

On atteint des normes de sécurité élevées en milieu de travail lorsque l'équipement bien conçu est utilisé par des personnes bien formées et bien gérées. On maintient des normes de santé et sécurité au travail en gardant ces facteurs en état d'équilibre positif dans une situation généralement très dynamique.

Commission royale d'enquête sur le désastre marin de l'Ocean Ranger

Offshore
Helicopter
Safety Inquiry
Hearing Room

RAPPORT ANNUEL 2009-2010

Le 30 juin 2010

L'honorable Christian Paradis
Ministre des Ressources naturelles du Canada
Gouvernement du Canada

L'honorable Kathy Dunderdale
Ministre des Ressources naturelles
Gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador

Monsieur le Ministre et Madame la Ministre,

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 2010.

Veillez agréer, Monsieur le Ministre et Madame la Ministre, l'assurance de notre haute considération.

Le président et premier dirigeant,



Max Ruelokke, ing.





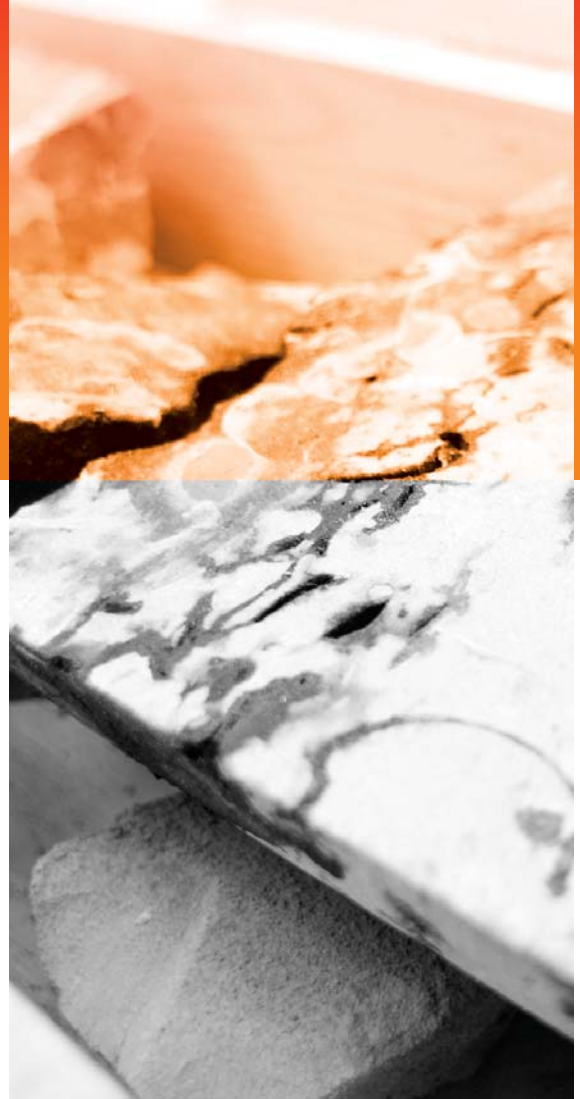
MEMBRES DE L'OFFICE

(deuxième rangée, de g. à d.) Max Ruelokke, ing. (Président et premier dirigeant), Halcum Stanley (Membre), Fred Way (Vice-président), Lorne Spracklin (Membre)

(première rangée, de g. à d.) Reg Anstey (Membre), Ed Drover (Membre)

TABLE DES MATIÈRES

MESSAGE DU PRÉSIDENT ET PREMIER DIRIGEANT	4
PRÉSENTATION GÉNÉRALE DE L'OFFICE	6
MANDAT : RÔLE ET OBJECTIFS	8
SÉCURITÉ DES TRAVAILLEURS EN MER	11
PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT	20
GESTION DES RESSOURCES	25
RETOMBÉES ÉCONOMIQUES, POLITIQUES ET COORDINATION DES RÈGLEMENTS	36
SERVICE D'INFORMATION	43
ÉTATS FINANCIERS	44



Photos prises par Robert Young : pages 2, 3, 4, 5, 8, 10, 20, 30, 33, 36, 38, 42, 43, 44

Photo en deuxième de couverture reproduite avec la permission The Telegram. www.thetelegram.com



MESSAGE DU PRÉSIDENT ET PREMIER DIRIGEANT

Je suis heureux de présenter le rapport annuel 2009-2010 de l'Office Canada - Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers (l'Office).

Bien qu'il y ait de nombreux éléments positifs à relever pour l'exercice 2009-2010, notre année a débuté sur une note plus sombre tandis que nous avons continué de faire enquête sur l'écrasement tragique du vol Cougar 491. L'Office a institué une Enquête publique sur les questions relatives à la sécurité des passagers à bord des hélicoptères dans le cas des travailleurs de la zone extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador. Le 16 avril 2009, il a nommé l'honorable Robert Wells, C.R., pour présider cette enquête.

Plusieurs activités importantes ont été entreprises durant la période visée par le présent rapport, y compris l'appel d'offres de 2009 qui a pris fin le 19 novembre. L'Office a retenu des soumissions pour les quatre parcelles offertes, pour un total de 47 000 211 \$.

En février, l'Office a terminé son évaluation environnementale stratégique pour la zone sud de Terre-Neuve. On peut consulter ce rapport dans le site Web de l'Office.

Le 31 décembre 2009, le **Règlement sur le forage et la production des hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador** est entré en vigueur; il remplace le **Règlement sur le forage pour hydrocarbures dans la zone extracôtière de**

« J'aimerais, au nom de tous les membres du Conseil, exprimer nos remerciements et notre reconnaissance à tous les employés pour leur travail acharné et soutenu, leur dévouement et leur professionnalisme. »

Terre-Neuve-et-Labrador et le Règlement sur la production et la rationalisation de l'exploitation des hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador.

Le plan de mise en valeur du bloc AA soumis par la Société d'exploitation et de développement d'Hibernia (SEDH) a été approuvé par les gouvernements en



septembre. La SEDH ira de l'avant avec la mise en valeur du bloc AA depuis la structure à embase-poids (SEP). Le bloc AA est inclus dans les limites du permis de production 1001 et on estime qu'il contient 48 millions de barils de pétrole.

Des progrès ont été accomplis au Centre d'entreposage et de recherche de l'Office (CERO), où on a commencé au début d'octobre 2009 des travaux d'agrandissement pour accroître la capacité de la section d'entreposage. Cette mesure était devenue nécessaire pour accueillir le volume croissant de matériaux provenant des puits du secteur extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador.

Je veux exprimer ici ma gratitude à l'égard de mes collègues à l'Office, Reg Anstey, Ed Drover, Lorne Spracklin, Halcum Stanley et Fred Way pour leur soutien et leur dévouement en 2009-2010. Je sais que je parle au nom de tous les membres du conseil d'administration quand je remercie les employés de l'Office pour leur travail assidu, leur dévouement et leur professionnalisme.

Le rapport annuel qui suit présente en détail les activités de l'Office au cours de l'exercice 2009-2010. On trouvera des renseignements additionnels sur l'Office au site Web www.cnlobp.nl.ca (en anglais seulement).

Le président et premier dirigeant,

Max Ruelokke, ing.



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 2009-2010, l'Office avait un budget de 17,6 millions de dollars, qui comprenait un budget d'exploitation de base de 11,3 millions de dollars et un financement spécial pour l'Enquête sur la sécurité des hélicoptères au large, l'expansion du Centre d'entreposage et de recherche, et la gestion des données.

Au terme de l'exercice, l'Office comptait 71 employés. Au moins 68 de ces employés étaient détenteurs de grades universitaires et de diplômes, dont 60 d'établissements d'études supérieures de Terre-Neuve-et-Labrador, et 26 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 dirigeant

Max Ruelokke

Nommé conjointement par les gouvernements de Terre-Neuve-et-Labrador et du Canada

Membres de l'Office

Lorne Spracklin, Halcum Stanley et un poste vacant

Nommés par le gouvernement du Canada

Reg Anstey, Ed Drover et Fred Way

Nommés par le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador

Affaires
environ.

Prospection
et gestion des
ressources

Retombées
économiques,
politiques et
coordination
des règlements

Services
juridiques et
fonciers

Opérations et
sécurité

Relations
publiques

Services de
soutien

PRINCIPAUX DIRECTEURS

John P. Andrews, LL.B	Service juridique et foncier et secrétaire de l'Office
Michael Baker, CHRA	Services administratifs
Jeffrey M. Bugden, ing.	Retombées économiques, politiques et coordination des règlements
David G. Burley	Affaires environnementales
Sean Kelly, ARP, FCPRS	Relations publiques
Howard Pike, ing.	Opérations et sécurité et agent principal de sécurité
Frank Smyth, ing.	Prospection et gestion des ressources, et agent principal de conservation



MANDAT, RÔLE ET OBJECTIFS

MANDAT

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

RÔLE

En s'acquittant de son mandat, l'Office a pour rôle de faciliter l'exploration et la mise en valeur des ressources en hydrocarbures de la zone extracôtière de Terre-Neuve et 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.
- 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

CANADANEWFOUNDLAND
and LABRADOR
OFFSHORE
PETROLEUM
BOARD



SÉCURITÉ DES TRAVAILLEURS EN MER

Le mandat de l'Office en matière de sécurité s'énonce comme suit :

- 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.

PLANS DE SÉCURITÉ

Avant d'être autorisés à travailler en mer, les exploitants doivent préparer des plans de sécurité qui démontrent à l'Office qu'ils ont pris toutes les mesures raisonnables et praticables pour assurer la sécurité au cours des travaux envisagés. Ce plan de sécurité doit définir les procédures, les pratiques, les ressources, la succession d'activités clés liées à la sécurité et les mesures de surveillance nécessaires pour assurer la sécurité du personnel. Le plan de sécurité résume et complète le système de gestion, et décrit les dangers et les risques qui y sont associés, ainsi que les mesures adoptées pour éviter, prévenir, réduire et gérer ces risques. Il doit aussi s'acquitter des tâches prévues dans les lois et les règlements applicables au travail ou à l'activité.



Un opérateur doit avoir un plan de sécurité qui indique les dangers et réduit les risques au niveau le plus bas qu'il soit raisonnablement possible d'atteindre.

Durant l'exercice 2009-2010, le personnel de plusieurs services, notamment de celui des opérations et de la sécurité, a travaillé à l'élaboration de conseils pour le **Règlement sur les forages et la production**. Des agents de 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. L'ébauche des Directives en matière de plans de sécurité a été rendue publique le 31 décembre 2009 et sera mise à l'essai pendant une année. Ces directives seront modifiées au besoin durant cette période en tenant compte des commentaires et de l'expérience découlant de leur utilisation.

ÉVALUATIONS DE LA SÉCURITÉ

Lorsqu'un exploitant demande à entreprendre des activités d'exploitation pétrolière dans la zone extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador, 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 en application des lois et règlements afférents. Durant l'exercice 2009-2010, l'Office a mené 12 évaluations de la sécurité, dont un examen des plans de sécurité, liées aux processus suivants :

- Autorisation d'exploitation (SEDH)
- Autorisation de mener des forages de prospection et de développement (Husky Energy)
- Autorisation de produire du pétrole (Husky Energy)
- Autorisation de mener un programme de forages de prospection dans le bassin Laurentien (ConocoPhillips Canada)

Des évaluations de la sécurité ont aussi été menées pour deux programmes de plongée, trois programmes de construction et trois programmes de levés géophysiques. Au terme de l'exercice, une évaluation de la sécurité était en cours afin d'autoriser Chevron à procéder à un forage exploratoire dans le Bassin Orphan. En outre, à la fin de l'exercice, des agents de sécurité étaient en train d'examiner deux modifications à des plans de mise en valeur, l'un concernant le prolongement de la zone sud d'Hibernia et l'autre pour White Rose.

RESPECT ET APPLICATION DES RÈGLEMENTS

Les agents de la sécurité de l'Office peuvent être appelés à enquêter sur des incidents, délivrer des ordonnances, enquêter sur des refus de travailler et mener des inspections et des vérifications de sécurité à bord d'installations et de navires. Dans le cas d'installations et de navires neufs, ils peuvent aussi conduire une vérification de sécurité préalable à l'approbation. Les agents de la sécurité participent à des vérifications intégrées de la sécurité et de la protection de l'environnement en compagnie des agents de l'Office affectés à l'application des règlements environnementaux. Les vérifications et inspections menées par l'Office en 2009-2010 sont énumérées dans le tableau 1.

Tableau 1

Exploitant	Installation/Navire	Activité
ConocoPhillips Canada	Unité mobile de forage en mer (UMFM) Stena Carron	Vérification de sécurité préalable à l'approbation
ConocoPhillips Canada	UMFM Stena Carron	Vérification ciblée de la sécurité
ExxonMobil Canada Properties	M/V Siem Mollie	Vérification de sécurité préalable à l'approbation
HMDC	Plate-forme Hibernia	Inspection de sécurité
HMDC	Plate-forme Hibernia	Inspection de sécurité
Husky Energy	M/V Well Servicer	Vérification de sécurité préalable à l'approbation
Husky Energy	M/V Jumbo Javelin	Vérification de sécurité préalable à l'approbation
Husky Energy	Bâtiment-mère (M/V Atlantic Hawk) et navire de soutien (ProDive Attender)	Vérification de sécurité préalable à l'approbation
Husky Energy	M/V Deep Pioneer	Vérification de sécurité préalable à l'approbation
Husky Energy	UMFM GSF Grand Banks	Inspection de sécurité
Husky Energy	NPSD SeaRose	Vérification ciblée de la sécurité
Suncor Energy (anciennement Petro-Canada)	NPSD Terra Nova et M/V Burin Sea	Vérification intégrée
Suncor Energy	UMFM Henry Goodrich	Inspection de sécurité
Suncor Energy	NPSD Terra Nova	Inspection de sécurité

En 2009-2010, les agents de la sécurité ont enquêté et pris des décisions sur trois refus de travailler liés aux inquiétudes des travailleurs en mer à l'égard des déplacements en hélicoptère. En vertu de la loi, les travailleurs sur des installations extracôtières 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 sur la santé et la sécurité

en haute mer et signalé à l'agent de sécurité de l'Office. Si le Comité ne peut résoudre l'impasse, la question fait l'objet d'une enquête par un agent de la sécurité, à qui est confiée l'autorité d'imposer une solution. 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. Deux des refus étaient liés à des inquiétudes portant sur l'emplacement des réservoirs de carburant auxiliaires à l'intérieur de la cabine des passagers; l'autre refus découlait des inquiétudes liées à la découverte de fissures dans les pieds de fixation de la boîte de vitesse d'hélicoptères en Nouvelle-Écosse et en mer du Nord. Dans

les deux cas, les agents ont fait enquête sur le refus, ont rencontré toutes les personnes touchées ou affectées par le refus, consulté les autorités et les agences locales concernées, ainsi que des autorités et des agences ailleurs dans le monde. À la lumière des renseignements recueillis, ils ont établi dans les deux cas que les risques associés à chacun des refus étaient gérés et que les déplacements en hélicoptère n'étaient pas plus dangereux à cause des risques mentionnés.

En 2009-2010, l'Office a retenu les services d'un consultant externe pour mener des vérifications de la sécurité sur les installations en haute mer. En date du 31 mars, ce consultant avait réalisé deux vérifications de la sécurité et trois examens de plans de sécurité.

SURVEILLANCE

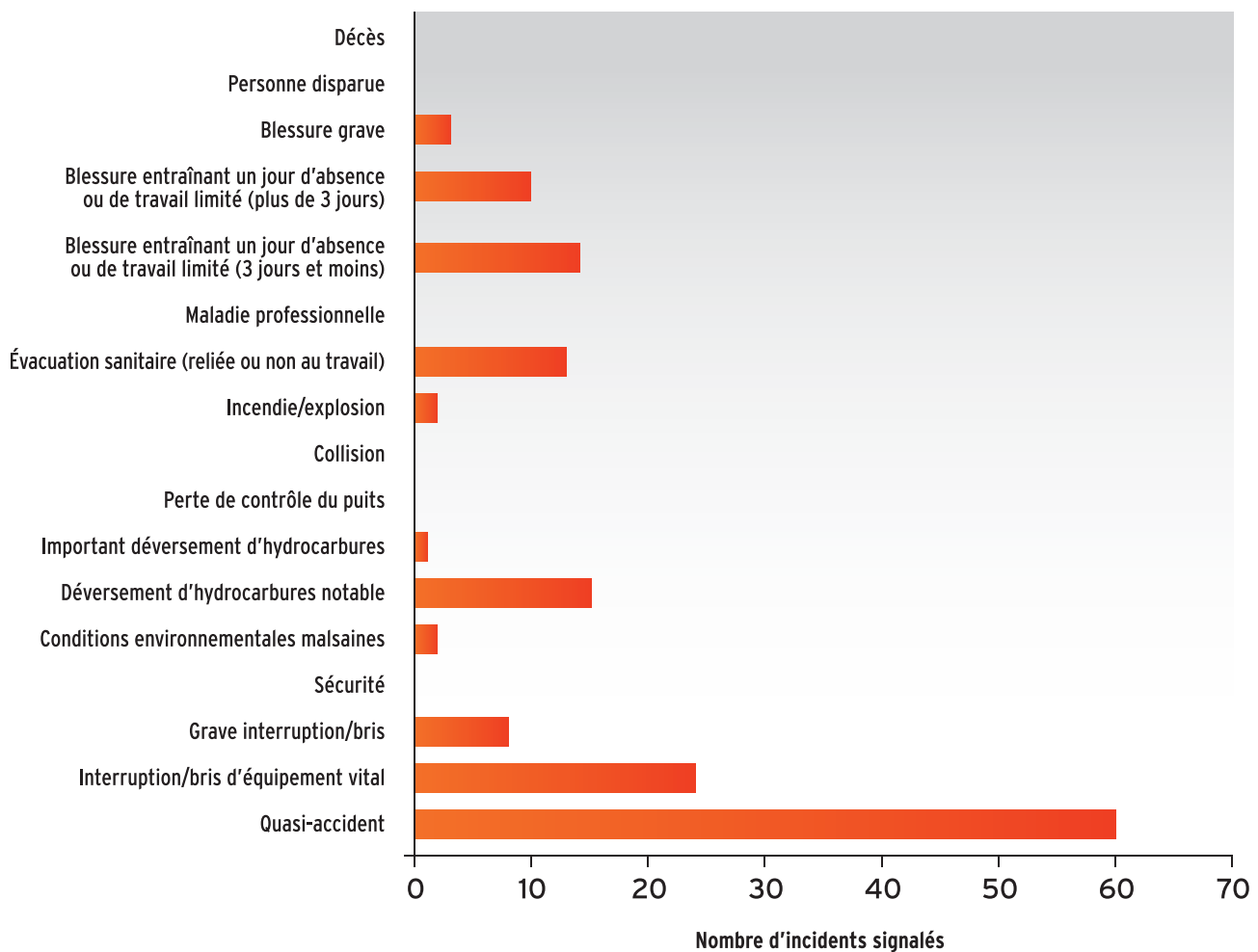
Une fois qu'un exploitant a obtenu une autorisation de travaux, le Service des opérations et de la sécurité s'acquitte d'activités de surveillance, notamment en procédant à l'examen des rapports quotidiens, des rapports d'incidents, des plaintes, des procès-verbaux des Comités conjoints de santé et de sécurité du travail en mer des installations 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 est censé soumettre un rapport et faire enquête sur tout incident, tel que défini dans les Guidelines for the Reporting and Investigation of Incidents de l'Office Canada - Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers : événement qui a causé ou qui, dans des circonstances légèrement différentes, pourrait avoir causé un préjudice à des personnes ou à l'environnement,

ou causé une menace imminente à la sécurité d'une installation, d'un navire ou d'un aéronef. La définition inclut également tout événement qui perturbe le bon fonctionnement d'une pièce d'équipement ou d'un système critique pour la protection de l'environnement naturel. Les efforts des exploitants doivent aussi 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 appliquées et que des mesures correctrices ont été mises en œuvre. Au cours de l'exercice 2009-2010, l'Office a examiné 158 rapports d'incidents déposés par les exploitants.

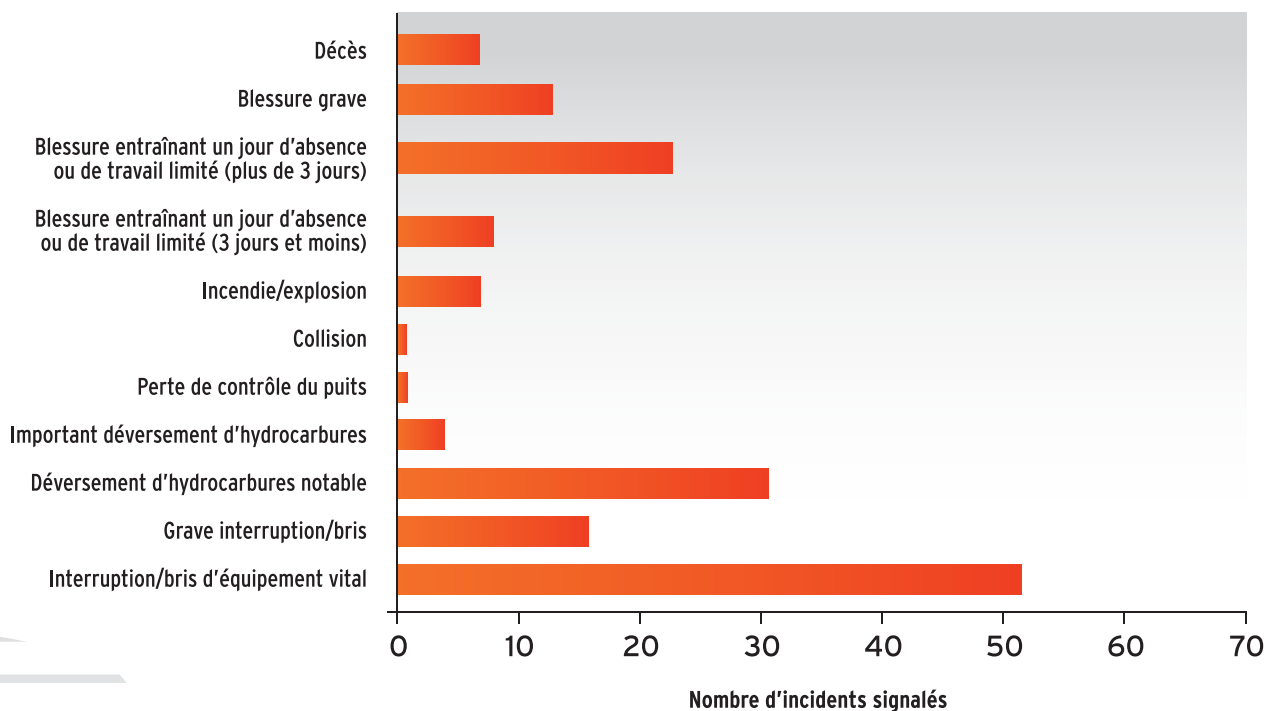
Pour faire en sorte que l'exploitant signale uniformément tous les incidents qui se produisent durant ses activités, la directive précise diverses classifications claires et distinctes selon qu'il s'agit d'incidents liés à la santé, à la sécurité et à l'environnement. Les exploitants doivent préciser 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, tant l'interruption/le bris d'un appareil vital qu'une perte de vie. 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 1^{er} avril 2009 au 31 mars 2010)



En plus de classer 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. L'Office s'attend à ce que les exploitants fassent enquête sur les quasi-accidents à haut potentiel de risque comme s'ils avaient eu la conséquence évitée. On peut voir dans la figure 2 les incidents signalés selon leurs conséquences potentielles.

Figure 2 - Incidents potentiels, selon leur classification (du 1^{er} avril 2009 au 31 mars 2010)



Durant la période visée par le présent rapport, les travailleurs en mer ont cumulé 4 209 591 heures de travail dans le secteur extracôtier de Terre-Neuve-et-Labrador. On y a relevé 27 incidents comportant des blessures ou maladies devant être signalées. Le taux de fréquence des blessures relevées a été de 6,41 par million d'heures travaillées.

En plus de lire les procès-verbaux des réunions des Comités conjoints de santé et de sécurité du travail en mer et de rencontrer ces comités à la faveur de leurs visites aux

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 Terre-Neuve-et-Labrador de discuter de l'actualité en matière de santé et de sécurité au travail et des pratiques exemplaires dans ce domaine. Cette année, l'Office a tenu cet atelier en novembre et en décembre 2009. Les échanges ont porté sur l'optimisation de la formation pour le personnel en haute mer et sur l'analyse de la croissance du taux de

blessures dans l'industrie. En outre, le commissaire et le personnel de la Commission d'enquête sur les questions relatives à la sécurité des passagers à bord des hélicoptères étaient sur place durant les deux ateliers pour échanger avec les comités sur la sécurité en hélicoptère.

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 à l'exploitation du pétrole en haute mer peut s'adresser à un agent de la sécurité par téléphone, par écrit ou en personne. Des plaintes anonymes peuvent aussi être soumises. Un agent de la sécurité sera assigné à chaque plainte, procédera à une enquête, prendra ou recommandera une mesure pertinente et avisera le plaignant une fois son examen achevé. En 2009-2010, l'Office a traité 13 plaintes. Au terme de l'exercice, quatre de ces plaintes étaient encore à l'étude.

DÉROGATIONS AUX RÈGLEMENTS

L'agent principal de la sécurité ou l'agent principal de conservation peuvent approuver des demandes de dérogation à des règlements, dans la mesure où ils sont confiants que la proposition de l'exploitant garantit un niveau équivalent de sécurité, de protection de l'environnement et de conservation des ressources, en application de la loi. Avec l'entrée en vigueur de nouveaux règlements, l'Office se livre à un examen interne des dérogations, à la lumière des règlements

qu'elles ont abrogés, et avise les exploitants, les propriétaires d'installations et les agences de certification des changements associés. En 2009-2010, l'Office a reçu 38 demandes de dérogations relatives à la réglementation, ou DRR), dont 35 ont été traitées. Depuis le 1^{er} janvier 2010, l'Office a commencé à afficher sur son site Web les dérogations aux règlements qui ont été approuvées. À la fin de l'exercice, les travaux se poursuivaient sur ce projet.

SÉCURITÉ DES HÉLICOPTÈRES EN MER

Le 8 avril 2009, l'Office a lancé une Commission d'enquête publique sur les questions relatives à la sécurité des passagers à bord des hélicoptères dans le cas des travailleurs de la zone extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador. Le 16 avril, il confiait la conduite de cette enquête à l'honorable Robert Wells, C. R., juge à la retraite de la Cour suprême. L'enquête a pour objet de déterminer les améliorations à apporter pour réduire, dans la mesure du raisonnable, les risques liés au transport en hélicoptère des travailleurs au large. Le commissaire a pour mandat d'enquêter, de produire un rapport et de formuler des recommandations sur les questions concernant la sécurité des travailleurs en mer, notamment sur les procédures d'évacuation et de sauvetage prévues durant les navettes en hélicoptère au-dessus de l'océan vers les installations de la zone extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador. L'enquête se fera en deux étapes. La première étape, qui comprend des consultations publiques, s'achèvera en septembre 2010 par la publication d'un rapport et de recommandations de la Commission à l'Office. La deuxième étape de l'enquête débutera lorsque le Bureau de la sécurité des transports (BST) remettra son rapport sur les causes de l'écrasement. Au cours de cette étape, le commissaire fera des

recommandations à l'Office sur des questions découlant du rapport du BST. L'Office agit aussi en qualité de partie durant l'enquête. Selon les besoins, divers employés de l'Office ont contribué à la fourniture de soutien logistique, de témoignages et d'informations pour le bénéfice de l'enquête.

Depuis mai 2009, on a ajouté des respirateurs d'urgence aux vêtements de survie portés durant les navettes entre la terre ferme et les installations au large. Toute personne appelée à se rendre dans la zone extracôtière devra recevoir de la formation sur l'utilisation de cet appareil avant d'être autorisée à s'envoler. Les exploitants ont aussi collaboré avec le fabricant des vêtements de survie Helly Hanson (Canada) Limited pour voir à ce que chaque personne appelée à se rendre au large reçoive un vêtement bien ajusté. L'Office a émis une directive visant à ce que personne ne soit autorisé à prendre un vol vers le large sans porter de vêtement bien ajusté.

Le 8 février 2010, le Commissaire a présenté à l'Office quelques recommandations préliminaires sur le besoin d'améliorer les pratiques de première intervention de recherche et sauvetage. Le 12 février 2010, après avoir pris connaissance de ces recommandations, l'Office a avisé les exploitants des changements à apporter.

On trouvera des renseignements additionnels sur la Commission d'enquête publique sur la sécurité des hélicoptères dans la zone extracôtière, y compris des copies et des éléments de preuve, dans le site Web de la Commission, au www.oshsi.nl.ca (en anglais seulement).

NORME AXÉE SUR LA PERFORMANCE POUR LES ACTIVITÉS D'ÉVACUATION ET DE SAUVETAGE

En 2009-2010, un comité conjoint de représentants de l'industrie et des organismes de réglementation a travaillé à la publication d'un guide axé sur la performance pour les activités d'évacuation et de sauvetage à l'intention des autorités et des exploitants en vue de l'évaluation des systèmes d'évacuation et de sauvetage sur les installations pétrolières. On s'attend à ce que la norme soit rendue publique en 2010.

PROJET SUR LES TENDANCES DES RISQUES

Au cours du dernier exercice, l'Office a confié à la société SafetyNet la tâche de passer en revue les tendances de risques dans la zone extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador, 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. Ce centre 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 des risques a pour objet d'examiner et d'analyser les informations soumises par les exploitants pour cerner des secteurs où les risques sont susceptibles d'adopter une tendance à la hausse, ainsi que d'orienter les efforts des exploitants dans ces domaines.

ACTIVITÉS DE PLONGÉE ET DE CONSTRUCTION

En 2009-2010, l'Office a reçu deux demandes d'autorisation de mener des programmes de plongée dans la zone extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador. 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** et sur les installations sous-marines qui y sont associées; ces travaux ont été effectués par le **M/V Atlantic Hawk** (navire-mère) et le **ProDive Attender** (navire de soutien). Husky Energy a aussi été autorisé à conduire un programme de plongée avec le bâtiment de soutien des opérations de plongée **M/V Wellservicer**, dans le cadre d'activités d'installation et de raccordement dans le champ North Amethyst.

L'Office a aussi passé en revue trois demandes d'autorisation de conduire des activités de construction sous-marines dans le champ North Amethyst de Husky Energy. Cette société a été autorisée à installer des conduites d'écoulement sous-marines au moyen du **M/V Deep Pioneer** et des châssis de guidage au moyen du **M/V Jumbo Javelin**, ainsi qu'à protéger les conduites sous des rochers déversés par le navire-benne **M/V Seahorse**.

CONFÉRENCE DE L'INTERNATIONAL REGULATORS FORUM SUR LA SÉCURITÉ EN MER

L'Office est coorganisateur de la troisième conférence de l'International Regulators Forum (IRF) sur la sécurité en mer, qui se tiendra du 17 au 21 octobre 2010 à Vancouver (C.-B.). Cette année, la conférence mettra l'accent sur la gestion des changements en matière de technologie, de ressources humaines et d'organisation dans un environnement en constante évolution, sur les indicateurs de rendement, sur la façon sécuritaire de prolonger le cycle de production et sur les défis qui attendent les organismes de réglementation. Durant les trois jours de cette conférence, des sommités du gouvernement et de l'industrie de huit pays partageront leurs pratiques exemplaires de sécurité en mer. Durant la conférence, un particulier ou une compagnie qui a fait une contribution majeure à la sécurité nationale et planétaire dans l'industrie extracôtière du pétrole et du gaz naturel recevra le prix international Carolita Kallaur de leadership et de réussite en matière de sécurité.

L'Office préside le comité organisateur de la conférence, où siègent également des représentants de l'Office Canada - Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers et du Conseil national de l'énergie (CNE), ainsi que le président de la conférence de 2007.

On trouvera de plus amples renseignements sur l'IRF et la conférence de l'IRF au site Web www.irfconference.2010.com.



PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

Le mandat de l'Office en matière de protection de l'environnement s'énonce comme suit :

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

PLANS DE PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

Avant de recevoir une autorisation de procéder à des travaux de forage ou de production en haute mer, un exploitant doit préparer 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 doit décrire les procédures, les pratiques, les ressources et la surveillance nécessaires pour gérer les risques pour l'environnement et le protéger des activités proposées. Ce plan doit aussi résumer et décrire le système de gestion, résumer les dangers et les risques qui en découlent pour l'environnement, les mesures à adopter pour éviter, prévenir, atténuer et contrôler

Un PPE montre que l'opérateur a pris toutes mesures raisonnables et pratiques visant à assurer la protection de l'environnement.

ces risques, et s'acquitter des fonctions établies dans la loi et les règlements qui gouvernent la protection de l'environnement.

Au cours de l'exercice 2009-2010, l'Office a procédé à l'examen de quatre PPE dans le cadre du processus d'approbation pour mener les opérations suivantes :

- Autorisation de mener des opérations (SDEH)
- Autorisation de mener des opérations de forages de prospection et de développement (Husky Energy)
- Autorisation de mener des opérations de production (Husky Energy)
- Autorisation de mener des opérations liées à un programme de forages de prospection dans le bassin Laurentien (ConocoPhillips Canada)

Au terme de l'exercice, l'examen du PPE lié à la demande d'autorisation de mener des opérations de forage de prospection dans le bassin Orphan avait été complété, mais l'autorisation n'avait pas encore été accordée.

ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE

ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE DE TRAVAUX

L'Office est l'organisation responsable de l'évaluation environnementale 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 de Terre-Neuve-et-Labrador. 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 2009-2010, l'Office a complété des évaluations environnementales pour le programme de construction et d'exploitation des centres de forage d'Hibernia et le programme de forages de prospection de Suncor Energy (anciennement Petro-Canada) dans le bassin Jeanne d'Arc. Neuf évaluations environnementales étaient toujours en cours au 31 mars 2010. Au nombre de celles-ci, mentionnons une évaluation du niveau d'étude approfondie du projet Hebron.

ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE STRATÉGIQUE

L'évaluation environnementale stratégique (EES) est une approche multipartite utilisée pour l'évaluation environnementale (EE) qui analyse les incidences environnementales éventuelles d'un plan, d'un programme ou d'une politique envisagés, et qui permet d'intégrer des considérations environnementales aux étapes les plus préliminaires de la planification des programmes. Une EES contient normalement une EE élargie qui évalue l'écosystème local dans son ensemble, à la différence des EE de projets, qui portent sur des problèmes spécifiques à des sites bien délimités.

En 2008-2009, l'Office a entamé une EES pour la zone extracôtière du Sud de Terre-Neuve afin de déterminer les problèmes à envisager avant de délivrer des permis de prospection dans cette zone, ainsi que pour contribuer aux évaluations environnementales qui devront être réalisées pour chaque activité soumise à l'approbation de l'Office. La société LGL Limited a été chargée de la préparation du rapport. Pour aider à ce processus d'EES, l'Office a formé un groupe de travail de représentants de groupes locaux, de l'université et d'organisations gouvernementales et non gouvernementales. Le groupe de travail a contribué à l'examen de l'ébauche du rapport d'EES. Des consultations ont été organisées dans des localités de la Côte Sud adjacente à la zone visée par l'EES. En août 2009, le public et les organismes de réglementation ont été invités à commenter l'ébauche du rapport d'EES. Des agences fédérales et provinciales, des organismes non gouvernementaux et des membres du public ont soumis des commentaires. Le rapport final a été publié en février 2010. L'EES pour la zone extracôtière du Sud de Terre-Neuve contient des mises à jour sur les EES déjà publiées sur le bassin Sydney et le sous-bassin Laurentien, et fait l'évaluation d'une zone située immédiatement à l'est de ces secteurs.

OBSERVATION ET EXÉCUTION DE LA LOI

L'Office procède à des vérifications intégrées, qui comprennent des volets de sécurité et de protection de l'environnement. La vérification intégrée de Suncor Energy entamée au terme de l'exercice 2008-2009 a été terminée en 2009-2010. En décembre 2009, Suncor Energy a soumis un plan d'action en vue de répondre aux observations et aux conclusions cernées dans la vérification. L'Office a étudié ce plan d'action et jugé qu'il réglait la majorité des observations. Au terme de l'exercice,

Suncor Energy avait reçu d'autres renseignements sur les observations et les conclusions encore à traiter. Des travaux se poursuivront cette année en vue de régler les observations et conclusions restantes.

En mars 2010, l'Office et Environnement Canada ont mené une inspection conjointe sur la plateforme Hibernia pour y vérifier l'utilisation des chlorofluorocarbures (CFC) dans les équipements de refroidissement et de réfrigération à la lumière du **Règlement fédéral sur la halocarbures**.

Une vérification des procédures et des pratiques de laboratoire et une inspection des activités générales de nettoyage et d'entretien des ponts et des superstructures du **NPSD SeaRose**, de Husky Energy, ont été effectuées en novembre 2009. Le rapport de l'inspection a été transmis à la société pétrolière, qui s'emploie à préparer un plan d'action pour régler les problèmes décrits dans le rapport.

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.

Des 25 déversements de pétrole signalés en 2009-2010, 16 concernaient des fuites de moins d'un litre. On trouvera au tableau 2 ci-dessous des statistiques sur les déversements d'hydrocarbures au cours de l'exercice.

Tableau 2 Sommaire de l'information sur les déversements en 2009-2010

Polluant	% du total		
	Litres	annuel ¹	Incidents
Fluides de forage synthétiques	1,00	0,36	1
Brut	250,21	90,00	6
Huile hydraulique et lubrifiante	16,10	5,80	6
Condensat	0,21	0,08	2
Autres produits pétroliers	10,55	3,80	10

¹ À noter : le total de ces pourcentages ne donne pas 100 % en raison de l'arrondissement.

SURVEILLANCE DES INCIDENCES ENVIRONNEMENTALES

La surveillance des incidences environnementales (SIE) est un processus d'examen de l'environnement ambiant pour déterminer les impacts d'une activité industrielle. Dans la zone extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador, on a surtout surveillé les incidences des forages de développement et des activités de production, essentiellement en raison de la variété et des volumes supérieurs d'effluents rejetés par ces opérations et de la longue durée de leur présence en haute mer comparativement à celle des installations de prospection. 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 bisannuelles. Cette année, l'Office a commencé à afficher les rapports de SIE dans son site Web. Tous les rapports de SIE produits avant l'ère du numérique peuvent être

consultés au Centre de documentation de l'Office. Dans le futur, les rapports de SIE seront affichés dans les trois mois suivant la soumission d'un rapport final à l'Office par un exploitant, ou une fois que l'Office aura terminé son examen des rapports.

La SEDH a soumis en avril 2008 son rapport de 2007 sur les levés de SIE. L'Office a examiné ce rapport et formulé ses commentaires à la SEDH. Celle-ci a soumis en septembre 2009 un rapport révisé, qui a été accepté par l'Office. La SEDH a aussi soumis un rapport révisé sur la conception de la SIE pour tenir compte des changements apportés au programme de SIE au cours des dix dernières années. L'Office a passé ce rapport en revue et a fait parvenir ses commentaires à la SEDH au cours de l'exercice.

Suncor Energy a soumis en octobre 2009 son rapport de levés de SIE pour 2008. L'Office a examiné ce rapport et a fait parvenir ses commentaires à la société. Au terme de l'exercice, l'Office avait reçu les réponses de Suncor à ces commentaires et procédait à leur examen. En mai 2009, Suncor Energy avait aussi fourni un rapport à l'Office visant son plan de modification de la composante de surveillance de la qualité de l'eau du plan de SIE du champ Terra Nova.

Husky Energy a soumis en mai 2009 son rapport de levés de SIE pour 2008. L'Office a examiné ce rapport et a fait parvenir ses commentaires à la société pétrolière. Au terme du dernier exercice, l'Office attendait toujours la réponse de Husky à ces commentaires.

MISES À JOUR DE LIGNES DIRECTRICES

Au cours de l'exercice 2009-2010, l'Office a participé à l'examen et à la mise à jour des Offshore Chemical Selection Guidelines, (directives sur le choix des produits chimiques utilisés en mer) qui a pris fin avec la publication en avril 2009 d'une version révisée des directives, fruit du travail conjoint des Offices de Terre-Neuve et de la Nouvelle-Écosse et de l'Office national de l'énergie (ONE), assistés d'un groupe de travail d'intervenants formé à cette fin. Ces directives proposent un protocole de sélection des produits chimiques qui réduit au minimum les impacts environnementaux du déversement des substances utilisées pour les opérations de forage et de production en haute mer. Ces directives font l'objet d'un examen officiel à tous les cinq ans, de manière à ce qu'elles continuent de refléter les importants progrès scientifiques et techniques.

Dans le cadre de ses efforts pour contribuer à la rédaction du nouveau **Règlement sur le forage et la production**, le Service des affaires environnementales de l'Office a participé à la formulation de conseils sur la préparation des plans de protection de l'environnement (PPE) pour les opérations de forage et de production. Ce travail a été achevé au cours

de l'exercice, avec la soumission d'une ébauche de directives en matière de PPE. Ces directives ont été rendues publiques le 31 décembre 2009 pour une période d'essai d'un an. Elles seront révisées au besoin durant cette période à la lumière des commentaires et des expériences découlant de leur utilisation.

Aussi en 2009-2010, l'Office a poursuivi l'examen et la mise à jour des Lignes Directrices Sur Le Traitement Des Déchets Extracôtiers (directives sur le traitement des déchets en mer), qui 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. L'examen et la mise à jour sont menés conjointement par les Offices de Terre-Neuve-et-Labrador et de la Nouvelle-Écosse et par l'ONE, avec l'aide d'un groupe de travail d'intervenants. Un représentant de l'Office assure la présidence du groupe de travail et l'Office fournit aussi les services de secrétariat.

GESTION DES RESSOURCES

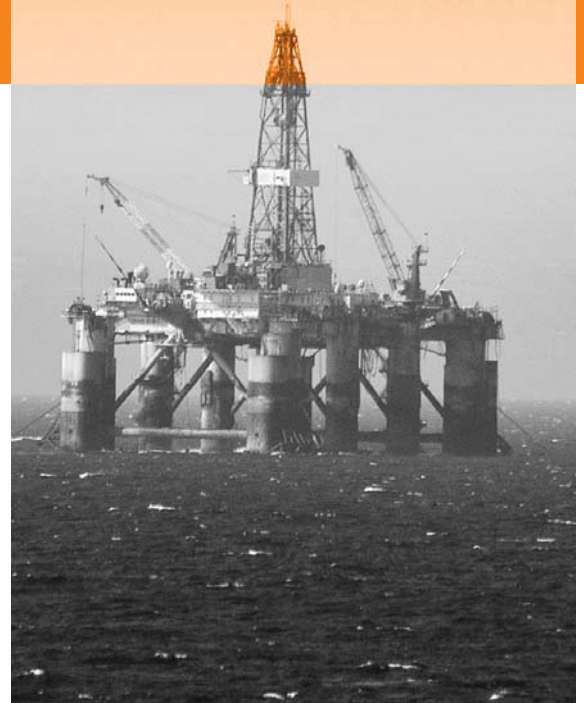
Le mandat de l'Office en matière de gestion des ressources couvre tout le spectre des activités de l'industrie, depuis la réglementation de la prospection aux opérations de production, en passant par le processus de vente et d'occupation des fonds marins. À cette fin, l'Office s'acquitte notamment des mandats suivants :

- 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.

DÉLIVRANCE DE DROITS ET DE PERMIS

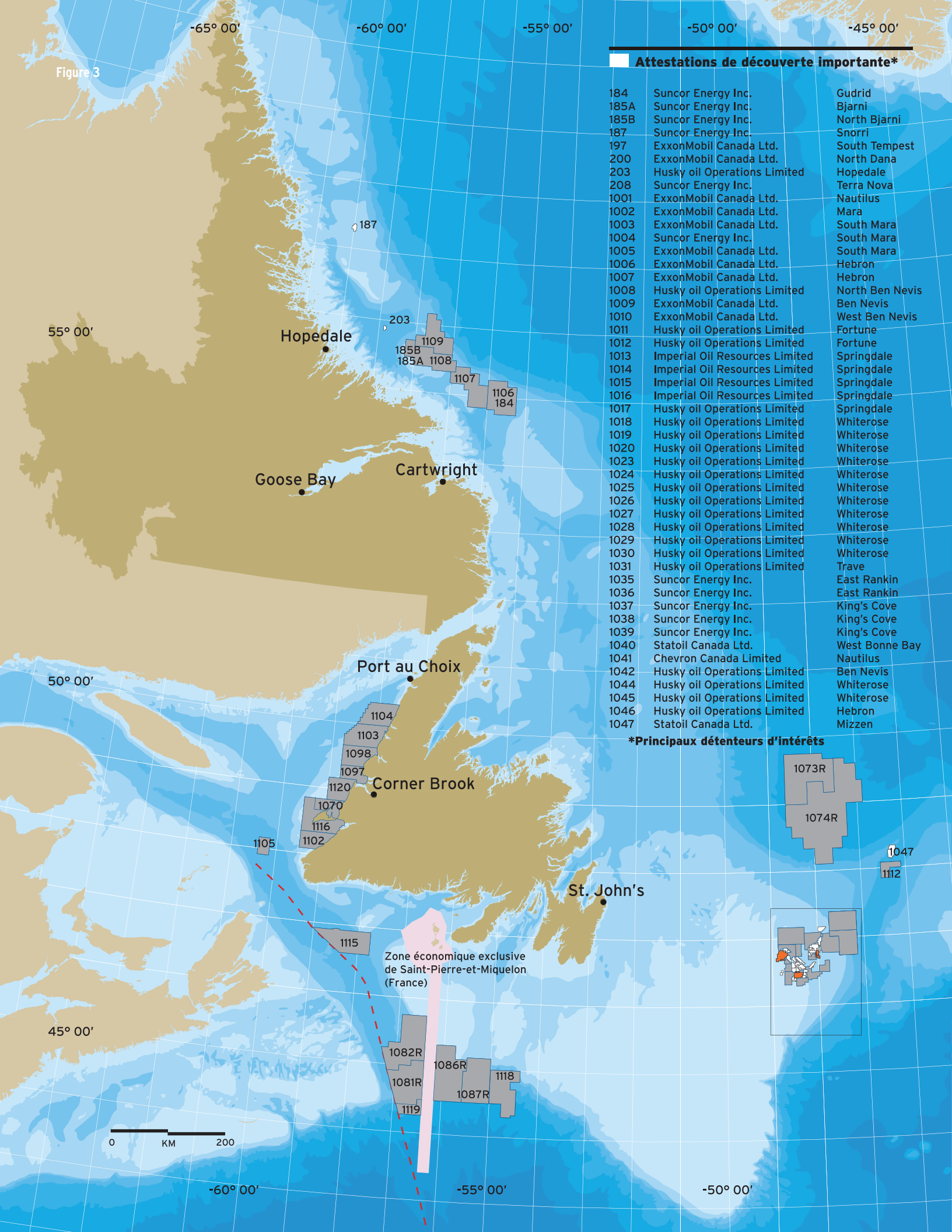
L'Office accorde des droits sous forme de permis de prospection (EL), d'attestations de découverte importante (SDL) et de licences de production (PL). Au 31 mars 2010, 37 permis de prospection étaient en vigueur dans la zone extracôtière, dont quatre ont été délivrés durant l'exercice 2009-2010. À l'heure actuelle, 49 attestations de découverte importante et huit licences de production ont été délivrées dans la zone extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador.

Les figures 3 et 4 indiquent les emplacements approximatifs visés par tous les permis courants. On trouvera de l'information et des cartes plus détaillées concernant chacun de ces permis au site Web de l'Office.



Dix puits ont été forés par battage au câble au cours de l'exercice 2009-2010, incluant trois forages d'exploration.

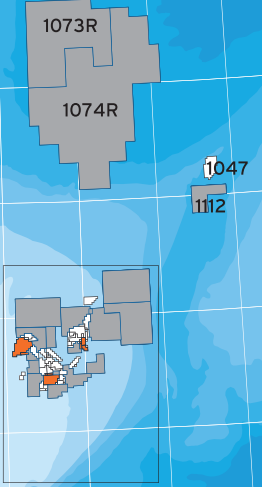
Figure 3



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 Ltd.	South Tempest
200	ExxonMobil Canada Ltd.	North Dana
203	Husky oil Operations Limited	Hopedale
208	Suncor Energy Inc.	Terra Nova
1001	ExxonMobil Canada Ltd.	Nautilus
1002	ExxonMobil Canada Ltd.	Mara
1003	ExxonMobil Canada Ltd.	South Mara
1004	Suncor Energy Inc.	South Mara
1005	ExxonMobil Canada Ltd.	South Mara
1006	ExxonMobil Canada Ltd.	Hebron
1007	ExxonMobil Canada Ltd.	Hebron
1008	Husky oil Operations Limited	North Ben Nevis
1009	ExxonMobil Canada Ltd.	Ben Nevis
1010	ExxonMobil Canada Ltd.	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

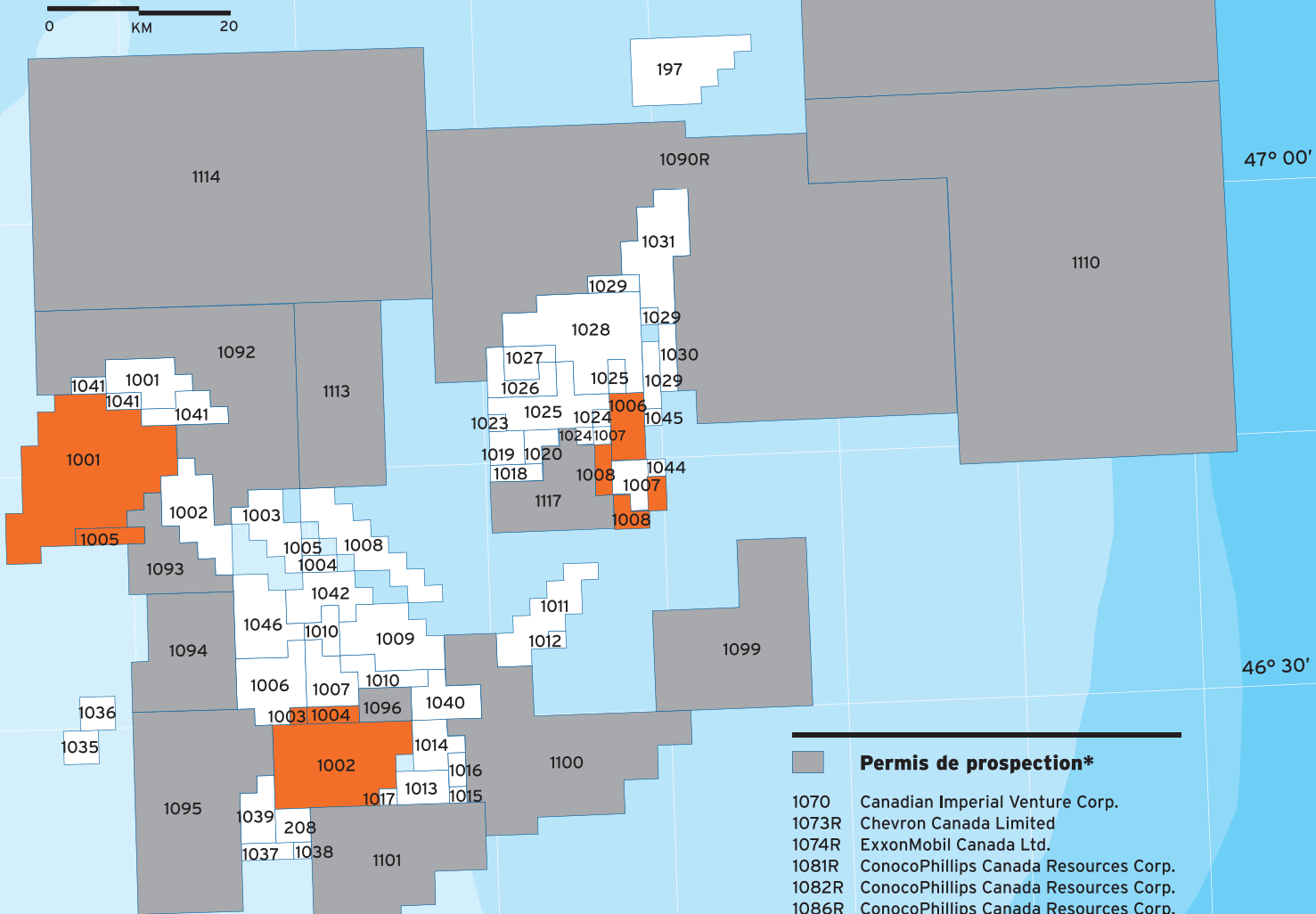
***Principaux détenteurs d'intérêts**



0 KM 200

Zone économique exclusive de Saint-Pierre-et-Miquelon (France)

Figure 4



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 détenteurs d'intérêts**



Permis de prospection*

- 1070 Canadian Imperial Venture Corp.
- 1073R Chevron Canada Limited
- 1074R ExxonMobil Canada Ltd.
- 1081R ConocoPhillips Canada Resources Corp.
- 1082R ConocoPhillips Canada Resources Corp.
- 1086R ConocoPhillips Canada Resources Corp.
- 1087R ConocoPhillips Canada Resources Corp.
- 1090R Husky Oil Operations Limited
- 1092 Suncor Energy Inc.
- 1093 ExxonMobil Canada Properties
- 1094 Husky Oil Operations Limited
- 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.

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. Au cours de l'exercice 2009-2010, l'Office a délivré 14 permis d'opérations, comme en fait foi le tableau 3.

Tableau 3

PERMIS D'OPÉRATIONS (du 1^{er} avril 2009 au 31 mars 2010)

1	ExxonMobil Canada Ltd., à titre de partenaire de gestion d'ExxonMobil Canada Properties
2	ExxonMobil Canada Ltd.
3	Husky Oil Operations Limited
4	EnCana Corporation
5	Chevron Canada Limited, à titre de partenaire de gestion de Chevron Canada Resources
6	Chevron Canada Limited
7	Hibernia Management and Development Company Ltd.
8	StatoilHydro Canada Ltd. (anciennement StatoilHydro Canada Ltd.)
9	ConocoPhillips Canada Resources Corp.
10	Imperial Oil Resources Limited
11	Imperial Oil Resources Ventures Limited
12	Shell Canada Limited
13	Suncor Energy Inc. (anciennement Petro-Canada)
14	NWest Oil & Gas Inc.

APPEL D'OFFRES

Les appels d'offres NLO9-01 (bassin Jeanne d'Arc), NLO9-02 (sous-bassin Laurentien) et NLO9-03 (zone extracôtière de l'Ouest de Terre-Neuve-et-Labrador) ont pris fin le 19 novembre 2009. Il s'agissait de la première année qu'un appel d'offres touchait le sous-bassin Laurentien. Des soumissions ont été retenues sur les quatre parcelles mises en vente, pour des engagements de 47 000 211 \$. Une parcelle a été attribuée dans le bassin Jeanne d'Arc, deux dans le sous-bassin Laurentien et une dans la zone extracôtière de l'Ouest de Terre-Neuve-et-Labrador. Les soumissions représentent les dépenses auxquelles s'engagent les promoteurs pour la prospection de leurs parcelles au cours des six premières années de leur permis de prospection de neuf ans. Au 31 mars 2010, l'Office n'avait pas annoncé d'appel d'offres pour 2010.

REGROUPEMENT, ABANDON ET MODIFICATION DE PERMIS

En janvier 2010, l'Office a conclu avec Husky Oil Operations Limited une entente de regroupement et de modification de permis, par laquelle les permis de prospection (EL) 1090 et 1091 ont été regroupés sous le seul EL 1090R, qui a été délivré le 14 janvier 2010.

ATTESTATION DE DÉCOUVERTE IMPORTANTE

Le 12 février 2010, l'Office a promulgué une attestation de découverte importante pour la parcelle Mizzen O-16, située dans le secteur de la Passe Flamande et de Central Ridge de la zone extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador. Subséquemment, Statoil Canada a présenté une demande de licence de découverte importante (SDL) pour les fonds associés au permis EL 1049 qui se trouvent dans la zone de découverte importante. Le SDL 1047 (Mizzen O-16) a été délivré le 22 février 2010.

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 classe.

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 2009-2010, des droits d'une valeur de 5 944 527 \$ ont 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. Depuis sa création en 1986, l'Office a recueilli au total 164 276 700,19 \$ au nom de l'État.

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 de Terre-Neuve-et-Labrador 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. En 2009-2010, le Centre a été utilisé en premier lieu par l'industrie, puis par les universités et par le gouvernement. Les recherches menées cette année par l'entremise du CERO ont touché presque tous les secteurs extracôtiers de Terre-Neuve-et-Labrador, y compris ceux du Nord et du Sud des Grands Bancs, du plateau continental nord-est de Terre-Neuve, du plateau continental du Labrador et de l'Ouest de Terre-Neuve.

Dans leur budget 2009-2010, les gouvernements ont prévu un financement spécial pour permettre à l'Office de mener des travaux d'agrandissement du CERO. Cet agrandissement consistera en un bâtiment de rallonge d'un étage, à charpente d'acier, qui couvrira environ 900 mètres carrés (10 000 pieds carrés) et sera entièrement consacré à l'entreposage des carottes. Des rénovations seront apportées à l'intérieur du bâtiment pour offrir plus d'espace pour l'examen des carottes.

À l'automne 2009, l'Office a publié une demande de propositions et a accordé un contrat pour les travaux d'agrandissement. Après la présentation d'un Rapport d'examen préalable en vertu de la **Loi canadienne sur l'évaluation environnementale**, les travaux de préparation du terrain ont débuté en octobre 2009.

ENGAGEMENTS DE PROSPECTION

Au 31 mars 2010, les détenteurs d'intérêts s'étaient engagés à consacrer 882 131 448 \$ à des activités de prospection, avec des dépôts de garantie évalués à 220 532 862 \$.

PROGRAMMES GÉOPHYSIQUES ET GÉOLOGIQUES

Au cours de la période visée par le présent rapport, l'Office a évalué quatre demandes d'autorisation de mener des travaux de prospection dans la zone extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador, soit trois programmes géophysiques avec travail en mer et un programme géophysique à terre.

L'Office a approuvé deux levés d'emplacement de puits durant le dernier exercice. ConocoPhillips Canada a recueilli des données dans le sous-bassin Laurentien pour son puits Wolverine G-37 au moyen du **M/V DOF Geosounder**. Et Husky Energy a eu recours au **M/V Anticosti** pour recueillir des données sur 82 km linéaires au-dessus de l'emplacement du puits Glenwood H-69.

ExxonMobil a été autorisé à réaliser un programme de levés électromagnétiques à source contrôlée à partir du **M/V Siem Mollie** qui lui a permis de recueillir des données sur 1 829 km linéaires dans le bassin Orphan.

Depuis 1964, on a enregistré des données sismiques sur environ 2,1 millions de kilomètres de fonds marins dans la zone extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador. Les programmes géophysiques menés durant l'exercice 2009-2010 ont permis de recueillir 82 km de données bidimensionnelles et 1 829 km de données électromagnétiques à source contrôlée.



Table 4 Programmes géophysiques approuvés et réalisés

Exploitant	Programme	Secteur	Couverture (km CMP*)
ExxonMobil Canada	Tests de résistivité	Bassin Orphan	1 829 km
ConocoPhillips Canada	Levé en surface	Sous-bassin Laurentien	s/o
Husky Energy	Levé en surface	Bassin Jeanne d'Arc	82 km

*CMP = point-milieu commun

PROGRAMMES DE FORAGE

En 2009-2010, 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 2009-2010, la SEDH a procédé à une réentrée dans le puits Hibernia B-16 5 pour y effectuer une intervention, ainsi qu'à une réentrée et à une reprise du forage au puits Hibernia B-16 56. La société a aussi procédé à une réentrée et à une déviation aux puits Hibernia B-16 57 et B-16 37. Les puits résultants, Hibernia B-16 57X et B-16 37Z, un couple de puits de production et de puits d'injection, sont les premiers puits forés dans le bloc AA de la zone sud d'Hibernia. Le puits dévié Hibernia B-16 21Z, commencé durant l'exercice précédent, a été aussi été foré et complété en 2009-2010.

HUSKY ENERGY

Husky Energy a amorcé un programme multi-puits et multi-exploitants de forages dans le secteur du champ North Amethyst au moyen du **GSF Grand Banks** et du **Henry Goodrich**. Dans le cadre de ce programme, les

puits North Amethyst G-25 1 et G-25 2 ont été forés jusqu'à leur profondeur finale au cours de l'exercice. Ce même programme a aussi donné lieu au début des forages aux puits G-25 3 et G-25 4 par le **GSF Grand Banks** durant l'exercice 2009-2010. Husky Energy a aussi entamé le forage du puits de délimitation North Amethyst H-14 tard durant l'année; cette société pétrolière a aussi commencé le forage du puits d'exploration Glenwood H-69, pour le suspendre par la suite. Pour ces deux forages, Husky a eu recours au **Henry Goodrich**.

SUNCOR ENERGY

Suncor Energy (anciennement Petro-Canada) a procédé à une réentrée au puits Terra Nova G-90 4, ainsi qu'au forage du puits dévié G-90 4Z, en utilisant le **Henry Goodrich**. Après une suspension des opérations en juillet 2009, le puits a fait l'objet d'une réentrée pour être complété en novembre 2009. Suncor Energy a aussi commencé le forage du puits d'exploration Ballicatters M-96.

CONOCOPHILLIPS CANADA

ConocoPhillips Canada a eu recours à l'installation de forage mobile **Stena Carron** pour entamer le forage du puits d'exploration Wolverine G-37, dans le sous-bassin Laurentien.

ÉVALUATION DES Puits, OPÉRATIONS ET ÉVALUATION DES RESSOURCES

On trouvera au tableau 5 les estimations les plus récentes de réserves et de ressources de l'Office et les chiffres de production à ce jour.

Tableau 5 Réserves¹ et ressources² pétrolières – Région extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador

Champ	Pétrole		Gaz naturel LGN ³	
	Au départ MMbbls ⁴	Produit ⁵ MMbbls	Milliards de pieds cubes	MMbbls
Grands Bancs				
Hibernia	1 244	680,18	1 796	202
Terra Nova	419	294,30	53	4
White Rose	305	141,93	3 023	96
North Amethyst	68		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
Sous-total	2 906		6 616	356
Plateau continental du Labrador				
North Bjarni	-		2 247	82
Gudrid	-		924	6
Bjarni	-		863	31
Hopedale	-		105	2
Snorri	-		105	2
Sous-total	0		4 244	123
Total	2 906		10 860	479
Produites		1 116,41	0	0
Restantes	1 790		10 860	479

¹ On entend par « réserves » les volumes d'hydrocarbures attestés à la suite de forages, d'essais et de l'interprétation des données géologiques, géophysiques et techniques, et jugés récupérables au moyen de la technologie existante dans des conditions économiques actuelles et prévues. Les réserves pétrolières du champ Hibernia sont mises en valeur depuis les réservoirs Ben Nevis/Avalon et Hibernia. Le champ pétrolier Terra Nova est exploité depuis le réservoir Jeanne d'Arc. Les réserves du champ White Rose sont constituées des réservoirs Ben Nevis/Avalon et Hibernia. Les réserves du champ North Amethyst proviennent du réservoir Ben Nevis/Avalon.

² Par « ressources », on entend 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. Les ressources du bassin Jeanne d'Arc incluent tout le pétrole qui n'est pas inscrit dans la section des réserves, le gaz naturel et les liquides du gaz naturel (LGN).

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.

⁴ Millions de barils

⁵ Les réserves de pétrole produites comprennent aussi une petite quantité de liquides de gaz naturel. Volumes produits en date du 31 mars 2010.

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 pour l'exercice 2009-2010 a été de 47,30 millions de barils, soit une moyenne quotidienne de 129 590 barils. L'Office estime que les réserves et les ressources de pétrole d'Hibernia se situent à 1 244 milliard de barils, dont 680,18 millions de barils avaient été produits au 31 mars 2010.

Le dernier exercice a vu le début des forages de développement et de la production au gisement A d'Hibernia, après l'approbation en 2008-2009 du plan de tarissement de ce gisement. Trois puits du gisement A produisent maintenant du pétrole, mélangé dans chaque cas avec le pétrole produit par le gisement B.

En 2009-2010, l'Office a approuvé une modification du plan de mise en valeur qui permet l'exploitation des réserves du gisement B confinées au bloc AA, dans la parcelle visée par le PL 1001. Le reste du prolongement de la zone sud d'Hibernia est assujéti à une demande de modification de plan de mise en valeur subséquente qui a été soumise à l'Office et qui est présentement en cours d'examen.

Tableau 6 Statistiques de production du champ Hibernia

			Total au
			2009-2010 31 mars 2010
Production			
Pétrole	MMbbls	47,30	680,18
Gaz naturel	milliards de pi ³	86,88	997,29
Eau	MMbbls	44,46	278,90
Utilisation du gaz naturel			
Brûlé à la torche	milliards de pi ³	2,10	77,41
Carburant	milliards de pi ³	5,36	64,83
Injecté	milliards de pi ³	79,42	855,06
Eau injectée	MMbbls	85,86	906,11

Facteurs de conversion

1 m³ de pétrole = 6,2898106 barils

1 m³ de gaz naturel = 35,4937 pi³



TERRA NOVA

Le champ Terra Nova, découvert en 1984 et exploité par Petro-Canada, est formé du seul réservoir Jeanne d'Arc. En 2009-2010, la production totale de Terra Nova a atteint 27,74 MMbbls. Le **NPSD Terra Nova** a produit, au cours du dernier exercice, 76 012 barils de pétrole par jour en moyenne.

En 2009-2010, l'Office a procédé à une réévaluation des réserves de Terra Nova et mis à jour ses estimations des réserves en pétrole du champ Terra Nova, qui atteignent 419 MMbbls. Au 31 mars 2009, Terra Nova avait produit 294,3 MMbbls.

Tableau 7 Statistiques de production du champ Terra Nova

		Total au	
		2009-2010	31 mars 2010
Production			
Pétrole	MMbbls	27,74	294,30
Gaz naturel	milliards de pi ³	57,09	358,59
Eau	MMbbls	34,44	112,81
Utilisation du gaz naturel			
Brûlé à la torche	milliards de pi ³	1,88	45,27
Carburant	milliards de pi ³	4,95	32,02
Injecté	milliards de pi ³	50,26	281,31
Levage	milliards de pi ³	15,05	24,97
Eau injectée	MMbbls	63,25	385,11

Facteurs de conversion

1 m³ de pétrole = 6,2898106 barils

1 m³ de gaz naturel = 35,4937 pi³

WHITE ROSE

Découvert en 1984 et exploité par Husky Energy, le champ White Rose est constitué du seul réservoir Ben Nevis/Avalon. En 2009-2010, la production totale de White Rose a été de 18,96 MMbbls. Le **NPSD SeaRose** a extrait 51 957 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 2010, 141,93 MMbbls avaient été produits, ce qui laisse des réserves de pétrole de 163,07 MMbbls.

Une nouvelle licence de stockage souterrain d'hydrocarbures a été délivrée à Husky Energy aux fins de stockage de gaz naturel en 2009, après l'expiration de la licence précédente. Cette nouvelle licence porte sur quatre parcelles de fonds marins additionnelles aux quinze visées par la licence originale. Elle couvre les gisements North Avalon et West Avalon, et permettra le stockage du gaz naturel provenant de la production des gisements South Avalon et North Amethyst.

En 2009-2010, l'Office a reçu une proposition de projet pilote d'essai de production dans le secteur ouest du champ White Rose. Cette demande de modification à un plan de mise en valeur est présentement à l'étude.

Tableau 8 Statistiques de production du champ White Rose

		2009-2010	Total au 31 mars 2010
Production			
Pétrole	MMbbls	18,96	141,93
Gaz naturel	milliards de pi ³	16,90	115,97
Eau	MMbbls	14,59	26,20
Utilisation du gaz naturel			
Brûlé à la torche	milliards de pi ³	3,37	24,17
Carburant	milliards de pi ³	3,02	13,46
Injecté	milliards de pi ³	10,50	78,34
Levage	milliards de pi ³	5,25	5,80
Eau injectée	MMbbls	43,98	239,04

Facteurs de conversion

1 m³ de pétrole = 6,2898106 barils

1 m³ de gaz naturel = 35,4937 pi³

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 sera assurée par le **NPSD Sea Rose**. Le champ North Amethyst est constitué du seul réservoir Ben Nevis/Avalon et l'Office a estimé ses réserves à 68 MMbbls.

Le plan de mise en valeur du champ North Amethyst a été approuvé en 2008 et la construction des installations sous-marines de raccordement au **NPSD Sea Rose** a été complétée en 2009. Les forages de développement ont débuté et on s'attend à ce que la production puisse débuter au début du prochain exercice financier.

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, POLITIQUES ET COORDINATION DES RÈGLEMENTS



En matière de retombées économiques, l'Office a le mandat suivant :

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


ADMINISTRATION DES RETOMBÉES

En 2009-2010, 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, la recherche-développement et l'éducation et la formation

Durant la période visée par le présent rapport, l'Office a aussi examiné les plans d'achats 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 au plan de retombées touchant le prolongement de la zone sud d'Hibernia a aussi été soumise à l'Office, qui procède à son examen. 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.

Les dépenses en RD doivent être réalisées dans la province et des programmes d'E et F doivent être offerts dans la province.



En 2009-2010, l'Office a examiné et approuvé les plans de retombées associés à des programmes de prospection géoscientifique dans le bassin Jeanne d'Arc, dans le sous-bassin Laurentien et dans le bassin Orphan.

RETOMBÉES ÉCONOMIQUES DE L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE

En 2009, la production d'hydrocarbures du secteur extracôtier de Terre-Neuve-et-Labrador représentait environ 35 % de la production totale de pétrole brut léger au Canada, d'une valeur commerciale estimée à quelque 6,65 milliards de dollars. Le secteur des hydrocarbures est directement responsable de 40 % du produit intérieur brut (PIB) nominal de la province en 2008. Depuis le début de la production en 1997, le PIB réel de la province a augmenté de près de 52 % jusqu'en 2009. À peu près la moitié de cette croissance peut être attribuée directement au secteur du pétrole et du gaz naturel, qui cumulait en 2009 environ 30 % du total des investissements privés en capitaux dans la province, avec plus de 1,3 milliard de dollars en dépenses en capital.

En 2009, il s'est effectué pour 2,15 milliards de dollars de travaux dans la zone extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador, ce qui porte à 26,8 milliards de dollars le total des dépenses engagées depuis 1966.

Au 31 décembre 2009, le secteur du pétrole et du gaz naturel à Terre-Neuve-et-Labrador donnait de l'emploi direct à 3 518 personnes, ce qui représentait près de 1,6 % des emplois dans la province. Par ses effets

d'entraînement, l'industrie a fourni près de 5 % du total des emplois.

En 2009-2010, on a dépensé 384,3 millions de dollars pour des programmes d'exploration, créant ainsi de l'emploi estimé à 4 342 mois-travail.

Les activités de production courantes constituent une industrie de 1,32 milliard de dollars par an, dont 56 % sont dépensés chaque année à Terre-Neuve-et-Labrador et 23 % ailleurs au Canada.

On trouvera aux tableaux 9, 10 et 11 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 12 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 développement de North Amethyst. On entend par résident de Terre-Neuve-et-Labrador un Canadien (ou un immigrant reçu) qui vivait dans la province depuis au moins six mois à la date de son embauche.

HIBERNIA

En 2009-2010, la SEDH a déclaré des dépenses de 415 millions de dollars, engagées dans une proportion de 84 % au Canada, dont 51 % à Terre-Neuve-et-Labrador. Au 31 mars 2009, le nombre total d'emplois directs dans la province rattachés au projet Hibernia était de 1 090, y compris dans les opérations de pétroliers. De ce nombre, 93 % des travailleurs étaient

des résidents de Terre-Neuve-et-Labrador et 5 % étaient des résidents d'ailleurs au Canada, au moment de leur embauche.

Tableau 9 Emplois associés à l'étape d'exploitation d'Hibernia
(au 31 mars 2010)

Lieu de travail	Lieu de résidence			Total
	Terre-Neuve-et-Labrador	Autres Canadiens	Non-Canadiens	
Plate-forme	500	23	8	531
Pétroliers	69	3	0	72
Sur terre et soutien	445	28	14	487
Total	1 014	54	22	1 090

TERRA NOVA

Pour l'année 2009-2010, Suncor Energy (anciennement Petro-Canada) a déclaré des dépenses de 369 millions de dollars, dont 82 % ont été engagés au Canada; de ce montant, 63 % sont allés à Terre-Neuve-et-Labrador. Le 31 mars 2009, le projet Terra Nova, ce qui comprend les opérations de pétroliers, employait un total de 805 personnes, dont 94 % étaient des résidents de Terre-Neuve-et-Labrador et 6 %, des résidents d'ailleurs au Canada, au moment de leur embauche.

Tableau 10 Emplois associés à l'étape d'exploitation de Terra Nova
(au 31 mars 2010)

Lieu de travail	Lieu de résidence			Total
	Terre-Neuve-et-Labrador	Autres Canadiens	Non-Canadiens	
Plate-forme	197	5	0	202
Pétroliers	69	3	0	72
Sur terre et soutien	489	37	5	531
Total	755	45	5	805



WHITE ROSE

Pour l'exercice 2009-2010, Husky Energy a déclaré des dépenses de 425 millions de dollars, dont 77 % ont été engagés au Canada; de ce montant, 60 % sont allés à Terre-Neuve-et-Labrador. Le 31 mars 2010, le projet White Rose employait en tout 1 019 personnes, opérations des pétroliers incluses, dont 89 % étaient au moment de leur embauche des résidents de Terre-Neuve-et-Labrador et 8 %, des résidents d'ailleurs au Canada.



Tableau 11 Emplois associés à l'étape d'exploitation de White Rose
(au 31 mars 2010)

Lieu de travail	Lieu de résidence			Total
	Terre-Neuve-et-Labrador	Autres Canadiens	Non-Canadiens	
Plate-forme	324	52	14	390
Pétroliers	141	9	0	150
Sur terre et soutien	438	23	18	479
Total	903	84	32	1 019

NORTH AMETHYST

Pour l'exercice 2009-2010, Husky Energy a déclaré des dépenses de 366 millions de dollars pour des travaux directement liés au développement de North Amethyst, dont 78 % ont été engagés au Canada; de ce montant, 59 % sont allés à Terre-Neuve-et-Labrador. Le 31 mars 2010, le projet de North Amethyst employait en tout 217 personnes, dont 87 % étaient des résidents de Terre-Neuve-et-Labrador et 7 %, des résidents d'ailleurs au Canada, au moment de leur embauche.

Tableau 12 Emplois associés à l'étape de développement de North Amethyst (au 31 mars 2010)

Lieu de travail	Lieu de résidence			Total
	Terre-Neuve-et-Labrador	Autres Canadiens	Non-Canadiens	
Mise en valeur	189	16	12	217
Total	189	16	12	217

HEBRON

Exxon Mobil a déclaré des dépenses de 46,9 millions de dollars pour des travaux directement liés aux activités préalables au développement du projet Hebron durant l'année civile 2009.

RECHERCHE-DÉVELOPPEMENT, ÉDUCATION ET FORMATION

L'article 45 de la législation régissant l'Accord atlantique prévoit que des dépenses soient consacrées à des activités de recherche-développement dans la province et à la tenue d'activités d'éducation et de formation dans la province. Des directives ont été produites à cet effet en novembre 2004, leur application étant rétroactive à avril 2004. Ces directives témoignent de l'opinion de l'Office à l'effet que le niveau de dépenses à Terre-Neuve-et-Labrador devrait être harmonisé à ce qui se fait ailleurs dans l'industrie pétrolière canadienne. Deux exploitants, la SEDH et Suncor Energy, ont lancé une contestation judiciaire de l'autorité exercée par l'Office sur ces directives. Les procédures liées à cette cause ont pris fin le 19 février 2009, lorsque la Cour suprême du Canada a débouté les deux compagnies plaignantes, leur refusant tout droit d'appel.

En vertu des directives, les obligations des trois projets de production en matière de recherche-développement et d'éducation et de formation sont décrites au tableau 13. Ces obligations sont inspirées d'étalons établis par Statistique Canada après étude des dépenses consacrées par les sociétés pétrolières et gazières, exprimées sous forme de pourcentage de leurs revenus bruts. Ces étalons varient d'année en année et l'Office utilise la plus récente moyenne mobile quinquennale pour déterminer les obligations. Les revenus bruts de

l'exploitation du pétrole au large de Terre-Neuve-et-Labrador sont fondés sur le volume de la production et le prix moyen du pétrole, et tiennent compte de la valeur marchande du pétrole brut produit à partir de la zone extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador.

Tableau 13 Obligations de l'industrie en matière de recherche-développement et d'éducation et de formation (en millions de dollars)
(Du 1^{er} avril 2004 au 31 décembre 2008)

Projet	Obligation	Dépenses admissibles	Surplus/ manque à gagner
Hibernia	66,52	33,80	32,72
Terra Nova	34,04	25,07	8,97
White Rose	28,35	28,35	0,00
Total	128,91	87,22	41,69

Pour le projet White Rose, les dépenses en recherche-développement et en éducation et formation ont été conformes aux attentes de l'Office. Toutefois, dans le cas des projets Hibernia et Terra Nova, l'évaluation de ces dépenses par l'Office a révélé d'importants manques à gagner. Ces retards équivalent à la période où ces exploitants contestaient l'autorité de l'Office d'établir des directives en matière de recherche-développement devant le tribunal. L'Office a demandé à ces exploitants de lui remettre un instrument financier à titre de garantie qu'ils satisferont à leurs obligations. Entre-temps, l'Office continuera d'examiner les plans de l'industrie à la lumière de ses obligations en matière de recherche-développement et d'éducation et de formation.

COORDINATION DES POLITIQUES ET DES RÈGLEMENTS

En 2009-2010, le Service de coordination des politiques et des règlements a poursuivies efforts pour libérer le personnel technique de l'Office des charges administratives afin qu'il puisse se concentrer sur l'évaluation des pratiques et des techniques les plus susceptibles d'appuyer le mandat de l'Office.

Durant la période visée par le présent rapport, le Service de coordination des politiques et des règlements a coordonné la délivrance de quatre autorisations de mener des travaux et l'approbation d'une modification à un plan de mise en valeur pour le bloc AA d'Hibernia. On trouvera au tableau 14 la liste de toutes les autorisations accordées par l'Office au cours de l'exercice.

Aussi durant le dernier exercice, le Service de coordination des politiques et des règlements a commencé à coordonner la transition au nouveau **Règlement sur le forage et la production**, y compris l'élaboration de directives, la mise à jour de formulaires et divers autres processus administratifs. Le 31 décembre 2009, l'Office a publié quatre séries de directives pour accompagner le nouveau règlement. Ces directives seront mises à l'essai pendant une année, après quoi elles seront modifiées au besoin à la lumière des commentaires des utilisateurs.

Le poste de coordination des règlements continuera de prendre de l'importance et sera en mesure de traiter d'autres autorisations et approbations en sus de celles liées aux forages et à la production, y compris celles de programmes géophysiques. La coordination des règlements pour le projet Hebron sera un important champ d'action pour le prochain exercice. L'Office dirigera l'effort de coordination des règlements pour ce projet, tant pour les documents d'évaluation environnementale que pour les demandes de mise en valeur et de retombées économiques.

Tableau 14 Autorisations délivrées par l'Office en 2009-2010

Type d'autorisation	Exploitant	Installation/navire
Autorisation de programme de construction	Husky Energy	M/V Deep Pioneer
Autorisation de programme de construction	Husky Energy	M/V Jumbo Javelin
Autorisation de programme de construction	Husky Energy	M/V Well Servicer
Construction Program Authorization	Husky Energy	SeaHorse
Autorisation de programme de plongée	Husky Energy	M/V Atlantic Hawk et ProDive Attender
Autorisation de programme géophysique	ConocoPhillips Canada	M/V Geosounder
Autorisation de programme géophysique	ExxonMobil Canada Properties	M/V Siem Mollie
Autorisation de programme géophysique	Husky Energy	M/V Anticosti
Autorisation de mener des travaux	ConocoPhillips Canada	UMFM Stena Carron
Autorisation de mener des travaux	HMDC	Plate-forme Hibernia
Autorisation de mener des travaux (forages)	Husky Energy	UMFM GSF Grand Banks et Henry Goodrich
Autorisation de mener des travaux (production)	Husky Energy	NPSD SeaRose

LES NOUVEAUX MEMBRES DU CONSEIL D'ADMINISTRATION



(deuxième rangée, de g. à d.) Carla Boyd, Darren Hicks, Jeff Clarke

(première rangée, de g. à d.) Paula Butler, Jason Pretty, Grace Evans, Carolyn Sheppard, Amanda Oakley

SERVICE D'INFORMATION

- L'Office a la garde des données et de l'information associées aux activités d'exploitation extracôtière du pétrole et du gaz naturel, conformément aux dispositions des lois de l'Accord atlantique.

GESTION DE L'INFORMATION

Durant l'année financière 2009-2010, l'Office aura affiché une amélioration continue de ses pratiques, politiques et systèmes de gestion de l'information. D'importants progrès ont été accomplis vers la mise en œuvre de deux solutions de gestion des données et des documents, alors que l'Office continue de progresser vers l'établissement d'un cadre de gestion de l'information plus effectif et efficace.

Le chargement des données du Offshore Petroleum Information Management System (OPIMS), ou système de gestion de l'information sur les pétroles extracôtiers, avance à grands pas, notamment avec le chargement des renseignements sur l'histoire des puits.

Le système de gestion des documents (TRIM) a été présenté à tous les employés de l'Office au cours du dernier exercice. Il est mis en œuvre sous forme d'un projet pilote, dont la première étape verra l'intégration d'un nouveau plan de classement des dossiers pour les dossiers des exploitants et pour le processus d'autorisation de mener des travaux.

En décembre 2009, l'Office a fait l'achat d'un nouveau réseau interne de stockage des données (SAN). Ce réseau remplace l'infrastructure existante par une technologie

mise à jour et plus performante. L'augmentation significative de mémoire de données primaires (de cinq à 75 téraoctets) servira à appuyer l'application des solutions de gestion interne et de gestion des données, ainsi qu'à traiter les masses de données techniques vitales soumises par les projets extracôtiers.

DEMANDES D'INFORMATION

En 2009-2010, l'Office a reçu 700 demandes d'information d'intervenants de l'extérieur par l'intermédiaire de son Centre de ressources documentaires. Ces demandes portaient surtout sur l'accès à des données techniques non exclusives sur le pétrole en haute mer fournies à l'Office par les exploitants. L'Office y a répondu sans qu'il ait été nécessaire pour les demandeurs d'avoir recours aux formulaires officiels de la **Loi sur l'accès à l'information**. Ceci dit, l'Office a reçu durant l'exercice trois demandes en vertu de la **Loi sur l'accès à l'information**.





ÉTATS FINANCIERS



États financiers

Office Canada - Terre-Neuve et Labrador des
hydrocarbures extracôtiers

Le 31 mars 2010





TABLE DES MATIÈRES

RAPPORT DES VÉRIFICATEURS	46
ÉTATS DES REVENUS ET DÉPENSES.	47
ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE	48
ÉTAT DES FLUX DE TRÉSORERIE	49
NOTES AUX ÉTATS FINANCIERS	50



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

Rapport des vérificateurs

Aux membres de l'Office Canada - Terre-Neuve et Labrador des hydrocarbures extracôtiers

Nous avons vérifié l'état de la situation financière de l'Office Canada - Terre-Neuve et Labrador des hydrocarbures extracôtiers au 31 mars 2010 et les états des revenus et dépenses et des flux de trésorerie de l'exercice terminé à cette date. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de l'Office. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur notre vérification.

Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir un degré raisonnable de certitude quant à l'absence d'inexactitudes importantes dans les états financiers. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers présentent fidèlement, à tous égards importants, la situation financière de l'Office au 31 mars 2010 ainsi que les résultats de ses activités et des flux de trésorerie pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

St. John's, Terre-Neuve et Labrador
le 10 mai 2010

Grant Thornton LLP
Comptables agréés

OFFICE CANADA - TERRE-NEUVE ET LABRADOR DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

État des revenus et dépenses



Pour l'exercice terminé le 31 mars

	2010	2009
Revenu		
Subventions d'exploitation		
Gouvernement du Canada	\$ 7,562,235	\$ 6,037,799
Gouvernement de Terre-Neuve et Labrador	<u>7,562,235</u>	<u>6,037,799</u>
	15,124,470	12,075,598
Plus:		
Coûts récupérés de l'industrie	11,343,318	9,056,699
Amortissement des subventions d'immobilisations reportées	679,225	301,745
Intérêts et autres	<u>65,168</u>	<u>116,383</u>
	27,212,181	21,550,425
Moins:		
Remboursement aux gouvernements des coûts récupérés	(11,343,318)	(9,056,699)
Subventions d'immobilisations reportées	<u>(1,794,086)</u>	<u>(1,852,943)</u>
Revenu net	<u>14,074,777</u>	<u>10,640,783</u>
Dépenses		
Personnel	8,735,945	8,178,667
Entretien et support	620,285	418,962
Locaux	666,456	645,748
Déplacements	110,206	110,370
Amortissement des immobilisations	652,658	301,745
Frais généraux	827,530	985,291
Enquête de sécurité sur les hélicoptères extracôtiers (Note 8)	<u>2,461,697</u>	-
	<u>14,074,777</u>	<u>10,640,783</u>
Excédent des revenus sur les dépenses	<u>\$ -</u>	<u>\$ -</u>

Voir notes afférentes aux états financiers.

OFFICE CANADA - TERRE-NEUVE ET LABRADOR DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS
État de la situation financière

Au 31 mars

	2010	2009
Actif		
Court terme		
Espèces et quasi-espèces	\$ 10,276,831	\$ 1,645,775
Sommes à recevoir	295,785	4,417,553
Frais payés d'avance	<u>380,078</u>	<u>296,932</u>
	10,952,694	6,360,260
Immobilisations (Note 4)	<u>3,935,714</u>	<u>2,820,854</u>
	<u>\$ 14,888,408</u>	<u>\$ 9,181,114</u>
Passif		
Court terme		
Fournisseurs et frais courus	\$ 6,314,996	\$ 3,599,045
Revenu perçu d'avance (Note 5)	<u>2,885,098</u>	<u>1,294,116</u>
	9,200,094	4,893,161
Subventions d'immobilisations reportées	3,935,714	2,820,853
Obligation au titre des avantages sociaux futurs (Note 6)	<u>1,752,600</u>	<u>1,467,100</u>
	<u>\$ 14,888,408</u>	<u>\$ 9,181,114</u>
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

	2010	2009
Augmentation (diminution) des espèces et quasi-espèces		
Exploitation		
Excédent des revenus sur les dépenses	\$ -	\$ -
Amortissement des subventions d'immobilisations reportées	(679,225)	(301,745)
Amortissement des immobilisations	679,225	301,745
Obligation au titre des avantages sociaux futurs	<u>285,500</u>	<u>253,000</u>
	285,500	253,000
Changements aux postes hors-caisse du fonds de roulement d'exploitation (Note 7)	<u>8,345,556</u>	<u>(2,088,085)</u>
	<u>8,631,056</u>	<u>(1,835,085)</u>
Investissement		
Achat d'immobilisations	(1,794,086)	(1,852,943)
Report de subventions d'immobilisations	<u>1,794,086</u>	<u>1,852,943</u>
	<u>-</u>	<u>-</u>
Augmentation (diminution) nette des espèces et quasi-espèces	8,631,056	(1,835,085)
Espèces et quasi-espèces		
Début de l'exercice	<u>1,645,775</u>	<u>3,480,860</u>
Fin de l'exercice	<u>\$ 10,276,831</u>	<u>\$ 1,645,775</u>

Voir notes afférentes aux états financiers.

OFFICE CANADA - TERRE-NEUVE ET LABRADOR DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

Notes aux états financiers

Le 31 mars 2010

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 assujéti 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	2 - 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

À partir du 1er janvier 2009, l'Office cotise 100% des primes pour une assurance maladie, une assurance-vie et une assurance dentaire pour les employés à la retraite. Antérieurement au 1er janvier 2009, les coûts de ce programme médical étaient partagés en parts égales entre l'Office et les retraités. 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 bénéficiaires 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 (12 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 (14 ans).

OFFICE CANADA - TERRE-NEUVE ET LABRADOR DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

Notes aux états financiers

Le 31 mars 2010

2. Conventions comptables (suite)

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.

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:

<u>Actif/Passif</u>	<u>Classement</u>	<u>Évaluation</u>
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

OFFICE CANADA - TERRE-NEUVE ET LABRADOR DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

Notes aux états financiers

Le 31 mars 2010

2. Conventions comptables (suite)

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.

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 suffisamment 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.

OFFICE CANADA - TERRE-NEUVE ET LABRADOR DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS
Notes aux états financiers

Le 31 mars 2010

4. Immobilisations

			<u>2010</u>	<u>2009</u>
	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable	Valeur comptable
Terrain et aire de stationnement	\$ 281,187	\$ -	\$ 281,187	\$ 281,187
Édifice	2,190,509	770,723	1,419,786	599,869
Améliorations locatives	402,141	262,097	140,044	161,840
Mobilier et agencements	563,808	373,271	190,537	142,430
Système de gestion de données	1,359,271	163,409	1,195,862	980,454
Logiciel informatique	578,492	189,357	389,135	378,714
Matériel informatique	<u>1,381,441</u>	<u>1,062,278</u>	<u>319,163</u>	<u>276,360</u>
	<u>\$ 6,756,849</u>	<u>\$ 2,821,135</u>	<u>\$ 3,935,714</u>	<u>\$ 2,820,854</u>

L'édifice au coût de \$851,700, le système de gestion des données au coût de \$378,817 et le logiciel informatique au coût de \$199,778 n'ont pas été amorties puisqu'ils n'étaient pas disponibles à être utilisés en fin d'exercice.

5. Revenu perçu d'avance

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Gouvernement du Canada - Financement du projet de sécurité	\$ 26,568	\$ 69,716
Gouvernement du Canada	1,720,765	612,200
Gouvernement de Terre-Neuve et Labrador	<u>1,137,765</u>	<u>612,200</u>
	<u>\$ 2,885,098</u>	<u>\$ 1,294,116</u>



OFFICE CANADA - TERRE-NEUVE ET LABRADOR DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

Notes aux états financiers

Le 31 mars 2010

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 2008 ainsi qu'une extrapolation de ces résultats au 31 mars 2010:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Obligation au titre des avantages sociaux futurs		
Solde, début de l'exercice	\$ 1,798,600	\$ 1,423,300
Coût des services rendus au cours de l'exercice	89,100	106,800
Intérêts débiteurs	158,800	103,000
Modification au régime	-	788,600
Prestations versées	(37,800)	(22,600)
Perte actuarielle (gain actuariel)	<u>706,900</u>	<u>(600,500)</u>
Solde, fin de l'exercice	<u>\$ 2,715,600</u>	<u>\$ 1,798,600</u>
Actifs des régimes	<u>\$ -</u>	<u>\$ -</u>
Rapprochement de la situation de capitalisation		
Situation de capitalisation - déficit	\$ (2,715,600)	\$ (1,798,600)
Obligation transitoire non amortie	339,900	396,500
Coût des services passés non amortie	706,500	772,200
Gain actuariel net non amortie	<u>(83,400)</u>	<u>(837,200)</u>
Passif au titre des prestations constituées	<u>\$ (1,752,600)</u>	<u>\$ (1,467,100)</u>
Coût net des prestations		
Coût des services rendus au cours de l'exercice	\$ 89,100	\$ 106,800
Intérêts débiteurs	158,800	103,000
Gain actuariel	(46,900)	(7,200)
Modification au régime	65,700	16,400
Amortissement de l'obligation transitoire	<u>56,600</u>	<u>56,600</u>
	<u>\$ 323,300</u>	<u>\$ 275,600</u>

OFFICE CANADA - TERRE-NEUVE ET LABRADOR DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS
Notes aux états financiers

Le 31 mars 2010

6. Avantages sociaux futurs (suite)

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:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Taux d'actualisation	6.3%	8.5%
Taux d'augmentation dans les niveaux de salaire	4.0%	4.0%
Taux d'inflation dentaire	4.0%	4.0%
Taux d'inflation médicale	8.0%	9.0%
	diminuant graduellement et uniformément jusqu'à 4% sur 5 ans	diminuant graduellement et uniformément jusqu'à 4% sur 6 ans

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

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Changements aux postes hors-caisse du fonds de roulement d'exploitation		
Sommes à recevoir	\$ 4,121,768	\$ (3,044,567)
Frais payés d'avance	(83,146)	(88,082)
Fournisseurs et frais courus	2,715,952	850,673
Revenu perçu d'avance	<u>1,590,982</u>	<u>193,891</u>
	\$ 8,345,556	\$ (2,088,085)

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.

OFFICE CANADA - TERRE-NEUVE ET LABRADOR DES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

Notes aux états financiers

Le 31 mars 2010

9. Engagements

(a) 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 2011	\$ 934,416
Le 31 mars 2012	\$ 951,945
Le 31 mars 2013	\$ 951,945
Le 31 mars 2014	\$ 951,945
Le 31 mars 2015	\$ 951,945

(b) L'Office s'est engagé à des paiements estimatifs de \$911,700 pour un édifice en construction. Le coût total du contrat est évalué à \$1,642,700, duquel \$731,000 a été payé à date.



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



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

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

www.cnlop.nb.nl.ca
(en anglais seulement)

design: **TOTALGROUP**