendant la période visée par le présent rapport est fournie dans le tableau 15.

Tableau 15

Autorisations délivrées par l'Office en 2010-2011

Type d'autorisation	Exploitant	Installation/navire
Autorisation de programme de plongée	SEDH	*DSV Acergy Discovery*
Autorisation de programme de plongée	Suncor Energy	*DSV Acergy Discovery*
Autorisation de programme de plongée	Husky Energy	*DSV Acergy Discovery*
Autorisation de programme de plongée	Husky Energy	*Bâtiment-mère (M/V Atlantic Hawk) et navire de soutien (ProDive Attendet)*
Autorisation de programme géophysique	ExxonMobil	*M/V Anticosti*
Autorisation de programme géophysique	ExxonMobil	*M/V Anticosti*
Autorisation de programme géophysique	Husky Energy	*M/V Harrier Explorer*
Autorisation de programme géophysique	Husky Energy	*M/V Harrier Explorer*
Autorisation de programme géophysique	Statoil Canada Ltd.	*M/V Anticosti*
Autorisation de programme géophysique	Statoil Canada Ltd.	*M/V Atlantic Osprey*
Autorisation de programme géophysique	Corridor Resources	*M/V Anticosti*
Autorisation de mener des travaux	Chevron Canada Limited	UMFM *Stena Carron*
Autorisation de mener des travaux – programme côtier et extracôtier	Dragon Lance Management Corp	*Installation de forage Nabors*

Au cours de l'exercice financier, la Division de la coordination des politiques et des règlements a également poursuivi la coordination de la transition au nouveau *Règlement sur le forage et la production*. Quatre séries de directives ont été publiées par l'Office le 31 décembre 2009 et seront mises à l'essai pendant une année pour accompagner le nouveau règlement. À la lumière des commentaires et des leçons tirées au cours de l'an dernier, ces directives seront modifiées et publiées à nouveau pendant l'exercice 2011-2012.

Le poste de coordination des règlements continuera d'évoluer et de prendre de l'importance en raison des rôles et responsabilités supplémentaires dont est chargé la Division en ce qui a trait aux affaires politiques et réglementaires. La coordination des règlements relatifs à la demande de mise en valeur du projet Hebron constituera l'un des principaux secteurs d'intérêt durant le prochain exercice financier.

SERVICES DE SOUTIEN

SERVICES DE SOUTIEN

L'Office a poursuivi le développement et l'élaboration de pratiques, de politiques et de systèmes de gestion de l'information pendant la période visée par ce rapport. La population et la mise en œuvre de sa solution de gestion des données, le Offshore Petroleum Information Management System (OPIMS) et le document sur la solution de gestion des données a progressé durant 2010-2011.

Cette année a également vu le déménagement du Centre de ressources documentaires au premier étage de la Place TD, ce qui a permis de renforcer la sécurité des données techniques et d'entreprise tout en améliorant les possibilités de consultation pour le public.

En 2010-2011, l'Office a reçu 564 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 et 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 16 demandes officielles en vertu de la *Loi sur l'accès à l'information* au cours de l'exercice 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.

SECTION SPÉCIALE – L'INCIDENT DE LA PLATE-FORME *DEEPWATER HORIZON*

SECTION SPÉCIALE – L'INCIDENT DE LA PLATE-FORME *DEEPWATER HORIZON*

La confiance du public à l'égard de la sécurité en haute mer et de la capacité des organismes de réglementation et de l'industrie à protéger les travailleurs et l'environnement a été sérieusement ébranlée à la suite de cinq incidents de grande ampleur survenus à l'échelle internationale entre 2009 et 2011. En 2009, trois écrasements d'hélicoptère se sont produits, deux dans la mer du Nord et un à Terre-Neuve-et-Labrador, au Canada, dont deux ont fait plusieurs morts. En Australie, un incident de contrôle (explosion) au puits Montara a entraîné un énorme déversement de pétrole au large des côtes. En 2010, l'explosion de la plate-forme *Deepwater Horizon* et celle du puits Macondo dans le golfe du Mexique ont coûté la vie à 11 personnes et grièvement blessé 17 autres, provoquant une catastrophe écologique et économique.

La couverture médiatique internationale de l'incident de la plate-forme *Deepwater Horizon* a placé les compagnies pétrolières extracôtières, les organismes de réglementation et les gouvernements sous étroite surveillance, notamment le Canada, où l'Office a approuvé une demande de Chevron Canada visant le forage du puits Lona O-55. Par mesure de précaution, l'Office a procédé à un examen interne en vue de déterminer s'il faudrait en faire davantage, du point de vue de la surveillance, pour répondre aux préoccupations concernant les risques du forage extracôtier. Le 10 mai 2010, Chevron Canada a effectué un forage par battage du puits Lona O-55 dans le bassin Orphan. Atteignant une profondeur de 2 602 mètres, il s'agit du puits le plus profond foré dans les eaux canadiennes. Les opérations de forage ont été menées à l'aide d'un nouveau navire de forage en environnement difficile de sixième génération, l'UMFM *Stena Carron*. Chevron Canada a été avisé des mesures de surveillance supplémentaires et a entièrement facilité la mise en place des mesures suivantes visant à surveiller les activités de forage de son puits Lona O-55 :

- une équipe a été constituée au sein de l'Office pour assurer une surveillance réglementaire des activités de forage en eau profonde. Cette équipe était composée du délégué à la sécurité, du délégué à l'exploitation, de membres de l'équipe de gestion de l'Office et de quelques cadres supérieurs possédant une vaste expérience de la surveillance réglementaire des programmes de forage;
- Chevron Canada a rencontré l'équipe de surveillance de l'Office toutes les deux semaines afin d'examiner les questions d'intérêt liées aux activités en cours. Chevron Canada a fourni à l'ingénieur de l'exploitation des puits de l'Office des rapports portant sur les éléments suivants : essai réalisé par un tiers du bloc obturateur de puits (BOP), essai fonctionnel du système de contrôle acoustique, essai fonctionnel de la capacité d'intervention du véhicule téléguidé (ROV), essai fonctionnel du système AutoMode (AMF), et évaluation de l'état de préparation du système ROV sur le plan du matériel, des procédures et des pièces de rechange;
- la fréquence des vérifications et des inspections est passée d'environ trois à quatre mois à trois à quatre semaines. L'ingénieur de l'exploitation des puits de l'Office était à bord du *Stena Carron* pour observer les opérations de cimentation de la dernière colonne de tubage avant d'entrer dans les zones cibles. Le même ingénieur était également présent pour assister aux essais des BOP, aux exercices de contrôle des puits et pour observer les essais de pression à la phase de cimentation;
- avant de pénétrer les cibles de forage, Chevron Canada a suspendu ses opérations pour examiner et vérifier, à la satisfaction du délégué à la sécurité et du délégué à l'exploitation, que tous les équipements, systèmes et procédures étaient en place pour permettre le déroulement des opérations en toute sécurité et sans polluer l'environnement. Chevron Canada a en outre démontré à l'Office que tout le personnel et tout l'équipement d'intervention en cas de déversement, conformément aux dispositions de son plan d'urgence, étaient parés pour un déploiement rapide;
- l'ingénieur de l'exploitation des puits de l'Office était à bord du *Stena Carron* pour observer le programme d'achèvement du puits.

Toutes les activités se sont déroulées avec succès et les opérations du puits se sont achevées le 22 août 2010 avec la réalisation du bouchon de ciment et du programme d'abandon.

De plus, Chevron Canada a mis en pratique ses mesures de prévention contre le déversement pétrolier, en présence de l'Office et des organismes gouvernementaux, avant de forer la première formation éventuelle dans le puits.

Alors que le monde entier avait les yeux rivés sur le combat désespéré mené pendant plusieurs mois par British Petroleum (BP) pour tenter de contenir le déversement de pétrole dans le golfe du Mexique, les Canadiens s'interrogeaient quant à l'éventualité qu'un

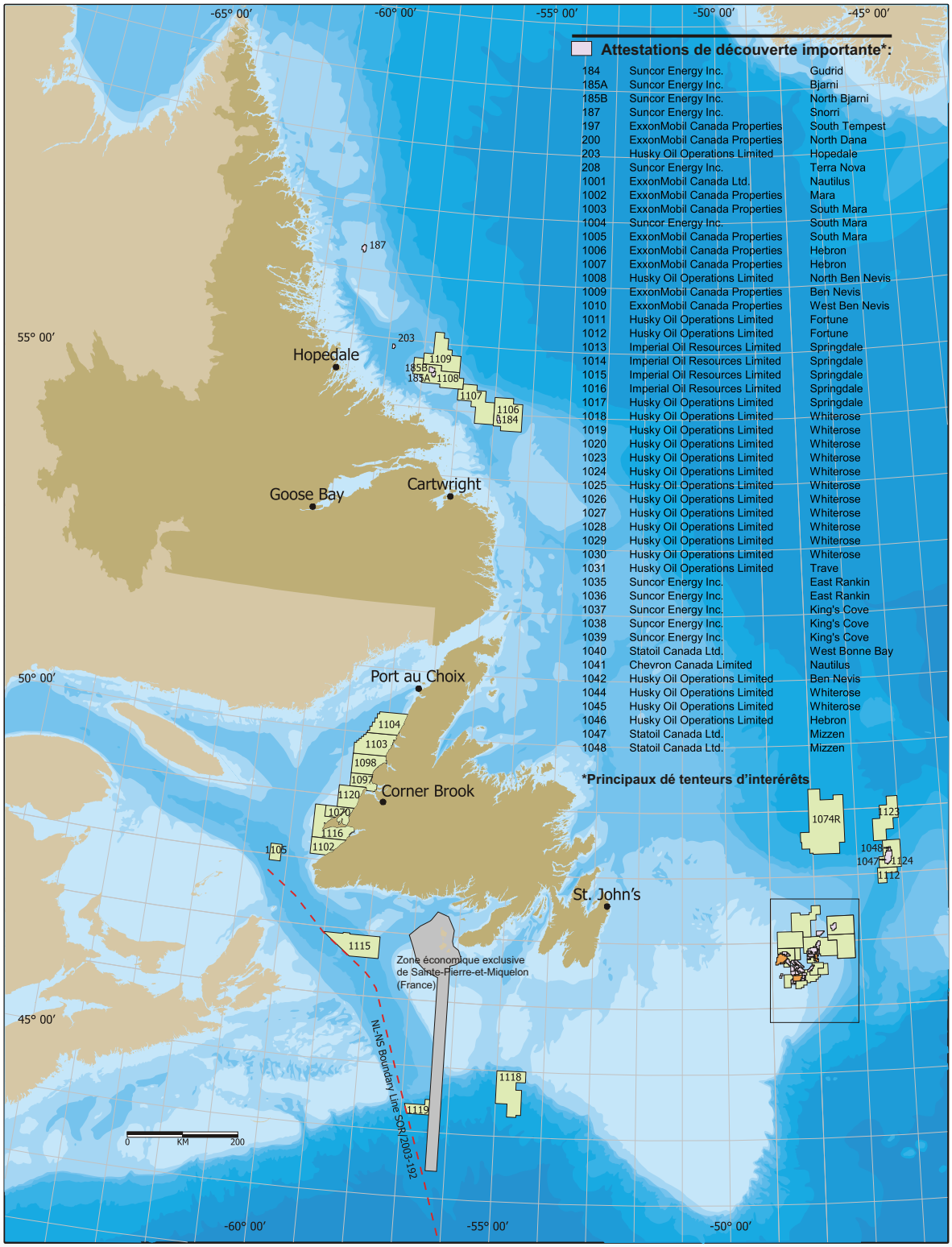
incident similaire se produise dans l'est du Canada. L'Office a entrepris plusieurs activités visant à garantir aux Canadiens, et au monde entier, que le Canada bénéficie d'un système de réglementation solide pour les hydrocarbures extracôtiers, que la sécurité passe avant tout et que la prévention des incidents est primordiale. L'Office a réalisé les activités suivantes :

- mise en œuvre de mesures de surveillance spéciales pour les activités en eau profonde de Chevron Canada;
- séances d'information aux représentants officiels et aux ministres des gouvernements fédéral et provincial;
- séances d'information aux représentants des partis conservateur, libéral et néo-démocrate de la province (à la demande du ministre);
- soutien quotidien aux gouvernements en leur fournissant des renseignements;
- organisation d'une conférence de presse et d'une réunion d'information technique;
- réorganisation de son site Web afin de faciliter l'accès à l'information sur la prévention des explosions et l'intervention en cas de déversement;
- réponse aux demandes d'interviews des médias locaux, nationaux et internationaux;
- réponse à un grand nombre de demandes d'accès à l'information;
- le président et premier dirigeant a assisté à la réunion extraordinaire de l'IRF à Washington D.C.;
- l'Office a présidé le comité directeur de l'International Offshore Safety Regulators Conference de 2001 tenue à Vancouver (C.-B.);
- le président et premier dirigeant s'est présenté deux fois devant le Comité permanent des ressources naturelles de la Chambre des communes;
- le président et premier dirigeant s'est présenté devant le Comité permanent de l'énergie, de l'environnement et des ressources naturelles du Sénat;
- le président et premier dirigeant a rencontré les responsables du Bureau of Ocean Energy Management, Regulation and Enforcement;
- le président et premier dirigeant a été interviewé par la Commission d'enquête présidentielle sur les déversements pétroliers et le Chemical Safety Board des États-Unis; et
- constitution d'une équipe interne composée de cadres supérieurs afin d'examiner les recommandations de la *US National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling* et évaluation de leurs conséquences sur les activités extracôtières de Terre-Neuve-et-Labrador. À la fin de l'exercice financier, l'équipe mettait la dernière main à son rapport aux fins d'examen par l'Office.

L'Office a fait preuve d'un leadership exceptionnel dans le cadre de ses réponses publiques aux questions soulevées à la suite de l'incident de la plate-forme *Deepwater Horizon*. À cette occasion, il s'est établi comme un chef de file de l'industrie possédant une expertise comparable à celle des plus grands organismes de réglementation internationaux. Bien qu'il n'y ait jamais aucune garantie que de tels incidents ne se reproduisent, l'Office a confiance en son régime de réglementation et il est déterminé à mettre en œuvre les leçons retenues.

SUPPLÉMENT

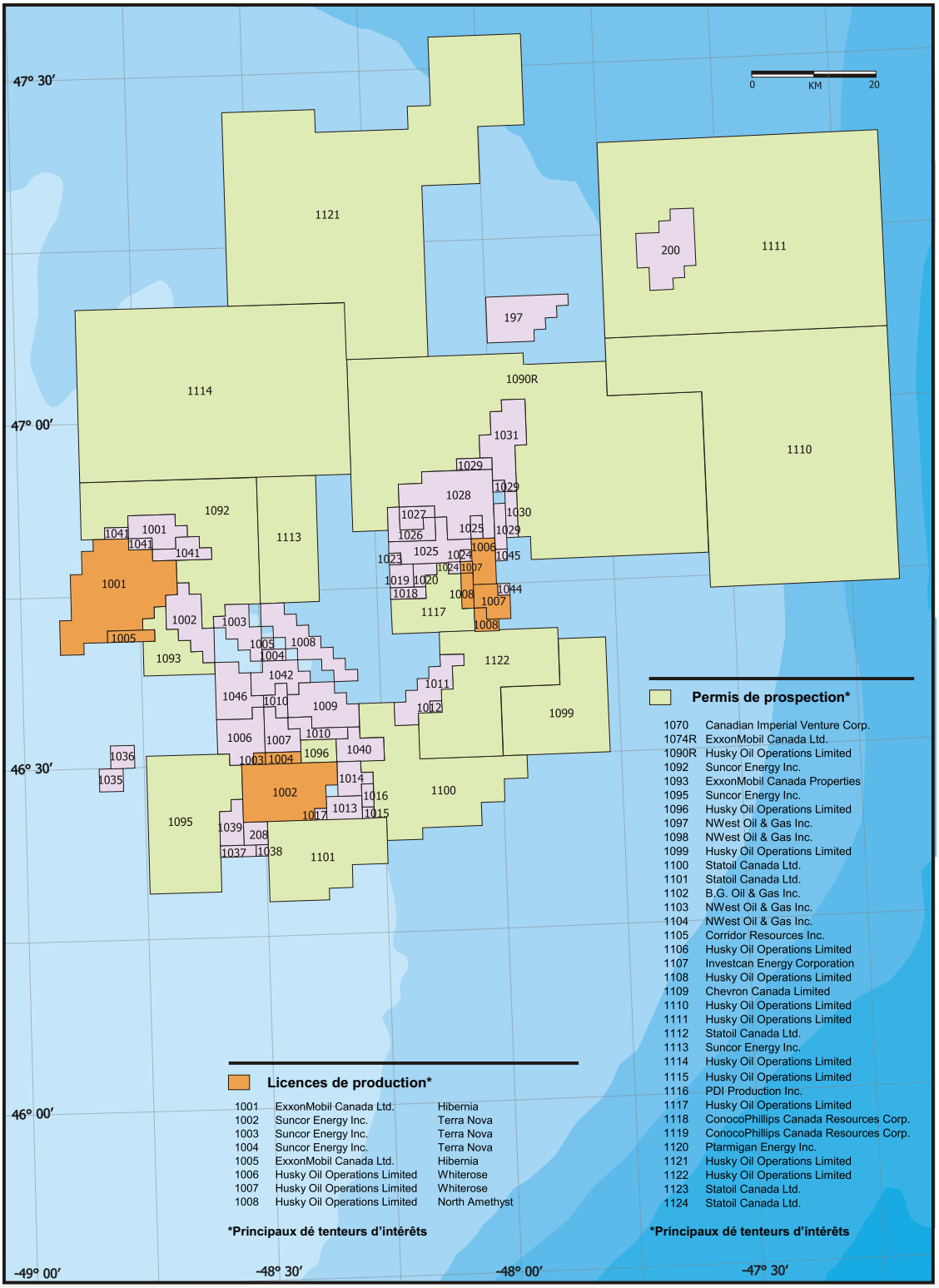
ZONE EXTRACÔTIÈRE DE TERRE-NEUVE ET DU LABRADOR



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	North 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

***Principaux dé tenteurs d'interérêts**



Permis de prospection*

1070	Canadian Imperial Venture Corp.
1074R	ExxonMobil Canada Ltd.
1090R	Husky Oil Operations Limited
1092	Suncor Energy Inc.
1093	ExxonMobil Canada Properties
1095	Suncor Energy Inc.
1096	Husky Oil Operations Limited
1097	NWest Oil & Gas Inc.
1098	NWest Oil & Gas Inc.
1099	Husky Oil Operations Limited
1100	Statoil Canada Ltd.
1101	Statoil Canada Ltd.
1102	B.G. Oil & Gas Inc.
1103	NWest Oil & Gas Inc.
1104	NWest Oil & Gas Inc.
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.

*Principaux dé tenteurs d'intérêts

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

*Principaux dé tenteurs d'intérêts

ÉTATS FINANCIERS

Grant Thornton

États financiers

Office Canada - Terre-Neuve et Labrador des hydrocarbures extracôtiers

Le 31 mars 2011

TABLE DES MATIÈRES

Rapport des vérificateurs indépendants. 50

États des revenus et dépenses 52

État de la situation financière 53

État des flux de trésorerie 54

Notes aux états financiers 55

Grant Thornton

Rapport des vérificateurs indépendants

Aux membres 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 au 31 mars 2011 et les états des revenus et dépenses et des flux de trésorerie de l'exercice se terminant à cette date, 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 principes comptables généralement reconnus 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.

Responsabilités 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 de vérification généralement reconnues 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'entité 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'entité. 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.

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

Grant Thornton

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 au 31 mars 2011 ainsi que ses résultats d'exploitation et ses flux de trésorerie pour l'exercice se terminant à cette date, conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada.

Grant Thornton LLP

St. John's, Terre-Neuve et Labrador

le 16 mai 2011

Comptables agréés

OFFICE CANADA – TERRE-NEUVE ET LABRADOR DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

État des revenus et dépenses

Pour l'exercice terminé le 31 mars

	2011	2010
Revenu		
Subventions d'exploitation		
Gouvernement du Canada	**$ 7 728 759**	$ 7 562 235
Gouvernement de Terre-Neuve et Labrador	**7 728 759**	7 562 235
	15 457 518	15 124 470
Plus:		
Coûts récupérés de l'industrie	**11 593 138**	11 343 318
Amortissement des subventions d'immobilisations reportées	**1 167 381**	679 225
Intérêts et autres	**94 362**	65 168
	28 312 399	27 212 181
Moins:		
Remboursement aux gouvernements des coûts récupérés	**(11 593 138)**	(11 343 318)
Subventions d'immobilisations reportées	**(1 667 407)**	(1 794 086)
Revenu net	**15 051 854**	14 074 777
Dépenses		
Personnel	**9 481 594**	8 735 945
Entretien et support	**692 329**	620 285
Locaux	**980 743**	666 456
Déplacements	**121 891**	110 206
Amortissement des immobilisations	**1 110 127**	652 658
Frais généraux	**1 036 444**	827 530
Enquête de sécurité sur les hélicoptères extracôtiers (Note 8)	**1 628 726**	2 461 697
	15 051 854	14 074 777
Excédent des revenus sur les dépenses	**$ -**	$ -

Voir notes afférentes aux états financiers.

OFFICE CANADA – TERRE-NEUVE ET LABRADOR DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS
État de la situation financière
Au 31 mars

	2011	2010
Actif		
Court terme		
Espèces et quasi-espèces	**$ 7 461 793**	$ 10 276 831
Sommes à recevoir	**3 840 482**	295 785
Frais payés d'avance	**429 272**	380 078
	11 731 547	10 952 694
Immobilisations (Note 4)	**4 435 742**	3 935 714
	$ 16 167 289	$ 14 888 408
Passif		
Court terme		
Fournisseurs et frais courus	**$ 9 530 165**	$ 6 314 996
Revenu perçu d'avance (Note 5)	**32 482**	2 885 098
	9 562 647	9 200 094
Subventions d'immobilisations reportées	**4 435 742**	3 935 714
Obligation au titre des avantages sociaux futurs (Note 6)	**2 168 900**	1 752 600
	$ 16 167 289	$ 14 888 408

Engagements (Note 9)

Pour le Conseil

_____ Membre _____ Membre

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

	2011	2010
Augmentation (diminution) des espèces et quasi-espèces		
Exploitation		
Excédent des revenus sur les dépenses	**$ -**	$ -
Amortissement des subventions d'immobilisations reportées	**(1 167 381)**	(679 225)
Amortissement des immobilisations	**1 167 381**	679 225
Obligation au titre des avantages sociaux futurs	**416 300**	285 500
	416 300	285 500
Changements aux postes hors-caisse du fonds de roulement d'exploitation (Note 7)	**(3 231 338)**	8 345 556
	(2 815 038)	8 631 056
Investissement		
Achat d'immobilisations	**(1 667 409)**	(1 794 086)
Report de subventions d'immobilisations	**1 667 409**	1 794 086
	-	-
Augmentation (diminution) nette des espèces et quasi-espèces	**(2 815 038)**	8 631 056
Espèces et quasi-espèces		
Début de l'exercice	**10 276 831**	1 645 775
Fin de l'exercice	**$ 7 461 793**	$ 10 276 831

Voir notes afférentes aux états financiers.

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

Les états financiers incluent les opérations de l'Office Canada – Terre-Neuve et Labrador des hydrocarbures extracôtiers et de l'Enquête de sécurité sur les hélicoptères extracôtiers et ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada. Les conventions comptables les plus importantes se résument comme suit:

Utilisation des estimations

En préparant les états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus 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 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.

Immobilisations

Les immobilisations sont amorties en fonction de leur durée probable d'utilisation selon les méthodes et taux suivants:

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

2. Conventions comptables (suite)

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.

Revenu perçu d'avance

Les subventions d'exploitation reçues du gouvernement qui excèdent les dépenses de l'Office, nettes des autres revenus, sont comptabilisées comme revenu perçu d'avance.

Subventions d'immobilisations reportées

Les subventions fédérales et provinciales reçues pour les dépenses en immobilisations annuelles sont reportées et comptabilisées au revenu sur la même base que l'amortissement de l'immobilisation en question.

Avantages sociaux futurs

L'Office cotise 100% des primes pour une assurance maladie, une assurance-vie et une assurance dentaire 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 (14 ans). Les coûts des services passés, résultant des modifications apportées au régime, sont amorties sur la moyenne prévue des années de service jusqu'à la date d'admissibilité intégrale (11 ans). L'excédent du gain actuariel net (perte actuarielle nette), supérieur à 10% du plus élevé des obligations au titre des avantages sociaux et de la juste valeur des actifs des régimes, est amorti sur la moyenne restante des années de services (13 ans).

Instruments financiers

Le chapitre 3855 de l'ICCA, "Instruments financiers – comptabilisation et évaluation" requiert que l'Office réévalue tous ses actifs et passifs financiers, incluant les dérivés et les dérivés intégrés dans certains contrats, à la juste valeur.

Cette norme requiert également que l'Office classe les actifs et les passifs financiers selon leurs caractéristiques ainsi que les choix et intentions de la direction, aux fins des évaluations en cours. Les choix de classement des actifs financiers incluent: a) détenu à des fins de transaction – évalué à la juste valeur et les changements à la juste valeur sont comptabilisés au bénéfice net; b) placements détenus jusqu'à leur échéance – comptabilisé au coût après amortissement et les gains et pertes sont comptabilisés au bénéfice net dans la période où l'actif n'est plus comptabilisé ou déprécié; c) disponible à la vente – évalué à la juste valeur et les changements à la juste valeur sont comptabilisés au bénéfice net pour la période courante jusqu'à ce que réalisé par cession ou moins-value; et d) prêts et créances – comptabilisé au coût après amortissement et les gains et pertes sont comptabilisés au bénéfice net dans la période où l'actif n'est plus comptabilisé ou déprécié.

2. Conventions comptables (suite)

Les choix de classement pour les passifs financiers incluent: a) détenu à des fins de transaction – évalué à la juste valeur et les changements à la juste valeur sont comptabilisés au bénéfice net; et b) autres – évalué au coût après amortissement et les gains et pertes sont comptabilisés au bénéfice net dans la période où le passif n'est plus comptabilisé. L'évaluation subséquente de ces actifs et passifs est basée soit sur la juste valeur ou sur le coût après amortissement, en utilisant la méthode des intérêts effectifs, selon leur classement. Tout actif ou passif financier peut être classé comme détenu à des fins de transactions pourvu que la détermination de sa juste valeur est fiable.

Conformément à cette norme, les actifs et passifs financiers de l'Office sont classés et évalués comme suit:

Actif/Passif	Classement	Évaluation
Espèces et quasi-espèces	Détenu à des fins de transactions	Juste valeur
Sommes à recevoir	Prêts et créances	Coût après amortissement
Fournisseurs et frais courus	Autres passifs financiers	Coût après amortissement

Les autres comptes de l'état de la situation financière tels les frais payés d'avance, les immobilisations et les obligations au titre des avantages sociaux futurs ne sont pas ciblés par ces nouvelles normes puisqu'ils ne sont pas des instruments financiers.

La juste valeur d'un instrument financier est le montant estimé que l'Office devrait recevoir ou payer pour résilier l'entente de l'instrument à la date de clôture. Pour estimer la juste valeur de chaque type d'instrument financier, différentes données de la valeur de marché et d'autres techniques d'évaluation ont été utilisées. Les justes valeurs de l'encaisse se rapprochent de sa valeur comptable.

---

3. Gestion des risques financiers

La politique de l'Office pour gérer les risques importants inclut des politiques, des procédures et de la surveillance conçues afin de réduire, à un seuil approprié, les risques identifiés. Des rapports opportuns et pertinents sur la gestion des risques financiers importants sont remis aux membres de l'Office. Les risques importants gérés par l'Office incluent les risques de liquidité et de crédit.

3. Gestion des risques financiers (suite)

Risque de liquidité

Le risque de liquidité est le risque que l'Office sera dans l'impossibilité de rencontrer ses obligations contractuelles et ses passifs financiers. L'Office gère le risque de liquidité en établissant des contrôles sur son flux de trésorerie et en s'assurant qu'il a suffissement d'encaisse pour rencontrer ses obligations et ses dettes.

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.

4. Immobilisations

	Coût	Amortissement cumulé	**2011 Valeur comptable**	2010 Valeur comptable
Terrain et aire de stationnement	$ 281 187	$ -	**$ 281 187**	$ 281 187
Édifice	3 317 089	832 514	**2 484 575**	1 419 786
Améliorations locatives	402 141	331 058	**71 083**	140 044
Mobilier et agencements	704 448	455 961	**248 487**	190 537
Système de gestion de données	1 359 271	553 363	**805 908**	1 195 862
Logiciel informatique	668 182	523 448	**144 734**	389 135
Matériel informatique	1 643 116	1 243 348	**399 768**	319 163
	$ 8 375 434	$ 3 939 692	**$ 4 435 742**	$ 3 935 714

5. Revenu perçu d'avance

	2011	2010
Gouvernement du Canada – Financement du projet de sécurité	**$ -**	$ 26 568
Gouvernement du Canada	**16 241**	1 720 765
Gouvernement de Terre-Neuve et Labrador	**16 241**	1 137 765
	$ 32 482	$ 2 885 098

6. 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 2011:

	2011	2010
Obligation au titre des avantages sociaux futurs		
Solde, début de l'exercice	**$ 2 715 600**	$ 1 798 600
Coût des services rendus au cours de l'exercice	**153 600**	89 100
Intérêts débiteurs	**179 500**	158 800
Prestations versées	**(39 200)**	(37 800)
(Gain actuariel) perte actuarielle	**(188 100)**	706 900
Solde, fin de l'exercice	**$ 2 821 400**	$ 2 715 600
Actifs des régimes	**$ -**	$ -
Rapprochement de la situation de capitalisation		
Situation de capitalisation - déficit	**$ (2 821 400)**	$ (2 715 600)
Obligation transitoire non amortie	**283 200**	339 900
Coût des services passés non amortie	**640 800**	706 500
Gain actuariel net non amortie	**(271 500)**	(83 400)
Passif au titre des prestations constituées	**$ (2 168 900)**	$ (1 752 600)
Coût net des prestations		
Coût des services rendus au cours de l'exercice	**$ 153 600**	$ 89 100
Intérêts débiteurs	**179 500**	158 800
Gain actuariel	**-**	(46 900)
Modification au régime	**65 700**	65 700
Amortissement de l'obligation transitoire	**56 700**	56 600
	$ 455 500	$ 323 300

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:

	2011	2010
Taux d'actualisation	**5.9%**	6.3%
Taux d'augmentation dans les niveaux de salaire	**4.0%**	4.0%
Taux d'inflation dentaire	**4.5%**	4.0%
Taux d'inflation médicale	**8.0%**	8.0%
	diminuant graduellement jusqu'à 4.5% par 2032	diminuant graduellement et uniformément jusqu'à 4% sur 5 ans

6. Avantages sociaux futurs (suite)

Si on utilisait une tendance pour les coûts de soins de santé de 1% par année supérieur aux hypothèses utilisées dans l'évaluation de l'exercice terminé le 31 mars 2011, les obligations au titre des avantages sociaux futurs augmenteraient d'approximativement 18%.

---

7. Information complémentaire à l'état des flux de trésorerie

	2011	2010
Changements aux postes hors-caisse du fonds de roulement d'exploitation		
Sommes à recevoir	**$ (3 544 697)**	$ 4 121 768
Frais payés d'avance	**(49 194)**	(83 146)
Fournisseurs et frais courus	**3,215 169**	2 715 952
Revenu perçu d'avance	**(2 852 616)**	1 590 982
	$ (3 231 338)	$ 8 345 556

---

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 est 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.

---

9. 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 2012	$ 954 929
Le 31 mars 2013	$ 954 929
Le 31 mars 2014	$ 954 929
Le 31 mars 2015	$ 1 033 714
Le 31 mars 2016	$ 1 040 876

NOTES

NOTES

NOTES

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

TD Place
140, rue Water
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.) A1C 6H6
Canada

téléphone : 709-778-1500

www.cnlopb.nl.ca