

*Réglementer en pensant
aux prochaines générations*



À LA MÉMOIRE DES VICTIMES DU VOL COUGAR 491

Le jeudi 12 mars 2009, un hélicoptère Cougar s'abîmait en mer à 28 milles marins au large de nos côtes, engloutissant 17 de ses passagers et ne laissant qu'un survivant, Robert Decker, de St. John's. Il y avait 18 personnes à bord de ce vol tragique, soit 14 travailleurs en route pour le NPSD Sea Rose, deux travailleurs en route pour la plate-forme Hibernia et les deux membres de l'équipage du Cougar. La majorité des passagers de l'hélicoptère étaient des résidents de Terre-Neuve-et-Labrador.

Les victimes de cette grande tragédie furent :

Thomas Anwyll

Langley, Colombie-Britannique

Peter Breen

St. John's

Gary Corbett

Conception Bay South

Commandant Matthew Davis

Holyrood

Wade Drake

Fortune

Wade Duggan

Witless Bay

Corey Eddy

Sibley's Cove

Keith Escott

Goulds

Colin Henley

St. John's

Copilote Tim Lanouette

Comox, Colombie-Britannique

Ken MacRae

Kingston, Nouvelle-Écosse

Allison Maher

Aquaforte

Greg Morris

Logy Bay-Middle Cove-Outer Cove

Derek Mullaney

Bay Bulls

Burch Nash

Fortune

John Pelley

Deer Lake

Paul Pike

Shearstown

Ils vivront à jamais dans nos cœurs et dans nos prières.



Office Canada – Terre-Neuve-et-Labrador 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.cnlopb.nl.ca (en anglais seulement)

Centre d'entreposage et de recherche

30 Duffy Place

St. John's (T.-N.-L.) A1B 4M5

Canada

Téléphone : 709-778-1500

Rapport annuel 2008-2009

Le 10 juin 2009

L'honorable Lisa Raitt
Ministre des Ressources naturelles du Canada
Gouvernement du Canada

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

Mesdames les Ministres,

Nous, membres de l'Office Canada – Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers, sommes heureux de présenter, conformément à l'article 29 de la législation régissant la mise en œuvre de l'*Accord atlantique*, le rapport annuel ainsi que les états financiers de l'Office pour l'exercice financier ayant pris fin le 31 mars 2009.

Veillez agréer, Mesdames les Ministres, l'assurance de notre haute considération.

Président et premier dirigeant,

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Max Ruelokke'.

Max Ruelokke, ing.

Membres de l'Office

Max Ruelokke, ing.

Président et premier dirigeant

Fred Way

Vice-président

Reg Anstey

Membre

Ed Drover

Membre

Lorne Spracklin

Membre

Halcum H. Stanley

Membre

Principaux Directeurs

John P. Andrews, LL.B

Service juridique et foncier et secrétaire de l'Office

Michael Baker, CHRA

Services administratifs

David G. Burley

Affaires environnementales

Dave Hawkins, Géo.

Prospection et Gestion des ressources, et agent principal de conservation

Sean Kelly, ARP, FCPRS

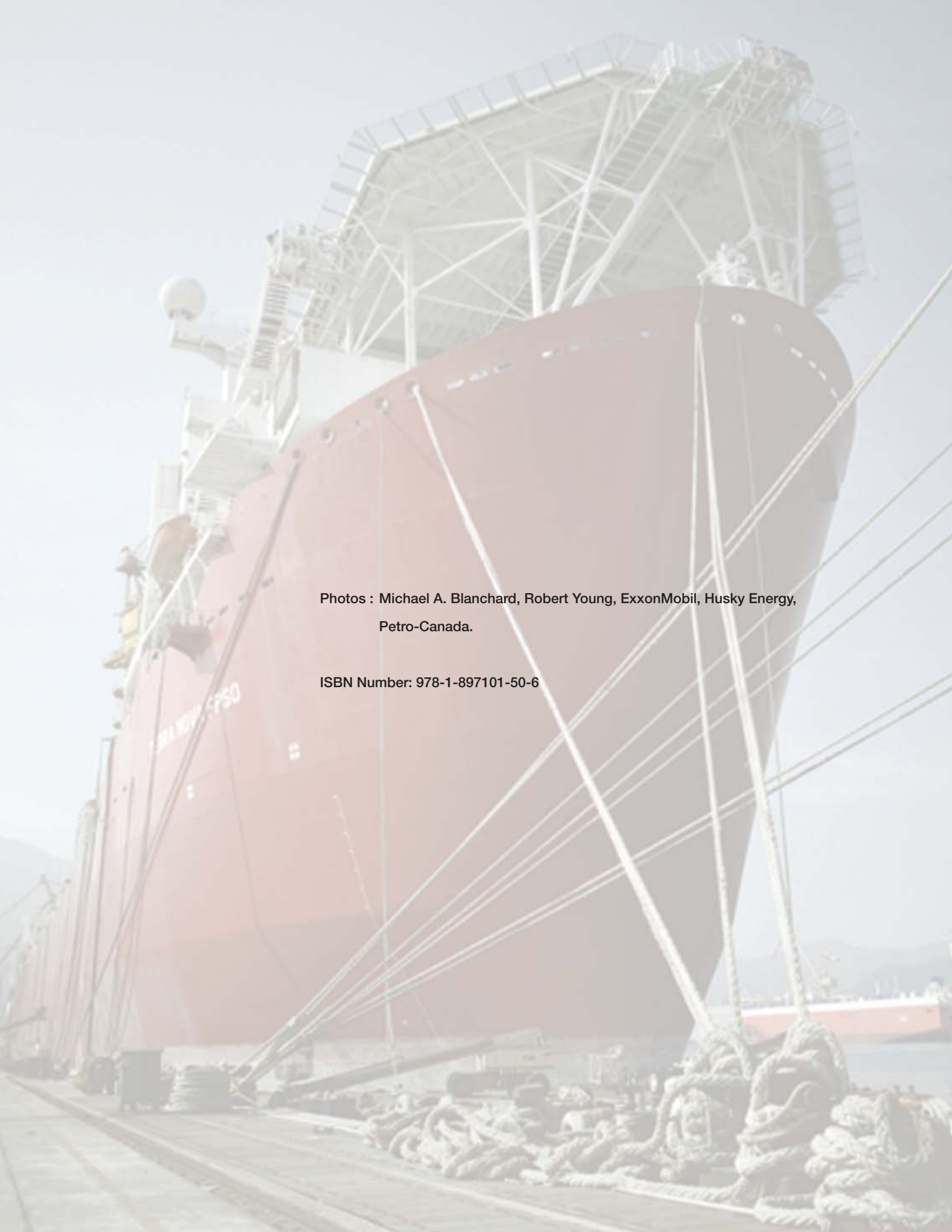
Relations publiques

Howard Pike, Ing.

Opérations et sécurité et agent principal de sécurité

Frank Smyth, Ing.

Retombées économiques, Politiques et Coordination des règlements

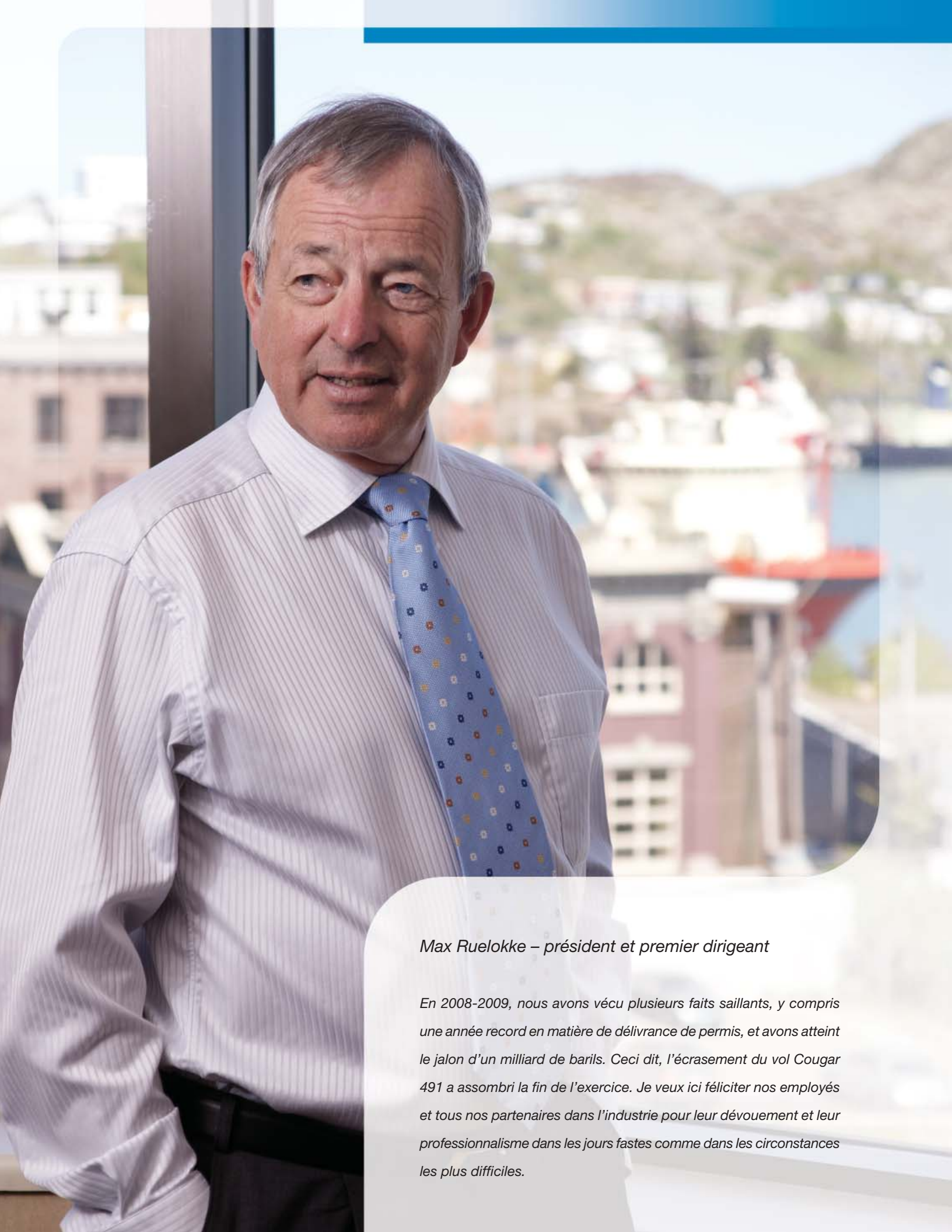


Photos : Michael A. Blanchard, Robert Young, ExxonMobil, Husky Energy,
Petro-Canada.

ISBN Number: 978-1-897101-50-6

Table des matières

Message du président et premier dirigeant	7
Membres et principaux directeurs de l'office	11
Mandat : rôle et objectifs	13
Sécurité des travailleurs en mer	16
Protection de l'environnement	19
Gestion des ressources	23
Retombées économiques, Politiques et Coordination des règlements	38
Relations publiques et service d'information	44
États financiers	47



Max Ruelokke – président et premier dirigeant

En 2008-2009, nous avons vécu plusieurs faits saillants, y compris une année record en matière de délivrance de permis, et avons atteint le jalon d'un milliard de barils. Ceci dit, l'écrasement du vol Cougar 491 a assombri la fin de l'exercice. Je veux ici féliciter nos employés et tous nos partenaires dans l'industrie pour leur dévouement et leur professionnalisme dans les jours fastes comme dans les circonstances les plus difficiles.

Message du président et premier dirigeant

Je suis heureux de présenter le rapport annuel 2008-2009 de l'Office Canada – Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers (l'Office).

Le dernier exercice a donné lieu à d'importantes réussites et réalisations... Toutefois, l'année a été assombrie par l'écrasement tragique d'un hélicoptère-navette qui a entraîné la mort de 17 employés en route vers des installations en haute mer. Le 12 mars 2009, le vol Cougar 491 s'écrasait à 28 milles marins au large des côtes après avoir diffusé un SOS. L'accident a causé la mort de 15 travailleurs du pétrole et du gaz naturel en haute mer et des deux membres de l'équipage de l'hélicoptère, ne laissant qu'un survivant, Robert Decker. L'Office a suivi de près l'enquête menée par la Commission de la sécurité des transports, principal organisme d'enquête, et par la Gendarmerie royale du Canada. L'Office joue un rôle d'observateur dans le processus de récupération et a œuvré en collaboration avec les principaux enquêteurs. Au nom de l'Office et de tout son personnel, je veux exprimer ici mes plus vives condoléances aux familles, aux amis et aux collègues éprouvés par la perte des passagers et de l'équipage, et souhaiter à monsieur Decker nos plus sincères vœux de prompt rétablissement.

L'exercice 2008-2009 s'est révélé une année record en matière de délivrance de droits. En septembre, l'Office annonçait avoir retenu les soumissions sur quatre parcelles de la zone extracôtière du Labrador, pour un total de 186 430 680 \$. Il s'agissait pour l'Office de la première fois depuis sa création en 1986 qu'il accordait des droits au Labrador. Il s'agissait aussi de la troisième vente de terres en importance pour le total des engagements en dépenses de travail. En novembre, des soumissions d'un total de 129 892 000 \$ étaient retenues pour les cinq parcelles offertes dans les secteurs Central Ridge/Passe flamande et du bassin Jeanne d'Arc. Deux autres soumissions ont été retenues, l'une pour une parcelle dans le bassin Sydney, et l'autre dans la zone extracôtière de l'ouest de Terre-Neuve-et-Labrador, pour un engagement de travail additionnel de 2 400 000 \$.

L'industrie extracôtière du pétrole et du gaz naturel de Terre-Neuve-et-Labrador a produit son milliardième baril de pétrole en janvier 2009, ce qui constitue un jalon notable pour l'industrie pétrolière et gazière de la province.

En septembre 2008, la Cour suprême de Terre-Neuve-et-Labrador, Section d'appel, rejetait l'appel de la Société de gestion et de développement d'Hibernia (SGDH) et de Petro-Canada à l'égard du verdict rendu en 2007 par la Section de première instance sur l'autorité responsable de l'application des lignes directrices en matière de recherche et de développement. En février 2009, la Cour suprême du Canada refusait d'accorder aux plaignants l'autorisation d'en appeler de ce verdict. Les lignes directrices sont donc exécutoires depuis avril 2004 et s'appliquent à tous les exploitants de l'industrie du pétrole et du gaz naturel en haute mer à Terre-Neuve-et-Labrador.

L'Office a annoncé au début d'avril 2008 que les deux gouvernements avaient ratifié la décision d'approuver le plan de développement de Husky Energy pour le champ North Amethyst. La pétrolière peut désormais aller de l'avant avec ses aménagements sous-marins qui la raccorderont au NPSD *Sea Rose*. L'Office a aussi approuvé le plan de retombées économiques associé à ce projet. Le champ North Amethyst, présumé contenir 68 millions de barils de pétrole, est un des prolongements possibles du projet *White Rose*.

En août 2008, l'Office a achevé son « Évaluation environnementale stratégique du secteur extracôtier du plateau continental du Labrador », grâce à l'appui d'un groupe de travail sous la direction de représentants de l'Office et du gouvernement du Nunatsiavut, de fonctionnaires ministériels des gouvernements provincial et fédéral, d'organismes non gouvernementaux, de l'Union des pêcheurs de Terre-Neuve et d'organisations locales. L'Office remercie tous ces intervenants de leur assistance et se considère heureux de partager avec eux de solides liens de coopération.

Les travaux visant la rationalisation et l'intégration des autorisations et des approbations délivrées par l'Office se poursuivent. En septembre 2008, l'Office a signé sa première autorisation des opérations avec Petro-Canada. En tout, quatre autorisations et quatorze approbations ont été intégrées dans cette seule autorisation des opérations pour le projet *Terra Nova*, qui recouvre les activités de forage, de production et d'intervention sur des puits pour les trois prochaines années, sans nuire pour autant à l'application du régime de surveillance réglementaire.

L'Office désire exprimer sa reconnaissance et ses meilleurs vœux à Herb Clarke et Joan Whelan, dont le mandat arrivait à expiration en 2008. Je suis aussi heureux d'accueillir deux nouveaux membres nommés par le gouvernement provincial, Reg Anstey et Ed Drover. Je suis aussi reconnaissant à mes autres collègues à l'Office, Fred Way, Lorne Spracklin et Hal Stanley, pour leur soutien et leur dévouement en temps et en expertise.

L'Office compte sur 67 employés qui effectuent un travail exceptionnel dans des circonstances souvent difficiles. Nous avons la bonne fortune de compter sur un effectif compétent et dévoué. 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 rendement exceptionnel et leur travail acharné.

Le rapport annuel qui suit présente en détail les activités de l'Office au cours de l'exercice 2008-2009. On trouvera des renseignements additionnels sur l'Office au site Web www.cnlopb.nl.ca.



Max Ruelokke, ing.
Président et premier dirigeant



L'Office désire exprimer sa reconnaissance à Herb Clarke et Joan Whelan, dont les postes au conseil d'administration arrivaient à échéance en 2008. Depuis, l'Office a accueilli deux nouveaux membres : Reg Anstey et Ed Drover.

(À l'arrière, de g. à dr.) Max Ruelokke, Halcum Stanley, Fred Way, Lorne Spracklin. (À l'avant, de g. à dr.) Reg Anstey, Ed Drover.

Structure organisationnelle de l'Office

L'Office a été 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. En application de la loi, l'Office s'acquitte des quatre mandats réglementaires suivants : 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 2008-2009, l'Office avait un budget de 13,7 millions de dollars.

Canada – Terre-Neuve-et-Labrador hydrocarbures extracôtiers





Nouveaux visages à l'Office

*(À l'arrière, de g. à dr.) Jeff Meade, Greg Molloy, Adam Miller,
Daniel Bourgeois, Sean Hemeon.*

*(À l'avant, de g. à dr.) Stephanie Johnson, Lesley Troke,
Kelly Batten-Hender, Nicholle Carter, Jennifer Parsons, Karen Smith.*

Absente de la photo : Shannon O'Keefe (voir en p. 23)

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 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, 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 préparent 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

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



Bien que la loi n'ait pas accordé de priorité à l'un ou l'autre de nos mandats, la sécurité des travailleurs et la protection de l'environnement sont pour l'Office tout en haut de la liste. Ryan Brown et Kelly Weir, deux des agents de sécurité de l'Office, vérifient que les exploitants respectent les plans de sécurité approuvés et les exigences réglementaires.

Sécurité des travailleurs en haute mer

Plans de sécurité

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 des travailleurs dans l'ensemble du chantier proposé, en prenant en considération l'interaction de tous les éléments, y compris les structures, les installations, l'équipement, les procédures et le personnel. Le plan de sécurité résume et complète le système de gestion appliqué au travail ou à l'activité.

Évaluations de la sécurité

Avant d'autoriser un exploitant 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 de mise en valeur, y compris de ses plans de sécurité et des autres renseignements soumis à l'appui, pour déterminer s'ils sont conformes à la loi et aider à ce qu'ils soient complets et adéquats. Durant l'exercice 2008-2009, l'Office a mené 12 évaluations de la sécurité.

Vérifications et inspections

En 2008, dans le cadre de son processus de rationalisation et d'intégration, l'Office a commencé à mener des vérifications intégrées de la sécurité et de la protection de l'environnement. En plus de participer aux vérifications intégrées, le Service des opérations et de la sécurité procède à des inspections trimestrielles à chaque installation, ainsi qu'à des vérifications de la sécurité spéciales ou préalables à des autorisations, au besoin.

En 2008-2009, l'Office a mené trois vérifications préalables à des autorisations, une vérification spéciale de la sécurité et de la protection de l'environnement, et 12 inspections de sécurité. Au terme du présent exercice, une autre vérification intégrée était en cours.

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.*

Enquêtes et application des règlements

En coopération avec l'Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, l'Office a préparé un document de lignes directrices conjointes en matière de rapports et d'enquêtes liés aux incidents. Ces lignes directrices devraient être publiées et commencer à être appliquées au deuxième trimestre de 2009.

Les exploitants sont tenus de préparer des rapports et de procéder à des enquêtes sur tous les incidents et les agents de sécurité passent en revue ces rapports d'enquête. À la faveur d'inspections et de vérifications en haute mer, ces agents s'assurent que tous les incidents sont signalés et font l'objet d'enquêtes, que les procédures d'enquête en cas d'incident sont observées et que des mesures correctrices sont mises en œuvre.

En 2008-2009, l'Office a examiné 157 rapports d'incidents déposés par les exploitants. De ces incidents, 32 comportaient des blessures devant être signalées. Le taux de fréquence des blessures relevées, qui ne comprend pas les décès, a été de 8,71 par million d'heures travaillées. Le 12 mars 2009, un accident d'hélicoptère a causé 17 décès et un blessé grave; on enquêtait toujours sur ce grave incident le 31 mars 2009.

Dérogations aux règlements

L'agent principal de 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 garantisse un niveau équivalent de sécurité, de protection de l'environnement et de conservation des ressources, en application de la loi. En 2008-2009, l'Office a reçu 46 demandes (formulaire de demandes relatives à la réglementation, ou DRR), dont 40 ont été traitées.

Comités conjoints de santé et de sécurité au travail

Tous les ans, l'Office organise un atelier pour permettre aux divers comités conjoints de santé et de sécurité au travail 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 2008. En outre, les agents de sécurité de l'Office ont rencontré plusieurs de ces comités conjoints durant leurs visites régulières en mer.



(De g. à dr.) Kent Slaney et Darrell Gover sont deux des agents de conformité environnementale de l'Office. Ils s'assurent que les exploitants respectent les plans de protection de l'environnement approuvés et fassent un suivi sur tous les incidents.

Protection de l'environnement

Plans de protection de l'environnement

Les plans de protection de l'environnement (PPE) prévoient des directives en vue de réduire au minimum les impacts des activités des projets sur l'environnement. Au cours de la période visée par le présent rapport, le PPE pour les opérations d'Hibernia a été examiné dans le cadre de la révision et de l'approbation du plan opérationnel d'Hibernia. Le PPE pour Terra Nova a aussi été examiné et approuvé à la faveur du processus d'approbation des autorisations de mener des opérations.

Évaluation environnementale

L'Office est l'organisation responsable de l'évaluation environnementale des projets d'activités de prospection et de production en mer, tant en vertu des lois de l'Accord que de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCEE). En 2008-2009, son personnel a complété quatre évaluations environnementales, toutes entamées en 2007-2008. Quatre autres évaluations étaient toujours en cours au 31 mars 2009. Au nombre de celles-ci, mentionnons une évaluation du niveau d'étude approfondie du projet Hebron et une évaluation préliminaire des risques de la construction et l'exploitation potentielles d'un futur centre de forage sous-marin dans le champ Hibernia.

L'évaluation environnementale stratégique (EES) du plateau continental du Labrador a pris fin en 2008 par la publication en août de son rapport final. L'Office et le gouvernement du Nunatsiavut, de concert avec d'autres intervenants de l'EES, continuent de traiter les conclusions de ce rapport. À cette fin, deux nouveaux projets ont été proposés au Fonds pour l'étude de l'environnement pour des études devant débuter en 2009 : une évaluation des retombées socio-économiques potentielles de l'activité pétrolière et gazière sur le plateau continental du Labrador, et un projet de production d'une carte, à partir des données existantes, sur les habitats de poissons vulnérables dans cette même région au large du Labrador.

En janvier 2009, l'Office a entamé une EES pour la zone extracôtière du Sud de Terre-Neuve, et formé un groupe de travail d'intéressés dont il assumera la présidence. L'EES sur le Sud de Terre-Neuve intégrera les mises à jour apportées par les EES déjà publiées du bassin Sydney et du sous-bassin Laurentien, et fera également l'évaluation d'un secteur immédiatement à l'est de ces zones. Au cours de l'exercice, l'Office a achevé le document d'orientation pour l'EES et mis sous contrat la société LGL Limited pour la préparation du rapport.

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.*

Évaluations et inspections

En 2008, l'Office a commencé à mener des vérifications intégrées, qui comprennent des volets de sécurité et de protection de l'environnement. Au cours du dernier exercice, la vérification intégrée de la SEDH, débutée au terme de l'exercice 2007-2008, a été complétée. En septembre 2008, l'Office et Environnement Canada ont mené une inspection conjointe sur le navire de production, de stockage et de déchargement (NPSD) *Terra Nova*, pour y vérifier l'utilisation des chlorofluorocarbures (CFC) à la lumière du *Règlement fédéral sur la halocarburés*. Une vérification spéciale de la sécurité et de la protection de l'environnement a aussi été menée sur l'unité mobile de forage en mer *Henry Goodrich*, pendant qu'elle était affectée à des forages pour Husky Energy. Au terme de l'exercice, l'Office travaillait à l'évaluation intégrée associée à l'autorisation des opérations de Petro-Canada.

Enquêtes et conformité

Les exploitants sont tenus de signaler à l'Office tous les déversements associés à toutes leurs installations et activités en mer, qu'ils soient réguliers et planifiés ou

imprévus et non autorisés. L'Office passe ces rapports en revue et procède à des enquêtes au besoin.

Des 53 déversements de pétrole signalés en 2008-2009, 35 concernaient des fuites d'un litre ou moins. On trouvera au tableau 1 ci-dessous des statistiques sur les déversements d'hydrocarbures au cours de l'exercice.

Le 9 septembre 2008, quelque 4 470 litres de pétrole brut se sont déversés du tuyau de déchargement du NPSD *SeaRose*. L'exploitant, Husky Energy, a entrepris une enquête détaillée sur les causes de cet incident, processus qui était toujours en cours le 31 mars 2009. L'utilisation de la pièce d'équipement fautive a été suspendue et de l'équipement de remplacement a été installé.

Mises à jour de lignes directrices

Au cours de l'exercice 2008-2009, le Service des affaires environnementales a participé à l'examen et à la mise à jour des Offshore Chemical Selection Guidelines, un travail conjoint des Offices de Terre-Neuve et de la Nouvelle-Écosse et de l'Office national de l'énergie (ONE), assisté d'un groupe de travail d'intervenants formé à cette fin.

Tableau 1

Sommaire de l'information sur les déversements en 2008-2009

Polluant	Litres	% du total Annuel ¹	Incidents
Fluides de forage synthétiques	100,10	2,100	2
Brut	4 503,40	95,070	19
Huile hydraulique et lubrifiante	132,90	2,810	18
Autres produits pétroliers	0,40	0,090	11
Condensat	0,27	0,006	3

¹ À noter : le total de ces pourcentages ne donne pas 100 % à moins d'être arrondi.

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.

En 2008-2009, l'Office a aussi fourni ses conseils pour la rédaction d'un projet de règlement sur le forage et la production. En particulier, il a participé à la préparation de conseils pour la préparation des plans de protection de l'environnement pour les opérations de forage et de production, travail qui était presque terminé en fin d'exercice.

Aussi en 2008-2009, l'Office a passé en revue ses Geophysical, Geological, Environmental and Geotechnical Program Guidelines (lignes directrices sur les programmes géophysiques, géologiques, environnementaux et géotechniques) afin d'y intégrer l'énoncé des pratiques canadiennes d'atténuation des ondes sismiques en milieu marin, publié par les gouvernements en mai 2008.

Au terme de l'exercice, l'Office a aussi entamé un examen et une mise à jour des Offshore Waste Treatment Guidelines (lignes directrices sur le traitement des déchets en mer), qui décrivent les pratiques recommandées et les normes en vigueur 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, de façon à ce que ces normes soient respectées. L'examen et la mise à jour, menés conjointement par l'Office de

Terre-Neuve-et-Labrador, l'Office de la Nouvelle-Écosse et l'Office national de l'énergie, devraient être complétés au cours du prochain exercice.

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.

La SEDH a soumis en avril 2008 son rapport de 2007 sur les levés de SIE. L'Office a examiné le rapport et formulé ses commentaires à la SEDH, qui s'apprête à soumettre 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.

Les projets Terra Nova et White Rose ont tous deux mené des examens de SIE dans leurs champs respectifs en 2008-2009. Au terme du dernier exercice, l'Office attendait toujours la soumission de rapports analytiques détaillés pour les deux programmes.



La gestion efficace des ressources exige une approche coordonnée qui engage plusieurs services. Susan Gover, conseillère juridique, et Trevor Bennett, surveillant des données, travaillent de concert pour créer les cartes terrestres et marines utilisées à des fins de gestion des ressources.

Gestion des ressources

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 2009, 38 permis de prospection étaient en vigueur dans la zone extracôtière, dont 11 avaient été délivrés durant l'exercice 2008-2009, pour des engagements de travail d'une valeur de plus de 872 millions de dollars. À l'heure actuelle, 48 attestations de découverte importante et huit licences de production ont été délivrées dans la zone extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador.

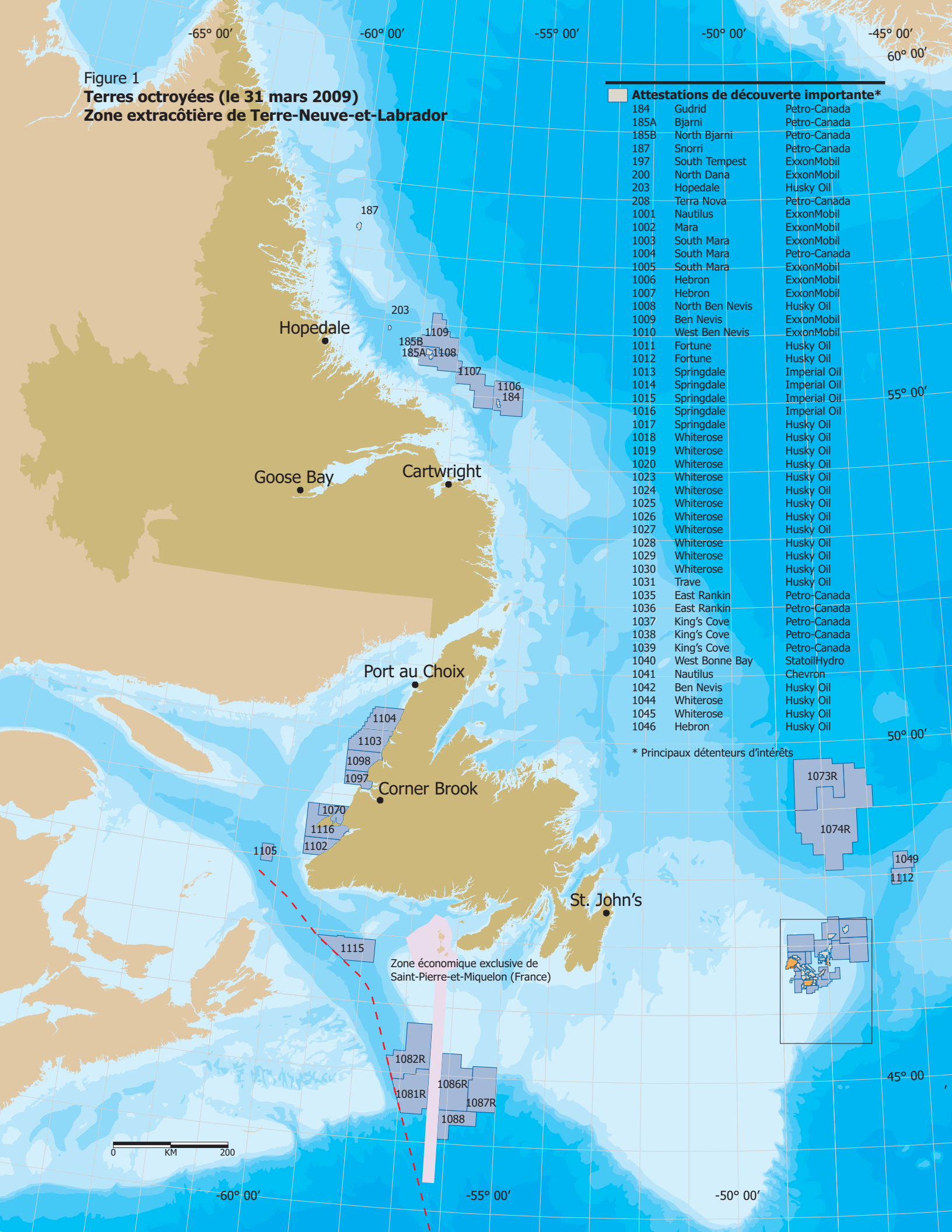
Les figures 1 et 2 indiquent les emplacements approximatifs visés par tous les permis courants. On trouvera de l'information et des cartes plus détaillées concernant chacun de ces permis au site Web de l'Office.

Le mandat de l'Office en matière de gestion des ressources couvre tout le spectre des activités de l'industrie, de 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.*



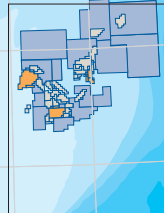
Figure 1
Terres octroyées (le 31 mars 2009)
Zone extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador



Attestations de découverte importante*

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

* Principaux détenteurs d'intérêts



Permis d'opérations

Pour être autorisé à conduire quelque travail ou activité que ce soit associé aux hydrocarbures dans la zone extracôtère, il faut se procurer un permis d'opérations. Au cours de l'exercice 2008-2009, l'Office a délivré 19 permis d'opérations.

Appel d'offres

L'appel d'offres NL07-2 (zone extracôtère du Labrador) a pris fin en septembre 2008, après que sa date d'échéance originale de 2007 ait été reportée. Des soumissions ont été retenues sur quatre parcelles d'une superficie totale de 939 678 hectares, pour des engagements de 186 430 680 \$. Il s'agissait de la première vente de parcelles au large du Labrador depuis la création de l'Office. 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.

Les appels d'offres NL08-1 (Central Ridge/passe Flamande) et NL08-2 (bassin Jeanne d'Arc) ont pris fin le 14 novembre 2008 et des soumissions ont été retenues pour les cinq parcelles offertes, pour des engagements totaux de 129 892 000 \$. Trois de ces parcelles sont situées dans le secteur de Central Ridge/passe Flamande et les deux autres dans le bassin Jeanne d'Arc. Les appels d'offres NL08-3 (bassin Sydney) et NL08-4 (zone extracôtère de l'Ouest de Terre-Neuve-et-Labrador), dont l'échéance était fixée au 28 novembre 2008, se sont soldées par l'attribution de deux des trois parcelles offertes, pour un engagement total de 2 400 000 \$. Les soumissions représentent les

dépenses auxquelles s'engagent les promoteurs pour la prospection de leurs parcelles au cours des cinq premières années de leur permis de prospection de neuf ans.

Demandes de désignations

En octobre 2008, l'Office a procédé à l'appel de désignation de parcelles NL08-1 en prévision de la vente de parcelles de 2009. En fin d'exercice, l'Office n'avait pas annoncé d'appel d'offres pour 2009.

Regroupement, abandon et modification de permis

En juin 2008, l'Office concluait un accord avec ConocoPhillips, qui acceptait de se départir du permis de prospection EL 1084 et d'une partie des permis EL 1082, 1083, 1085 et 1086, les parcelles restantes étant regroupées sous les permis EL 1081R, 1082R, 1086R et 1087R. En vertu d'une autre entente avec les détenteurs d'intérêts sur le bassin Orphan, le permis EL 1075 a été abandonné, de même qu'une partie de EL 1080; les permis résultant de ces abandons sont EL 1073R, détenu par Chevron Canada Limited, et EL 1074R, détenu par ExxonMobil Canada Ltd. Dans la zone extracôtère de l'Ouest de Terre-Neuve, le permis EL 1069 a été abandonné, aucun puits n'ayant été foré dans cette parcelle durant la Période 1 prévue aux conditions du permis de prospection.

Bureau d'enregistrement

L'Office tient un registre public qui permet d'enregistrer les permis de prospections, 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 2008-2009, des droits d'une valeur de 714 486,75 \$ 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 158 332 173,19 \$ au nom de l'État.



Stockage de données et recherche

Les échantillons de carottes, de déblais de forage et de fluides, les plaques pétrographiques et biostratigraphiques et divers autres matériaux géologiques soumis à la suite des forages de puits dans la zone extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador sont conservés au Centre d'entreposage et de recherche de l'Office (CERO). En 2008-2009, le Centre a été utilisé en premier lieu par l'industrie (63 %), puis par les universités (20 %) et par le gouvernement (17 %). Les recherches menées cette année par l'entremise du CERO ont touché presque tous les secteurs extracôtiers, 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 2008-2009, les gouvernements ont prévu un financement spécial pour permettre à l'Office de mener des travaux préliminaires en vue d'agrandir le CERO. Il s'agira éventuellement d'agrandir la section d'entreposage pour en accroître la capacité et d'aménager plus d'espace pour l'étude des carottes. Au cours de l'exercice, une partie de la propriété adjacente a été achetée afin de permettre l'agrandissement de l'édifice vers l'ouest, et la conception architecturale a débuté.

Engagements de prospection

Au 31 mars 2009, les détenteurs d'intérêts s'étaient engagés à consacrer 872 756 736 \$ à des activités de prospection, avec des dépôts de garantie évalués à 218 189 184 \$.

Programmes géophysiques et géologiques

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

Quatre programmes de levés sismiques bidimensionnels (2D) et tridimensionnels (3D) ont été menés durant l'année. StatoilHydro a enregistré des données 3D exclusives au moyen du navire *Veritas Vantage*. Le levé final a fourni 844 km² de données sismiques sur les parcelles visées par les permis EL 1100 et 1101 et dans le champ Terra Nova. Il y a lieu de noter que la partie de ce levé sismique visant le champ Terra Nova a fourni un levé sismique 4D sur la parcelle de production PL 1002 au moyen de deux navires, le *Veritas Vantage* et le *Kondor Explorer*.

En juillet 2008, l'utilisation du navire *Veritas Vantage* passait à Husky Energy, qui a entrepris un programme sismique 3D exclusif. En tout, Husky a recueilli des données sismiques sur 1 437 km² dans les champs White Rose et North Amethyst, ainsi que dans les parcelles visées par les permis EL 1090, 1091 et 1099.

Geophysical Services Inc. (GSI) a été autorisé à mener son sixième levé sismique 2D non exclusif au-dessus du plateau continental du Labrador. En tout, la société a enregistré des données sur 4 122 km au moyen du navire *GSI Pacific*. L'Office a aussi autorisé GSI à mener un levé 2D non exclusif dans l'Ouest de Terre-Neuve au-dessus du

bassin d'Anticosti. Portant sur les parcelles de prospection EL 1097, 1098 et 1103, le levé a recueilli des données sismiques sur 2 555 km au total.

L'Office a approuvé deux levés d'emplacement de puits durant la période visée par le présent rapport. StatoilHydro a recueilli des données de puits dans le chenal du Bonnet flamand pour son puits Mizzen O-16 au moyen du navire *Atlantic Osprey*, et Petro-Canada a eu recours au navire *Anticosti* pour recueillir des données sismiques 2D de haute précision sur 123 km dans les parcelles de prospection EL 1092 et 1113.

En tout, ces recherches représentent 2 281 km² de données sismiques tridimensionnelles et 6 800 km de données bidimensionnelles (y compris celles obtenues par levés sismiques de haute précision) recueillies dans la zone extracôtière durant l'exercice 2008-2009. 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.



Tableau 2

Programmes géophysiques approuvés et réalisés

Exploitant	Programme	Secteur	Couverture (km CMP)
StatoilHydro	Levé sismique 3D	Bassin Jeanne d'Arc	844 km ²
Husky Energy	Levé sismique 3D	Bassin Jeanne d'Arc	1 437 km ²
GSI	Levé sismique 2D	Plateau continental du Labrador	4 122 km
GSI	Levé sismique 2D	Bassin d'Anticosti	2 555 km
StatoilHydro	Levé en surface	Bassin du chenal du Bonnet flamand	s. o.
Petro-Canada	Levé sismique de haute précision	Bassin Jeanne d'Arc	123 km

Programmes de forage

En 2008-2009, on a démarré le forage de quinze puits (y compris des puits déviés), dont trois à partir d'installations sur terre dans l'Ouest de Terre-Neuve. Un puits a été foré en 2007, mais complété en 2008-2009. Au 31 mars 2009, des travaux de forage étaient toujours en cours à trois puits.

On trouvera au tableau 3 la liste des autorisations accordées durant le dernier exercice. Il y a lieu de noter que le nombre de puits forés ne correspond pas nécessairement au nombre d'autorisations de forer un puits (AFP) sollicitées et accordées. De plus, le forage d'un puits dévié ne nécessite pas toujours la présentation d'une nouvelle demande d'AFP. Certaines demandes peuvent avoir été approuvées pour des forages qui ont commencé et sont toujours en cours, ou pour des forages qui n'ont pas encore commencé.

Tableau 3

Autorisations associées aux forages

Champ	APF ¹	AFP ²
Hibernia	14	5
Terra Nova	1	1
White Rose	0	2
North Amethyst	0	3

¹ Approbation de programme de forage (inclut toute opération inhabituelle ou tout reconditionnement d'un puits)

² Autorisation de forer un puits (inclut les nouveaux puits et les déviations de puits existants)

Hibernia

La SEDH a procédé à une réentrée au puits B-16 21 et a commencé le forage du puits dévié B-16 21Z. La SEDH a percé et complété trois puits de développement à Hibernia.

Husky Energy

Husky Energy a amorcé le forage des deux puits de développement G-25 1 et G-25 2 dans le champ North Amethyst. Devant l'arrivée imminente des glaces, les forages ont dû être suspendus après le forage de la section de surface de G-25 1 et de la section de conducteur de G-25 2. Husky Energy a aussi foré deux autres puits de développement, J-22 dans le réservoir West White Rose et B-07 10Z dans le réservoir South White Rose.

De plus, Husky Energy a foré deux puits de délimitation, North Amethyst E-17 dans le secteur du champ North Amethyst, et White Rose E-28, dans le réservoir West White Rose. Ces puits ont été forés au moyen de la plate-forme de forage semi-submersible *Henry Goodrich*. Cette plate-forme est utilisée par Husky Energy, Petro-Canada et StatoilHydro dans le cadre d'un programme multi-puits et multi-exploitants de forages de délimitation, de prospection et de développement d'une durée de 18 mois.

Exploration

StatoilHydro a eu recours au *Henry Goodrich* pour amorcer en décembre 2008 le forage du puits d'exploration Mizzen O-16 dans le bassin du chenal du Bonnet flamand, en vertu du permis EL 1049. Ce puits a été complété durant le premier trimestre de 2009.

Ouest de Terre-Neuve

L'Office et le gouvernement provincial ont œuvré en coopération pour réglementer les forages sous-marins menés à partir de puits côtiers. La société exploitante, Shoal Point Energy, a foré un puits dirigé vers le large à partir d'un site situé à proximité du puits abandonné Shoal Point K-39. Le forage du puits 2K-39 a débuté en mars 2008; le forage d'un puits dévié subséquent, le 2K-39Z, a été commencé en juin 2008 et complété en juillet 2008.

Évaluation des puits, opérations et évaluation des ressources

L'Office s'efforce de veiller à ce que les champs d'hydrocarbures soient exploités de la façon la plus efficace qui soit pour optimiser la récupération des ressources et éviter le gaspillage. On trouvera au tableau 4 les estimations les plus récentes de l'Office et les chiffres de production à ce jour.

Aux fins de l'interprétation du tableau 4, 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. Par « ressources », on entend les volumes d'hydrocarbures exprimés suivant un facteur de probabilité de 50 p. cent 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).

Tableau 4

Réserves et ressources pétrolières — Région extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador

Champ	Pétrole		Gaz naturel	LGN ¹
	<i>millions de barils</i>	<i>Produit millions de barils</i>		
Grands Bancs				
Hibernia	1 244	632,88	1 794	202
Terra Nova	354	266,55	45	3
Hebron	581	–	–	–
White Rose	305	122,97	3 023	96
Ben Nevis	114	–	429	30
West Bonne Bay	36	–	–	–
North Amethyst	68	–	315	–
West Ben Nevis	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	2 840		6 606	355
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	2 840		10 850	478
Produites²		1 022,40		0
Restantes	1 818		10 850	478

¹ 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.

² Les réserves de pétrole produites comprennent aussi une petite quantité de liquides de gaz naturel. Volumes produits au 31 mars 2009.

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 2008-2009 a été de 50,8 millions de barils, soit une moyenne quotidienne de 139 164 barils. L'Office estime que les réserves de pétrole d'Hibernia se situent à 1,244 milliard de barils, dont 632,9 millions de barils avaient été produits au 31 mars 2009.

En 2008-2009, l'Office a approuvé le plan de tarissement du réservoir A d'Hibernia. La SEDH a soumis ce plan pour satisfaire à la condition 97.01.1 du rapport *Décision 97.01*.



Tableau 5

Statistiques de production du champ Hibernia

		2008-2009	Total au 31 mars 2009
Production			
Pétrole	millions de barils	50,8	632,88
Gaz naturel	milliards de pi ³	89,13	910,41
Eau	millions de barils	45,56	234,45
Utilisation du gaz naturel			
Brûlé à la torche	milliards de pi ³	3,03	75,3
Carburant	milliards de pi ³	5,81	59,47
Injecté	milliards de pi ³	80,3	786,6
Eau injectée	millions de barils	94,52	820,25

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 2008-2009, la production totale de Terra Nova a atteint 36 millions de barils. Le NPSD *Terra Nova* a produit, au cours du dernier exercice, 98 517 barils de pétrole par jour en moyenne. Selon les estimations de l'Office, le champ Terra Nova aurait des réserves de 354 millions de barils. Toutefois, à la lumière de l'histoire de la production dans ce champ, l'Office est en train de procéder à une réévaluation des réserves de Terra Nova. Le champ a atteint le jalon des 250 millions de barils en octobre 2008. Au 31 mars 2009, Terra Nova avait produit 266,6 millions de barils.



Tableau 6

Statistiques de production du champ Terra Nova

		2008-2009	Total au 31 mars 2009
Production			
Pétrole	millions de barils	35,96	266,55
Gaz naturel	milliards de pi ³	59,23	301,51
Eau	millions de barils	25,86	78,37
Utilisation du gaz naturel			
Brûlé à la torche	milliards de pi ³	1,95	43,4
Carburant	milliards de pi ³	4,61	27,07
Injecté	milliards de pi ³	52,66	231,04
Levage	milliards de pi ³	7,81	9,93
Eau injectée	millions de barils	53,92	321,85

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 2008-2009, la production totale de White Rose a été de 37,2 millions de barils. Le NPSD SeaRose a extrait 101 849 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 millions de barils, 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 cours de l'exercice, White Rose a connu sa première production d'eau significative. Le gisement a atteint le jalon des 100 millions de barils en septembre 2008. Au 31 mars 2009, 123 millions de barils avaient été produits, ce qui laisse des réserves de pétrole de 182 millions de barils.



Tableau 7

Statistiques de production du champ White Rose

		2008-2009	Total au 31 mars 2009
Production			
Pétrole	millions de barils	31,17	122,97
Gaz naturel	milliards de pi ³	32,81	99,07
Eau	millions de barils	8,9	11,61
Utilisation du gaz naturel			
Brûlé à la torche	milliards de pi ³	3,47	20,79
Carburant	milliards de pi ³	3,88	10,44
Injecté	milliards de pi ³	25,46	68,76
Levage	milliards de pi ³	0,56	0,56
Eau injectée	millions de barils	66,68	195,07

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 l'Office a estimé ses réserves à 68 millions de barils.

En février 2008, l'Office a approuvé une demande de plan de mise en valeur pour le champ North Amethyst comme champ satellite et son raccordement au NPSD Sea Rose. Les gouvernements provincial et fédéral ont approuvé cette décision fondamentale de l'Office en avril 2008. On s'attend à ce que le champ North Amethyst commence à produire du pétrole vers la fin de 2009 ou le début de 2010.

Hebron

Le champ Hebron, découvert en 1981, est un gisement non encore mis en valeur situé au nord du champ Terra Nova. Les préparatifs de cette exploitation se poursuivent, notamment par diverses activités locales de recrutement et de commande d'équipement. L'Office a été informé qu'ExxonMobil avait prévu des activités contractuelles d'une valeur de 20 millions de dollars pour le projet au cours du prochain exercice. Ces travaux seront associés aux activités d'évaluation environnementale et de génie nécessaires pour appuyer la présentation à l'Office d'une demande de mise en valeur de ce champ.

L'exploitant du champ Hebron, ExxonMobil, est en consultation régulière avec l'Office, qui s'attend à ce qu'il lui soumette une demande de mise en valeur, comprenant son plan de développement et son plan de retombées économiques, au cours du prochain exercice.



(De g. à dr.) Jonathan MacDonald, John Andrews et Colin Dyer préparent une présentation pour un de nos groupes d'intervenants. Tous trois ont joué un rôle clé dans la formulation des lignes directrices de l'Office en matière de recherche et développement et d'éducation et de perfectionnement.

Retombées économiques, Politiques et Coordination des règlements

Administration des retombées

En 2008, il s'est effectué pour 1,68 milliard de dollars de travaux dans la zone extracôtère de Terre-Neuve-et-Labrador, ce qui porte à 24,68 milliards de dollars le total des dépenses engagées depuis 1966. Au 31 décembre 2008, 3 455 personnes participaient directement aux activités pétrolières liées à la zone extracôtère de Terre-Neuve-et-Labrador. Tout au cours de l'année écoulée, l'Office a surveillé les opérations d'Hibernia, de Terra Nova et de White Rose, les activités de construction de North Amethyst et les activités associées à la prospection dans la zone extracôtère de Terre-Neuve-et-Labrador, afin de veiller à ce qu'elles respectent les plans de retombées économiques approuvés. Les dépenses détaillées engagées pour la mise en valeur d'Hibernia, de Terra Nova, de White Rose et de North Amethyst, de même que les emplois découlant de ces projets, sont résumés ci-dessous.

En 2008, l'Office a examiné et approuvé les plans de retombées associés à des programmes de prospection géoscientifique dans le bassin Jeanne d'Arc, au large de l'Ouest de Terre-Neuve et au large du Labrador. En 2008, on a dépensé 92 millions de dollars pour ces programmes, créant ainsi de l'emploi estimé à 876 mois-travail.

Retombées économiques de l'industrie pétrolière

En 2008, le secteur extracôtier de Terre-Neuve-et-Labrador a représenté 36 % de la production totale de pétrole brut léger au Canada, évaluée à plus de 12,7 milliards de dollars. Le secteur des hydrocarbures est directement responsable de 36 % du produit intérieur brut (PIB) réel de la province. Depuis le début de la production en 1997, le PIB de la province a augmenté de 65 % et près de la moitié de cette croissance peut être attribuée directement au secteur du pétrole et du gaz naturel. En 2008, l'industrie a représenté 23 % du total des investissements privés en capitaux dans la province, avec plus de 800 millions de dollars en dépenses en capital.

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.*

À l'heure actuelle, les exploitants se sont engagés à réaliser pour 872 millions de dollars en travaux de prospection. Les activités de production courantes constituent une industrie de 1,34 milliard de dollars par an, dont 47 % sont dépensés chaque année à Terre-Neuve-et-Labrador et 24 % ailleurs au Canada.

À la fin de 2008, le secteur du pétrole et du gaz naturel donnait de l'emploi direct à 3 455 personnes, ce qui représentait près de 1,65 % des emplois dans la province. Par ses effets d'entraînement, l'industrie a fourni près de 5 % du total des emplois.

On trouvera aux tableaux 8, 9 et 10 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 11 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 rattachement de North Amethyst. Par résident de Terre-Neuve-et-Labrador, on entend un Canadien (ou un immigrant reçu) qui vivait dans la province depuis au moins six mois à la date de son embauche.

Hibernia

En 2008-2009, la SEDH a déclaré des dépenses de 432 millions de dollars, engagées dans une proportion de 75 % au Canada, dont 45 % à Terre-Neuve-et-Labrador. Au 31 mars 2009, le nombre total d'emplois directs dans la province rattachés au projet Hibernia était de 1 068, 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 8

Emplois associés à l'étape d'exploitation d'Hibernia (au 31 mars 2009)

Lieu de travail	Lieu de résidence			Total
	Terre-Neuve-et-Labrador	Autres Canadiens	Non-Canadiens	
Plate-forme	422	28	9	459
Pétroliers	111	5	0	116
Sur terre et soutien	462	19	12	493
Total	995	52	21	1 068

Terra Nova

Pour l'année 2008-2009, Petro-Canada a déclaré des dépenses de 286,7 millions de dollars, dont 81 % ont été engagés au Canada; de ce montant, 64 % 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 835 personnes, dont 92 % étaient des résidents de Terre-Neuve-et-Labrador et 6 %, des résidents d'ailleurs au Canada, au moment de leur embauche.

Tableau 9

Emplois associés à l'étape d'exploitation de Terra Nova (au 31 mars 2009)

Lieu de travail	Lieu de résidence			Total
	Terre-Neuve-et-Labrador	Autres Canadiens	Non-Canadiens	
Plate-forme	226	28	1	239
Pétroliers	58	0	0	58
Sur terre et soutien	487	37	14	538
Total	771	49	15	835



Max Ruelokke (président de l'Office) et Gary Vokey (Petro-Canada) signent une nouvelle autorisation liée à l'exploitation de Terra Nova.

White Rose

Pour l'exercice 2008-2009, Husky Energy a déclaré des dépenses de 661,6 millions de dollars, dont 67 % ont été engagés au Canada; de ce montant, 42 % sont allés à Terre-Neuve-et-Labrador. Le 31 mars 2009, le projet White Rose employait en tout 1 094 personnes, opérations des pétroliers incluses, dont 88 % étaient au moment de leur embauche des résidants de Terre-Neuve-et-Labrador et 8 %, des résidants d'ailleurs au Canada.

Tableau 10

Emplois associés à l'étape d'exploitation de White Rose (au 31 mars 2009)

Lieu de travail	Lieu de résidence			Total
	Terre-Neuve-et-Labrador	Autres Canadiens	Non-Canadiens	
Plate-forme	347	41	14	402
Pétroliers	147	8	1	156
Sur terre et soutien	466	37	33	536
Total	960	86	48	1 094

North Amethyst

Pour l'exercice 2008-2009, Husky Energy a déclaré des dépenses de 275,8 millions de dollars pour des travaux directement liés à l'aménagement du raccordement de North Amethyst, dont 79 % ont été engagés au Canada; de ce montant, 69 % sont allés à Terre-Neuve-et-Labrador. Le 31 mars 2009, le projet de rattachement de raccordement de North Amethyst employait en tout 487 personnes, dont 76 % étaient des résidants de Terre-Neuve-et-Labrador et 1 %, des résidants d'ailleurs au Canada, au moment de leur embauche.

Tableau 11

Emplois associés à l'étape de développement de North Amethyst (au 31 mars 2009)

Lieu de travail	Lieu de résidence			Total
	Terre-Neuve-et-Labrador	Autres Canadiens	Non-Canadiens	
Mise en valeur	371	5	111	487
Total	371	5	111	487

Coordination des politiques et des règlements

En 2008-2009, l'Office a poursuivi sa participation aux activités de l'Initiative de renouvellement de la réglementation concernant les zones pionnières extracôtières (IRRZPE) menée par les gouvernements. Ce projet vise le passage d'une approche prescriptive à une réglementation axée sur des objectifs. L'Office préside les travaux de formulation d'orientation conjointe sur un nouveau *Règlement sur le forage et la production* axé sur des objectifs, qui devrait être promulgué vers la fin de l'année 2009 dans les trois offices de réglementation des zones pionnières du Canada, soit l'Office lui-même, l'Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers et l'Office national de l'énergie.

En 2008, l'Office a créé, au sein de son Service des retombées industrielles, des politiques et de la coordination des règlements, un poste de coordination centralisée des approbations et autorisations associées aux activités extracôtières. Cette approche améliorera le processus d'examen par l'Office des demandes des exploitants.

Coordination des autorisations et des approbations

L'Office poursuit aussi ses travaux de regroupement des autorisations et des approbations pour White Rose et Hibernia, dans un contexte où diverses dispositions doivent être renouvelées au cours du prochain exercice.

Les travaux sont aussi bien engagés en vue de normaliser et de rationaliser le processus de délivrance des diverses approbations des opérations de chaque puits. En temps normal, l'Office doit accorder chaque année une cinquantaine d'approbations pour les forages, les complétions, les reconditionnements et les essais d'écoulement de formation. Pour ces demandes, on commencera dès le début du nouvel exercice à recourir à des modèles standardisés, nettement plus efficaces pour l'Office comme pour l'industrie.



CANADA-NEWFOUNDLAND
and LABRADOR
**OFFSHORE
PETROLEUM
BOARD**

Regulating for
future generations

• Health and Safety • Environmental Protection
• Land Rights Issuance

(De g. à dr.) David Mills, Stephanie Johnson, Debra Downing et Kelly Weir répondent aux questions et fournissent de l'information à l'occasion du Salon du pétrole du Canada Atlantique. Dans le cadre de son programme de relations publiques, l'Office a inauguré son nouveau site Web et s'est doté d'un nouveau présentoir portatif.

Relations publiques et Service d'information

Relations publiques

En juin 2008, l'Office a lancé la nouvelle version de son site Web. Le nouveau site a une allure plus moderne, des outils de navigation améliorés et une façon différente de structurer l'information. On a formé un comité de gestion du site Web, réunissant des représentants de tous les services, pour superviser les activités continues de maintien et d'amélioration du site.

L'Office a aussi fait l'achat en 2008 d'un nouveau présentoir portatif qu'il utilisera à des salons professionnels et à des conférences. Le nouveau présentoir a contribué à rehausser la visibilité de l'Office à divers événements pour le public et l'industrie.

Gestion de l'information

L'année financière 2008-2009 aura apporté des changements importants dans la fonction de gestion de l'information à l'Office, dont les pratiques, les politiques et les systèmes ont connu une croissance continue. Par l'achat et la mise en place de solutions de gestion des données et de gestion de l'information interne, l'Office continue de progresser vers l'établissement d'un cadre de gestion de l'information plus effectif et efficace. Il a notamment fait l'achat de nouveaux rayonnages mobiles et de locaux de bureaux additionnels pour faciliter le déménagement et le remaniement de la fonction de gestion des documents physiques.

Au cours du premier trimestre de l'exercice, l'Office a négocié une entente de services cadre avec Halliburton (Landmark) pour l'achat et l'installation d'une solution de gestion de données pour archiver les données techniques sur la zone extracôtière fournies à l'Office par les exploitants. L'installation du Offshore Petroleum Information Management System (OPIMS), ou système de gestion de l'information sur les pétroles extracôtiers, est maintenant terminée et l'étape de mise en place officielle du projet a pris fin. Au dernier trimestre de 2008-2009, on a dispensé la formation initiale aux employés et on a formulé un plan de mise en œuvre qui verra le chargement de données être réparti sur plusieurs années selon les ressources, les priorités du personnel de l'Office et l'existence de données numériques.

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.

Au cours du dernier exercice, l'Office a choisi TRIM comme solution de gestion de son information. Au dernier trimestre, deux projets pilotes de TRIM ont été complétés : un essai d'archivage pour le stockage hors place des dossiers et un processus de rapport trimestriel pour les ministres. L'intégration de TRIM à tous les ordinateurs de l'Office est assujéti à la fourniture du nouveau plan de classification des documents fonctionnels, attendu au premier trimestre de 2009-2010. Un plan de mise en œuvre pluriannuel est en cours d'élaboration.

Demandes d'information

En 2008-2009, l'Office a reçu 489 demandes d'information d'intervenants de l'extérieur par l'intermédiaire de son Centre de ressources d'information. 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 une demande officielle en vertu de la *Loi sur l'accès à l'information*. À cause de cette demande, l'Office doit répondre à un appel porté par un tiers devant la Cour fédérale du Canada en vue d'empêcher l'Office de rendre publics les documents demandés. En date du 31 mars 2009, l'Office avait produit ses arguments devant le tribunal et attendait son verdict.





Walter Bobby est l'ingénieur principal de structure de l'Office et Brenda Fowler est notre agente des finances. Les activités de l'Office sont vérifiées chaque année par une société de vérification financière indépendante.

États financiers



États financiers

Office Canada - Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers

Le 31 mars 2009

Table des matières

Rapport des vérificateurs	49
États des revenus et dépenses	50
État de la situation financière	51
État des flux de trésorerie	52
Notes aux états financiers	53

Rapport des vérificateurs



Grant Thornton LLP

187 Kenmount Road
St. John's, NL
A1B 3P9

T (709) 722-5960

F (709) 722-7892

www.GrantThornton.ca

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 2009 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 2009 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

A stylized, handwritten signature of "Grant Thornton LLP" in black ink.

Le 1^{er} mai 2009



Comptables agréés

État des revenus et dépenses

Pour l'exercice terminé le 31 mars	2009	2008
Revenu		
Subventions d'exploitation		
Gouvernement du Canada	\$ 6,037,799	\$ 4,898,389
Gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador	<u>6,037,799</u>	<u>4,898,389</u>
	12,075,598	9,796,778
Plus:		
Coûts récupérés de l'industrie	9,056,699	7,048,133
Amortissement des subventions d'immobilisations reportées	301,745	321,541
Intérêts et autres	<u>116,383</u>	<u>186,813</u>
	21,550,425	17,353,265
Moins:		
Remboursement aux gouvernements des coûts récupérés	(9,056,699)	(7,048,133)
Subventions d'immobilisations reportées	<u>(1,852,943)</u>	<u>(374,718)</u>
Revenu net	<u>10,640,783</u>	<u>9,930,414</u>
Dépenses		
Personnel	8,178,667	7,291,186
Entretien et support	418,962	420,080
Locaux	645,748	563,906
Déplacements	110,370	209,328
Amortissement des immobilisations	301,745	321,541
Frais généraux	<u>985,291</u>	<u>1,124,373</u>
	10,640,783	<u>9,930,414</u>
Excédent des revenus sur les dépenses	\$ -	\$ -

Voir notes afférentes aux états financiers.

État de la situation financière

Au 31 mars	2009	2008
Actif		
Court terme		
Espèces et quasi-espèces	\$ 1,645,775	\$ 3,480,860
Sommes à recevoir	4,417,553	1,372,985
Frais payés d'avance	<u>296,932</u>	<u>208,850</u>
	6,360,260	5,062,695
Immobilisations (Note 3)	<u>2,820,854</u>	<u>1,269,656</u>
	\$ 9,181,114	\$ 6,332,351
Passif		
Court terme		
Fournisseurs et frais courus	\$ 3,599,045	\$ 2,748,372
Revenu perçu d'avance (Note 4)	<u>1,294,116</u>	<u>1,100,225</u>
	4,893,161	3,848,597
Subventions d'immobilisations reportées	2,820,853	1,269,654
Obligation au titre des avantages sociaux futurs (Note 5)	<u>1,467,100</u>	<u>1,214,100</u>
	\$ 9,181,114	\$ 6,332,351
Engagements et Éventualité (Notes 7 et 8)		
Pour le Conseil		
	Membre	
	Membre	

Voir notes afférentes aux états financiers.

État des flux de trésorerie

Pour l'exercice terminé le 31 mars	2009	2008
Augmentation (diminution) des espèces et quasi-espèces		
Exploitation		
Excédent des revenus sur les dépenses	\$ -	\$ -
Amortissement des subventions d'immobilisations reportées	(301,745)	(321,541)
Amortissement des immobilisations	301,745	321,541
Obligation au titre des avantages sociaux futurs	253,000	235,100
	253,000	235,100
Changements aux postes hors-caisse du fonds de roulement d'exploitation (Note 6)	(2,088,085)	2,094,058
	(1,835,085)	2,329,158
Investissement		
Achat d'immobilisations	(1,852,943)	(374,718)
Report de subventions d'immobilisations	1,852,943	374,718
	-	-
(Diminution) augmentation nette des espèces et quasi-espèces	(1,835,085)	2,329,158
Espèces et quasi-espèces		
Début de l'exercice	3,480,860	1,151,702
Fin de l'exercice	\$ 1,645,775	\$ 3,480,860

Voir notes afférentes aux états financiers.

Notes aux états financiers

Le 31 mars 2009

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 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 comptabilisées au coût moins l'amortissement cumulé. L'amortissement est comptabilisé selon la méthode décroissante au taux annuel de 4% pour l'édifice et selon la méthode linéaire, sur une période de cinq ans pour les améliorations locatives, sur une période de quatre ans pour le mobilier et l'agencement et sur une période de trois ans pour le matériel informatique. Le système de gestion des données et le logiciel informatique n'ont pas été sujets à l'amortissement au cours de l'exercice puisqu'ils n'ont pas encore été mis en service.

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.

Le 31 mars 2009

2. Conventions comptables (suite)

Avantages sociaux futurs

À partir du 1^{er} 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 1^{er} 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 bénéfices sous ce programme (7 ans). Les coûts des services passés, résultant des modifications apportées au régime, sont amorties sur la moyenne prévue des années de service jusqu'à la date d'admissibilité intégrale (11 ans). L'excédent du gain actuariel net (perte actuarielle nette), supérieur à 10% du plus élevé des obligations au titre des avantages sociaux et de la juste valeur des actifs des régimes, est amorti sur la moyenne restante des années de services (14 ans).

Instruments financiers

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

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

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

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

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

Le 31 mars 2009

3. Immobilisations

	Coût	Amortissement cumulé	2009 Valeur comptable	<u>2008</u> Valeur comptable
Terrain et aire de stationnement	\$ 281,187	\$ -	\$ 281,187	\$ 134,106
Édifice	1,346,922	747,053	599,869	616,413
Améliorations locatives	366,380	204,540	161,840	213,714
Mobilier et agencements	450,740	308,310	142,430	86,873
Système de gestion de données	980,454	-	980,454	-
Logiciel informatique	378,714	-	378,714	-
Matériel informatique	<u>1,158,366</u>	<u>882,006</u>	<u>276,360</u>	<u>218,550</u>
	<u>\$ 4,962,763</u>	<u>\$ 2,141,909</u>	<u>\$ 2,820,854</u>	<u>\$ 1,269,656</u>

Le système de gestion des données et le logiciel informatique, au coût de \$1,359,168, n'ont pas été amorties au cours de l'exercice.

4. Revenu perçu d'avance

	2009	<u>2008</u>
Gouvernement du Canada – Financement du projet de sécurité	\$ 69,716	\$ 112,003
Gouvernement du Canada	612,200	494,111
Gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador	<u>612,200</u>	<u>494,111</u>
	<u>\$ 1,294,116</u>	<u>\$ 1,100,225</u>

Le 31 mars 2009

5. 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 2009:

	<u>2009</u>	<u>2008</u>
Obligation au titre des avantages sociaux futurs		
Solde, début de l'exercice	\$ 1,423,300	\$ 1,601,100
Coût des services rendus au cours de l'exercice	106,800	110,100
Intérêts débiteurs	103,000	88,500
Modification au régime	788,600	-
Prestations versées	(22,600)	(20,100)
Gain actuariel	<u>(600,500)</u>	<u>(356,300)</u>
Solde, fin de l'exercice	<u>\$ 1,798,600</u>	<u>\$ 1,423,300</u>
Actifs des régimes	<u>\$ -</u>	<u>\$ -</u>
Rapprochement de la situation de capitalisation		
Situation de capitalisation - déficit	\$ (1,798,600)	\$ (1,423,300)
Obligation transitoire non amortie	396,500	453,100
Coût des services passés non amortie	772,200	-
Gain actuariel net non amortie	<u>(837,200)</u>	<u>(243,900)</u>
Passif au titre des prestations constituées	<u>\$ (1,467,100)</u>	<u>\$ (1,214,100)</u>
Coût net des prestations		
Coût des services rendus au cours de l'exercice	\$ 106,800	\$ 110,100
Intérêts débiteurs	103,000	88,500
Gain actuariel	(7,200)	-
Modification au régime	16,400	-
Amortissement de l'obligation transitoire	<u>56,600</u>	<u>56,600</u>
	<u>\$ 275,600</u>	<u>\$ 255,200</u>

Le 31 mars 2009

5. 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>2009</u>	<u>2008</u>
Taux d'actualisation	8.5%	6.0%
Taux d'augmentation dans les niveaux de salaire	4.0%	4.0%
Taux d'inflation dentaire	4.0%	4.0%
Taux d'inflation médicale	9.0%	10.0%
	diminuant graduellement et uniformément jusqu'à 4% sur 6 ans	diminuant graduellement et uniformément jusqu'à 4% sur 4 ans

6. Information complémentaire à l'état des flux de trésorerie20092008

Changements aux postes hors-caisse du fonds de roulement d'exploitation

Sommes à recevoir	\$ (3,044,567)	\$ 1,654,982
Frais payés d'avance	(88,082)	(69,773)
Fournisseurs et frais courus	850,673	(210,696)
Revenu perçu d'avance	<u>193,891</u>	<u>719,545</u>
	<u>\$ (2,088,085)</u>	<u>\$ 2,094,058</u>

7. Engagements

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

Le 31 mars 2010	\$ 525,478
Le 31 mars 2011	\$ 43,889

8. Éventualité

Une réclamation d'un montant non spécifié a été déposée contre l'Office et cinq autres défendeurs en 1998. A ce jour, le résultat de cette réclamation ne peut être déterminé; par conséquent, aucun montant n'a été comptabilisé dans les états financiers.

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.cnlopb.nl.ca

design: **TOTALGROUP**