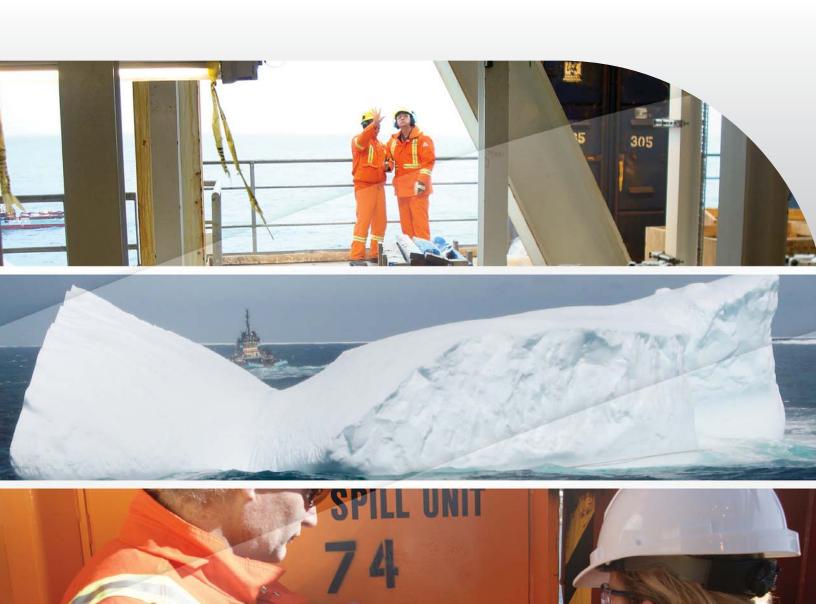


2013-14 RAPPORT ANNUEL







30 juin 2014

L'honorable Greg Rickford, C.P., député Ministre des Ressources naturelles du Canada et ministre d'État (Initiative fédérale de développement économique pour le Nord de l'Ontario) Gouvernement du Canada

L'honorable Derrick Dalley, député à la Chambre d'assemblée Ministre des Ressources naturelles et ministre responsable de l'Agence des forêts et de l'agroalimentaire Gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador

Messieurs les Ministres.

Nous, membres de l'Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers, sommes heureux de présenter, conformément à l'article 29 de la législation régissant la mise en œuvre de l'Accord atlantique, le rapport annuel ainsi que les états financiers de l'Office pour l'exercice financier ayant pris fin le 31 mars 2014.

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

Le président et premier dirigeant,

Scott Tessier



Membres de l'Office (de gauche à droite) : (à l'arrière) Conrad Sullivan, Reg Anstey et Ed Williams (vice-président); (à l'avant) Cynthia Hickman, Lidija Cicnjak-Chubbs, Scott Tessier (président et premier dirigeant) et Ed Drover.

MEMBRES DE L'OFFICE

Scott Tessier Président et premier dirigeant

Ed Williams Vice-président

Reg Anstey Membre Lidija Cicnjak-Chubbs Membre Ed Drover Membre Cynthia Hickman Membre Conrad Sullivan Membre

PRINCIPAUX DIRECTEURS

John P. Andrews, LL.B. Affaires juridiques, réglementaires et publiques Michael Baker, CRHA Administration et retombées économiques

Opérations Jeffrey M. Bugden, ing.

David G. Burley Affaires environnementales Daniel B. Chicoyne, MSS Sécurité (délégué à la sécurité)

Jeff O' Keefe, ing., géol. Gestion des ressources (délégué à la conservation)

Craig Rowe, M.Sc., géol. Prospection

TABLE DES MATIÈRES

Message du président et premier dirigeant	4
Présentation générale de l'Office	6
Message du délégué à la sécurité	8
Sécurité des travailleurs en mer	9
Protection de l'environnement	14
Activités extracôtières	18
Gestion des droits	21
Supplément	26
Gestion des ressources	28
Administration des retombées économiques	36
Services de soutien	42
Annexe: États financiers	44
Déclaration de responsabilité	I
Rapport des vérificateurs indépendants	2
État de la situation financière	4
État des résultats	5
État de l'évolution de l'excédent accumulé	6
État de l'évolution de la dette nette	7
État des flux de trésorerie	8
Notes aux états financiers	9
Annexe des immobilisations corporelles	16
Annexe des dépenses	17
Annexe de rapprochement du plan financier au budget	19

ISBN: 978-1-927098-49-3 Photo par Greg Locke (page 2) Photo par Robert Young (page 6)

MESSAGE DU PRÉSIDENT ET PREMIER DIRIGEANT

Le rapport annuel de l'Office Canada-Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers (l'Office) présente un aperçu de nos réalisations et de nos activités au cours du dernier exercice. Ce rapport est conforme à notre plan d'affaires annuel et au cycle budgétaire. Par conséquent, il présente l'état d'avancement des activités de l'Office jusqu'au 31 mars 2014.



Le mandat de l'Office, tel qu'il est défini dans l'Accord atlantique, comprend notamment la sécurité extracôtière, la protection de l'environnement, la gestion des ressources et les retombées économiques. Aucune priorité n'est établie pour ces domaines dans le cadre de la surveillance de l'Accord comme tel, mais l'Office considère au premier plan la sécurité des travailleurs en mer et la protection de l'environnement dans toutes ses décisions et activités.

Au cours de l'année qui vient de s'écouler, nous avons travaillé en étroite collaboration avec les gouvernements, l'industrie, et d'autres organismes de réglementation extracôtiers et intervenants pour améliorer davantage la sécurité extracôtière. Notre leadership dans des domaines comme la sécurité des passagers d'hélicoptères en zone extracôtière et la culture de la sécurité s'est manifesté en participant au Forum international de la réglementation (FIR). Le FIR est une organisation qui compte dix organismes de réglementation extracôtiers du monde entier qui se sont réunis en vue de partager de l'information et d'unir leurs efforts pour rendre l'industrie pétrolière et gazière extracôtière plus sécuritaire à l'échelle internationale. Nous avons également continué à intensifier le dialogue sur la sécurité en mer à l'échelle locale, par l'entremise de nos forums semestriels sur la sécurité.

La protection de l'environnement est également une priorité de l'Office. Au cours de l'année qui vient de s'écouler, des efforts considérables ont été déployés pour mener à bien la mise à jour de l'évaluation environnementale stratégique de la zone extracôtière de l'Ouest de Terre-Neuve et du Labrador. Au 31 mars, l'ébauche finale du rapport était en cours de traduction aux fins de diffusion publique au début du mois de mai. L'Office a également commencé à travailler à l'évaluation environnementale stratégique de la zone extracôtière de l'Est de Terre-Neuve et du Labrador, laquelle devrait être terminée en juillet 2014.

En 2013, l'Office a annoncé la mise en place d'un nouveau régime foncier selon un calendrier établi. Le nouveau régime permet d'accorder des délais plus longs pour les travaux de prospection dans les zones pionnières. Il a été conçu pour maximiser la transparence, la prévisibilité et les entrées par l'utilisateur. Des changements aux modalités des licences accompagneront la mise en place du nouveau régime, notamment une augmentation du montant de l'offre minimale à 10 millions de dollars, une période I cohérente et uniforme, et l'augmentation graduelle des dépôts de forage pour les prolongations de permis.

D'importants changements d'ordre administratif ont été apportés au sein de l'Office au cours de l'année qui vient de s'écouler. Un nouveau système de gestion du rendement a été mis en place pour tout le personnel. L'Office a également réduit la taille de son équipe de gestion au moyen d'une restructuration ministérielle afin de mieux refléter la taille de l'organisation.

Je désire exprimer ici ma profonde reconnaissance à mes collègues de l'Office, Ed Williams (vice-président), Reg Anstey, Lidija Cicnjak-Chubbs, Ed Drover, Cindy Hickman et Conrad Sullivan pour leur soutien et leur dévouement indéfectibles.

Je veux enfin remercier l'ensemble de l'effectif de s'être acquitté de ses fonctions et de ses responsabilités. L'Office a la chance de compter sur des employés très compétents et hautement professionnels qui démontrent chaque jour leur ferme engagement à l'égard de son mandat.

Je suis enthousiaste à l'idée de poursuivre des relations continues avec les gouvernements, les exploitants extracôtiers, les travailleurs en haute mer, les organismes de réglementation au Canada et à l'étranger et divers autres intervenants. Je suis persuadé que nous continuerons d'aider l'industrie extracôtière à poursuivre ses activités en toute sécurité et dans le respect de l'environnement.

Le président et premier dirigeant,

Scott Tessier

PRÉSENTATION GÉNÉRALE DE L'OFFICE

L'Office est l'agence fédérale-provinciale mise sur pied en 1985 pour réglementer l'industrie pétrolière et gazière extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador. L'Office supervise les activités des exploitants pour assurer la conformité à la réglementation et à la législation dans les domaines de la sécurité extracôtière, de la protection de l'environnement, de la gestion des ressources et 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.

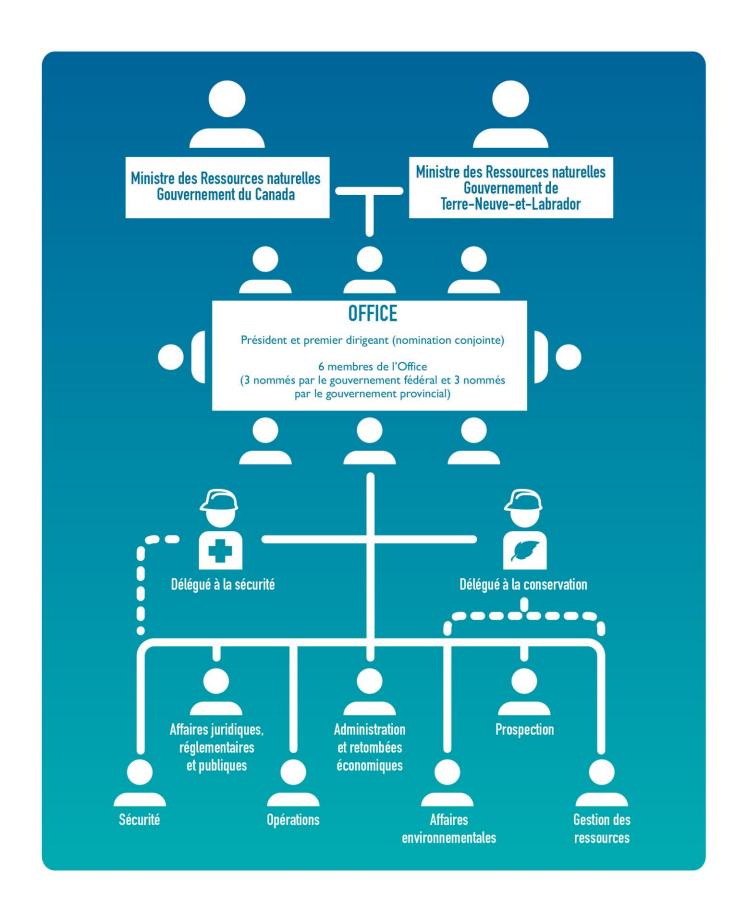
Pour l'exercice 2013-2014, l'Office disposait d'un budget de 15 301 600 \$.

Au terme de l'exercice, l'Office comptait 74 employés. Soixante et onze d'entre eux étaient détenteurs de grades universitaires ou de diplômes, dont 63 d'établissements d'études supérieures de Terre-Neuve-et-Labrador, et 34 possédaient des titres professionnels en génie, en sciences de la terre, en sécurité, en finances et en relations publiques.

En date du 24 mars 2014, l'Office a entrepris une restructuration interne afin de mieux refléter la taille et le mandat de l'organisation. Le nouvel organigramme ci-dessous illustre cette nouvelle structure.

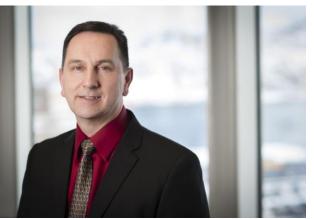


Nouveaux employés (de gauche à droite) : (à l'arrière) Lori Cook et Andrew Murrin; (à l'avant) Deanne Duff, Bonnie Winsor et Jahyd Chubbs.



MESSAGE DU DÉLÉGUÉ À LA SÉCURITÉ

La zone extracôtière du Canada et de Terre-Neuve-et-Labrador est l'un des environnements les plus hostiles du monde. Le risque d'accidents et d'incidents est grandement réduit lorsque des équipements bien conçus sont utilisés correctement par des membres du personnel bien gérés et bien formés,



conformément à des règles et procédures bien établies. Une grande partie des activités du Service de sécurité de l'Office dans ce domaine est effectuée par le biais de nos fonctions de vérification et d'inspection. Le Service de sécurité a fait preuve de diligence dans l'évaluation de ces éléments d'un système de gestion de la sécurité de l'exploitant. L'Office continuera de travailler en étroite collaboration avec les gouvernements, d'autres organismes de réglementation, les exploitants, les travailleurs et les intervenants.

La dernière année a été des plus mouvementées pour le Service de sécurité, particulièrement en raison d'une hausse du niveau

des activités extracôtières, ce qui a eu pour effet d'augmenter le nombre d'évaluations, de vérifications et d'inspections de sécurité requises. Par ailleurs, la sécurité dépend essentiellement de facteurs humains comme l'intégrité, le jugement et les compétences. L'Office a accordé une attention particulière à ces facteurs en 2013-2014, en mettant l'accent sur les compétences dans le cadre de notre forum semestriel sur la sécurité et des réunions avec les comités conjoints de santé et de sécurité au travail.

Le concept de la culture de la sécurité est un domaine qui présente un intérêt croissant pour l'industrie extracôtière mondiale. L'Office a travaillé en étroite collaboration avec d'autres organismes de réglementation extracôtiers pour définir et promouvoir ce concept, tant à l'échelle locale qu'à l'échelle internationale. L'Office national de l'énergie, l'Office et l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers définissent comme suit la culture de la sécurité :

« l'ensemble des mentalités, valeurs, normes et opinions, qu'un groupe précis de personnes partage en ce qui concerne les risques et la sécurité ».

Au cours de l'année qui vient de s'écouler, l'Office a beaucoup investi dans le Service de sécurité, sur les plans du perfectionnement des employés et de la mobilisation d'expertise. Par conséquent, nous continuons à assumer un rôle de chef de file en matière de sécurité des passagers d'hélicoptères extracôtiers et de forage en eau profonde.

Je tiens à remercier le personnel du Service de sécurité et l'ensemble de l'effectif de l'Office de faire de la sécurité une priorité absolue. Accorder de l'importance à la sécurité est un aspect intégré à l'ensemble de l'organisation de l'Office et joue un rôle essentiel dans l'ensemble de nos activités.

Le délégué à la sécurité, Daniel B. Chicoyne, MSS

SÉCURITÉ DES TRAVAILLEURS EN MER

PLANS DE SÉCURITÉ

Avant d'être autorisés à travailler ou à effectuer une activité dans la zone extracôtière du Canada et de Terre-Neuve-et-Labrador (la zone extracôtière), les exploitants doivent soumettre un plan de sécurité qui démontre à l'Office qu'ils ont pris toutes les mesures raisonnables et praticables pour assurer le niveau de sécurité requis au cours des travaux envisagés. Cette année, le Service de sécurité de l'Office a examiné 15 plans de sécurité.

La sécurité des travailleurs et la protection de l'environnement sont des aspects primordiaux de toutes les décisions prises par les offices.

ÉVALUATIONS DE LA SÉCURITÉ

L'Office effectue une évaluation systématique et détaillée de la demande de l'exploitant, qui comprend l'examen de ses plans de sécurité et des autres renseignements liés à la sécurité soumis à l'appui de la demande. Des vérifications et des inspections peuvent aussi être menées.

Le Service de sécurité a accordé une attention particulière à la formation et à la compétence du personnel dans toutes les évaluations de la sécurité réalisées durant la période visée par le rapport. Le document sur la pratique courante relative à la

formation et aux qualifications du personnel (PCFQ) articule les attentes de l'Office en ce qui concerne les qualifications requises pour réaliser les opérations de manière efficace sécuritaire dans l'environnement difficile dans lequel nous évoluons. Tenir les exploitants responsables à l'égard des attentes précisées dans le document sur la PCFQ et surveiller les qualifications des travailleurs sont une priorité pour l'Office.

Au cours de l'exercice 2013-2014, l'Office a réalisé des évaluations de la sécurité, dont un examen des plans de sécurité, liées aux processus suivants :

- Autorisation de programme géophysique aux fins de relevés sismiques sur le versant nord-est de Terre-Neuve (Multi Klient Invest AS);
- Autorisation de programme géophysique aux fins de l'acquisition de données sismiques dans le champ Hebron (ExxonMobil Canada Properties);
- Un examen de modifications importantes apportées au plan de sécurité de Husky Energy visant l'unité mobile de forage en mer (UMFM) GSF Grand Banks;
- Un examen de modifications importantes apportées au plan de sécurité de Husky Energy visant l'UMFM Henry Goodrich;
- Trois autorisations de mener des travaux distincts pour des projets de construction entrepris par Husky Energy dans le champ White Rose, en utilisant trois navires;
- Autorisation de programme géotechnique aux fins de l'acquisition de données sismiques dans le champ Hebron (ExxonMobil Canada Properties);
- Autorisation de mener des travaux (construction) dans le champ Hibernia (Société d'exploitation et de développement d'Hibernia ou SEDH);
- Étude de puits dans le champ Hebron (ExxonMobil Canada Properties);
- Autorisation de programme géophysique aux fins de prospection dans la région du plateau du Labrador (GX Technology Canada Ltd. ou GXT);

- Étude de puits dans le champ Terra Nova (Suncor Energy);
- Autorisation de mener des travaux (forage) aux fins de prospection dans le bassin Orphan (Chevron Canada Limited);
- Autorisation de mener des travaux (forage) aux fins du prolongement de la zone sud d'Hibernia (SEDH);
- Autorisation de programme de plongée pour le champ Terra Nova (Suncor Energy).

RESPECT ET APPLICATION DES RÈGLEMENTS

Les agents de la sécurité enquêtent sur des incidents, délivrent des ordonnances, enquêtent sur des refus de travailler et mènent des inspections de sécurité, des vérifications de sécurité et des vérifications de sécurité avant approbation.

En 2013-2014, les vérifications de sécurité étaient axées sur l'intégrité des installations. Les agents de la sécurité ont surveillé les activités et les plans d'entretien des exploitants et ont inspecté les installations d'exploitation pour s'assurer que les risques étaient gérés convenablement et que les plans étaient exécutés de manière à maintenir les installations en bon état.

Les vérifications et inspections menées par l'Office en 2013-2014 sont énumérées au tableau 1.

Tableau I: Vérifications et inspections menées en 2013-2014

Exploitant	Installation/navire	Туре
ExxonMobil Canada Properties	MS Strait Hunter	Vérification de sécurité avant approbation
ExxonMobil Canada Properties	MS WG Vespucci	Vérification de sécurité avant approbation
ExxonMobil Canada Properties	MS Bucentaur	Vérification de sécurité avant approbation
GXT	MS Discoverer	Vérification de sécurité avant approbation
SEDH	Plate-forme Hibernia	Vérification de sécurité (intégrité des actifs)
SEDH	Plate-forme Hibernia	Inspection de sécurité
Husky Energy	MS Wellservicer	Vérification de sécurité avant approbation
Husky Energy	Navire de production, de stockage et de déchargement (NPSD) SeaRose	Vérification de sécurité (intégrité des actifs)
Husky Energy	UMFM Henry Goodrich	Vérification de sécurité (intégrité des actifs) – À terre
Husky Energy	UMFM GSF Grand Banks	Inspection de sécurité
Husky Energy	UMFM Henry Goodrich	Inspection de sécurité
Husky Energy	NPSD SeaRose	Inspection de sécurité
Statoil Canada	UMFM West Aquarius	Inspection de sécurité
Statoil Canada	UMFM West Aquarius	Inspection de sécurité
Suncor Energy	NPSD Terra Nova	Vérification de sécurité (intégrité des actifs)
Suncor Energy	MS Skandi Constructor	Vérification de sécurité avant approbation
Suncor Energy	NPSD Terra Nova	Inspection de sécurité

Un travailleur en mer a le droit de refuser tout travail qui, selon lui, est dangereux jusqu'à ce qu'il soit satisfait des mesures prises par l'employeur ou jusqu'à ce qu'un agent de la sécurité ait rendu sa décision après avoir fait enquête. Lorsque le travailleur exerce son droit de refus et que la situation n'est pas réglée par le superviseur responsable à sa satisfaction, le litige peut être soumis à l'attention du Comité conjoint de santé et de sécurité en mer et signalé au délégué à la sécurité. Si le Comité ne peut résoudre le problème, il fait alors l'objet d'une enquête par un agent de la sécurité doté de l'autorité requise pour le résoudre. En 2013-2014, cinq affaires liées à des refus de travailler ont été réglées à la suite d'une enquête menée par un agent de la sécurité.

SURVEILLANCE

Une fois qu'un exploitant a obtenu une autorisation d'effectuer des travaux, le Service de la sécurité s'acquitte d'activités de surveillance, notamment en procédant à l'examen des rapports quotidiens, des rapports d'incidents, des plaintes, des procès-verbaux des comités conjoints de santé et de sécurité en mer et des dérogations à la formation conformément à la pratique courante relative à la formation et aux qualifications du personnel (PCFQ).

L'exploitant doit soumettre un rapport et faire enquête sur tout incident, tel qu'il est décrit dans la directive sur le signalement d'incidents et les enquêtes connexes de l'Office (*Guidelines for the Reporting and Investigation of Incidents*). Au cours de l'exercice 2013-2014, l'Office a examiné 196 rapports d'incidents déposés par des exploitants.

Des incidents liés à des objets échappés sont devenus un important domaine d'intérêt particulier pour le Service de sécurité. Par la suite, les efforts déployés par les exploitants ont permis de réduire le nombre d'incidents liés à des objets échappés en 2013-2014.

Durant la période visée par le rapport, 5 819 374 heures de travail ont été cumulées dans la zone extracôtière, et 17 incidents comportant des blessures ou maladies devant être signalées ont été relevés, ce qui porte le taux de fréquence des blessures relevées à 2,92 par million d'heures travaillées.

En 2013-2014, l'Office a traité six plaintes relatives à la santé et à la sécurité. Habituellement, un agent de la sécurité se voit confier la tâche d'évaluer chaque plainte, d'examiner les faits entourant l'incident, de prendre ou de recommander une mesure au besoin et d'aviser le plaignant.

Le Service de sécurité s'efforce constamment de renforcer leur surveillance dans le domaine des incidents liés à la sécurité. La récente révision de la directive sur le signalement d'incidents et les enquêtes connexes (*Incident Reporting and Investigation Guidelines*) a fait en sorte qu'un plus grand nombre de données ont pu être recueillies sur l'équipement de sécurité essentiel, ce qui a permis au Service de la sécurité de repérer les tendances dans ce domaine. La participation au FIR en vue de l'élaboration de paramètres de sécurité à l'échelle mondiale a contribué à intensifier l'accent mis sur la sécurité des processus. Sur le plan technique, une nouvelle initiative appelée Système d'information de gestion pour la surveillance de la sécurité ou SIGSS (*Safety Oversight Management Information System* ou *SOMIS*) permettra d'accroître les capacités de détermination des tendances en matière d'incident et d'analyse du Service de la sécurité.

MISE EN ŒUVRE DES RECOMMANDATIONS DE L'ENQUÊTE SUR LA SÉCURITÉ DES HÉLICOPTÈRES EXTRACÔTIERS

En 2013-2014, les travaux associés à la mise en œuvre des recommandations découlant de l'Enquête sur la sécurité des hélicoptères extracôtiers (ESHE) se sont poursuivis. Au terme de la période visée par le présent rapport, 16 des 29 recommandations avaient été entièrement mises en œuvre; les 13 autres étaient bien amorcées et à diverses étapes de mise en œuvre. Des progrès importants ont été réalisés en ce qui a trait à un nouveau programme de surveillance de la sécurité aérienne ou PSSA (Aviation Safety Oversight Program ou ASOP) qui fournit des mesures systématiques du rendement des exploitants en ce qui a trait à la gestion des risques liés à la sécurité des hélicoptères dans la zone extracôtière. Le premier examen de sécurité opérationnelle de l'Office portant sur la sécurité des hélicoptères a été réalisé en mars. Le PSSA fait partie du Système de gestion de la surveillance en matière de sécurité et d'environnement ou SGSSE (Safety and Environment Oversight Management System ou SEOMS) à plusieurs niveaux, qui est en cours d'élaboration.

Cette année marque le cinquième anniversaire de l'écrasement du vol 491 d'un hélicoptère de Cougar et le 29e anniversaire de l'écrasement d'un hélicoptère d'Universal en 1985, près de l'Argentine. Ces tragédies ont coûté la vie à 23 travailleurs; il n'y a eu qu'un seul survivant. L'Office se souvient des victimes, offre ses plus sincères condoléances aux familles et amis des victimes et réitère son engagement sans faille à collaborer avec des partenaires et à déployer des efforts continus afin de réduire les risques associés aux déplacements pour se rendre dans la zone extracôtière ou en revenir.

SÉCURITÉ DES INSTALLATIONS EXTRACÔTIÈRES

Le conseiller en sécurité de l'Office travaille avec les inspecteurs de la sécurité maritime de Transports Canada, les agents de sécurité des compagnies, des ministères et organismes gouvernementaux locaux et le Centre des opérations de sécurité maritime. Afin de faciliter les communications, l'Office a instauré une réunion semestrielle avec les agents de sécurité des compagnies pour discuter des questions de sécurité d'intérêt commun. Durant l'exercice 2013-2014, l'Office a mené des vérifications de la sécurité de la plate-forme Hibernia, du GSF Grand Banks, du Henry Goodrich et du Stena Carron. L'Office a également travaillé avec des fournisseurs de services extracôtiers pour les sensibiliser aux questions de sécurité dans l'industrie extracôtière.

FORUM INTERNATIONAL DE LA RÉGLEMENTATION

En octobre, le FIR a organisé une conférence de trois jours à Perth, en Australie. Cette rencontre visait principalement à déterminer si des mesures suffisantes ont été prises pour prévenir la prochaine catastrophe majeure en mer. À la fin de la conférence, les organismes de réglementation ont convenu de cinq domaines d'intérêt : la culture de la sécurité, la formation et la compétence, les obstacles à surmonter concernant le partage des données sur les incidents, la mobilisation constructive des personnes qui travaillent dans la zone extracôtière, et l'établissement de normes internationales communes.

FORUMS SUR LA SÉCURITÉ

L'Office continue de tenir des forums semestriels sur la sécurité. Les forums sur la sécurité de l'Office ont pour but de favoriser les échanges d'information entre les intervenants de l'industrie extracôtière de manière à cerner et à aborder de façon proactive les risques liés à la sécurité, à mettre en relief les secteurs particulièrement préoccupants et à aider l'Office à établir des objectifs. Les sujets présentés et discutés aux forums sur la sécurité de 2013-2014 ont été la sécurité des processus, la gestion des risques, les vols de nuit, la formation et la compétence, la survie en eaux froides, ainsi que la recherche et le développement dans le domaine de la sécurité des hélicoptères.

ATELIERS DU COMITÉ CONJOINT DE SANTÉ ET DE SÉCURITÉ EN MER

L'Office organise des ateliers semestriels sur la santé et la sécurité en mer dans le but de permettre aux comités de chaque installation du secteur extracôtier de discuter des questions courantes de santé et de sécurité au travail et des pratiques exemplaires dans ce domaine. Les principaux sujets abordés dans le cadre de ces ateliers sont semblables à ceux qui sont abordés dans le cadre du forum sur la sécurité, en prévoyant des discussions en table ronde entre les membres. Dans le cadre des ateliers du Comité conjoint de santé et de sécurité en mer tenus en 2013-2014, un nouveau segment a été ajouté afin de permettre aux membres des comités de discuter des leçons tirées d'incidents récents liés à la sécurité en haute mer.

PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

PLANS DE PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT

Le Plan de protection de l'environnement (PPE) est un plan de l'exploitant pour tout le personnel du projet, y compris les entrepreneurs. Ce plan décrit les responsabilités, les attentes et les méthodes de protection environnementales liées à une autorisation de travail ou d'activité. Lorsque les exploitants modifient leur PPE, ils donnent l'occasion à l'Office de passer en revue et de commenter les plans avant qu'ils ne soient mis en œuvre. Au cours de l'exercice 2013-2014, six PPE révisés ont été examinés

L'Office évalue les incidences sur l'environnement de certains travaux ou activités de recherche et de production de pétrole proposés pour la zone extracôtière.

pour les installations ou champs suivants :

- PPE de Husky Energy pour le champ White Rose;
- PPE de Suncor Energy pour le champ Terra Nova;
- PPE de la SEDH pour le champ Hibernia;
- UMFM West Aquarius travaillant aux puits de prospection de Statoil Canada;
- UMFM Stena Carron travaillant aux puits de prospection de Chevron Canada Resources;
- UMFM GSF Grand Banks travaillant dans le champ White Rose et aux puits de prospection de ce champ.

ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE STRATÉGIQUE

L'Office a poursuivi la mise à jour de l'évaluation environnementale stratégique (EES) de la zone extracôtière de l'Ouest de Terre-Neuve-et-Labrador au cours de l'exercice 2012-2013. L'ébauche du rapport a été soumise à l'examen du public dans les deux langues officielles durant l'exercice.

L'Office a également amorcé l'EES de la zone extracôtière de l'Est de Terre-Neuve durant la période visée par le rapport, dont la portée comprenait une mise à jour de l'EES du bassin Orphan de 2003. Le Groupe de travail de l'EES se composait de représentants des ministères provinciaux des Ressources naturelles et des Pêches de Terre-Neuve-et-Labrador, d'Environnement Canada, de Parcs Canada, de Transports Canada, de One Ocean, de Nature Newfoundland and Labrador, du Fonds mondial pour la nature (WWF-Canada), de la Société pour la nature et les parcs du Canada et de l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP). L'Office a tenu sept séances portes ouvertes et neuf réunions avec les intervenants pour préparer l'ébauche de l'EES.

ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE

L'Office évalue les incidences sur l'environnement de certains travaux ou activités de recherche et de production de pétrole proposés pour la zone extracôtière.

Au cours de l'exercice 2013-2014, l'Office a réalisé, en application de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCEE), un examen préalable pour le projet de prolongement de White Rose de Husky Oil Operations Limited.

Au cours de l'exercice 2013-2014, l'Office a réalisé, conformément aux lois de mise en œuvre de l'Accord, des évaluations environnementales pour les projets suivants :

- Programme de collecte de données géophysiques dans le bassin Anticosti, au large de l'ouest de Terre-Neuve et du Labrador, permis de prospection (EL) 1120, EL 1128 et EL 1127, 2012-2018 (Ptarmigan Energy Inc.);
- Levés sismiques, gravimétriques et magnétiques dans le secteur du plateau du Labrador, 2013-2015 (GX Technology Canada Ltd.).

Onze EE étaient en cours au 31 mars 2014 pour les programmes et projets suivants :

- Forage d'exploration dans le gisement Old Harry, PP 1105 (Corridor Resources);
- Programme de collecte de données sismiques dans le bassin Jeanne d'Arc, de 2012 à 2015 (Western Geco Canada);
- Projets de collecte de données sismiques bi-, tri- et quadridimensionnelles dans le champ de production de gaz et de pétrole Hibernia, de 2013 jusqu'au terme de sa production;
- Programme de forage à l'ouest de Terre-Neuve, de 2013 à 2019 (Black Spruce Exploration Corp. et Shoal Point Energy Ltd.);
- Programme de collecte de données sismiques bi-, tri- et quadridimensionnelles dans la zone extracôtière de l'est de Terre-Neuve, de 2014 à 2024 (Suncor Energy);
- Programme de collecte de données sismiques dans la mer du Labrador, de 2014 à 2018 (Multi Klient Invest AS);
- Programme de collecte de données sismiques dans les Grands Bancs du sud, de 2014 à 2018 (Multi Klient Invest AS);
- Levés sismiques bidimensionnels, gravimétriques et magnétiques marins de grande portée, de 2014 à 2018 (GX Technology Canada Ltd.);
- Levés électromagnétiques de source contrôlée, de 2014 à 2018 (Electromagnetic Geoservices Canada, Inc.);
- Gravity Gradient Survey dans la mer du Labrador, de 2014 à 2018 (ARKeX Ltd. et TGS-NOPEC Geophysical Company ASA);
- Programme d'échantillonnage visant les fonds marins et le plancher océanique dans la zone extracôtière du Labrador, zone extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador, de 2014 à 2019 (TGS-NOPEC Geophysical Company ASA et Multi Klient Invest AS).

Une EE était en suspens au 31 mars 2014, en instance de mesures ou de soumissions du promoteur, soit Deer Lake Oil and Gas, pour le Programme de collecte de données sismiques bidimensionnelles dans l'ouest de Terre-Neuve-et-Labrador.

ÉVALUATION ENVIRONNEMENTALE D'UN PROJET DE FORAGE D'EXPLORATION DANS LA ZONE VISÉE PAR LE PERMIS DE PROSPECTION I 105 (OLD HARRY)

Durant la période visée par le rapport, le promoteur, soit Corridor Resources Ltd., a répondu aux commentaires techniques formulés par des organismes gouvernementaux et certains organismes publics au sujet de ses documents de l'EE. À la fin de la période visée par le présent rapport, le Service des affaires environnementales était en train de rédiger son rapport d'examen préalable pour l'évaluation et attendait les conclusions découlant du processus de l'EES actualisée pour le secteur extracôtier de l'ouest de Terre-Neuve-et-Labrador, afin de déterminer la nature de l'examen public auquel sera soumise l'EE.

PLANIFICATION DE L'INTERVENTION EN CAS DE DÉVERSEMENT DE PÉTROLE

En 2013-2014, l'Office a aussi continué de contribuer à une étude, réalisée par l'entremise du Fonds pour l'étude de l'environnement, sur la biodégradation du pétrole brut dispersé naturellement ou chimiquement dans les Grands Bancs. L'étude, réalisée par le Conseil national de recherches et Pêches et Océans Canada, cherche à appliquer les leçons tirées de la surveillance du pétrole brut de Macondo dans le golfe du Mexique aux déversements potentiels dans la zone extracôtière.

L'Office a mis son site Web à jour afin d'y inclure de l'information récente et pertinente au sujet de l'état de préparation et des interventions en cas de déversements d'hydrocarbures, y compris le rapport des exploitants de la côte Est sur la capacité d'intervention en cas de déversements en milieu marin (East Coast Operators' Marine Spill Response Capability Report).

RESPECT ET APPLICATION DES RÈGLEMENTS

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

L'enquête menée par l'Office sur le déversement de pétrole brut du système de déchargement marin au nord du champ Hibernia, dont le volume a été estimé à 6 000 litres, qui s'est produit du 27 décembre 2013 au 1^{er} janvier 2014 (inclusivement), a été amorcée au cours de l'exercice 2013-2014. L'enquête était en cours au 31 mars 2014.

Sur les seize déversements signalés en 2013-2014, six étaient d'un volume de un litre ou moins. Le tableau 2 résume les données sur les déversements pour l'exercice 2013-2014.

Tableau 2 : Résumé des données sur les déversements en 2013-2014

Polluant	Litres	% du total annuel	Nombre d'incidents
Boues de forage à base synthétique	1223,00	16,3	3
Pétrole brut	6052,30	80,8	4
Huile hydraulique et lubrifiante	121,00	1,6	2
Autres produits pétroliers	92,31	1,2	7

Des agents de conformité environnementale ont procédé à une vérification du *NPSD SeaRose* et à une vérification de la plate-forme Hibernia durant la période visée par le rapport. Une vérification du plan d'intervention en cas de déversements d'hydrocarbures du champ Terra Nova effectuée en février et mars 2014 était examinée avec l'exploitant à la fin de la période visée par le présent rapport.

SURVEILLANCE DES INCIDENCES ENVIRONNEMENTALES

La surveillance des incidences environnementales (SIE) vise à déterminer les impacts d'une activité industrielle en cours sur les milieux naturels. Dans la zone extracôtière, on a surveillé les opérations de forage de mise en valeur et de production, en raison de leurs caractères très divers et des volumes d'effluents rejetés, comme l'eau produite et la durée de leur présence en haute mer. Les activités de SIE débutent durant la première année complète de forages de développement extracôtiers, sont répétées chaque année pendant au moins deux années additionnelles, et deviennent par la suite

bisannuelles. L'Office ainsi que les ministères fédéraux et provinciaux de l'Environnement et des Pêches passent en revue chaque programme de SIE et les rapports détaillés de chaque enquête. Des rapports de SIE terminés sont disponibles en format papier auprès de l'Office; les rapports plus récents sont accessibles sur le site Web de l'Office.

Parallèlement à ses activités d'exploitation du gisement du prolongement de la zone sud d'Hibernia, la SEDH a procédé à une restructuration en profondeur de son programme de SIE afin d'intégrer les leçons tirées du programme de SIE de la plate-forme Hibernia (programme de base) et d'en étendre la couverture au prolongement de la zone sud d'Hibernia. L'Office et ses organismes consultatifs ont entrepris un examen en profondeur du programme de SIE avec la SEDH, lequel a été achevé en novembre 2013. L'échantillonnage de base pour le programme de SIE du prolongement de la zone sud d'Hibernia a été réalisé en 2011, mais la date prévue pour le début du forage au centre de forage du prolongement sud a été reportée de 2012 à 2014. Après avoir consulté l'Office et les organismes consultatifs, les programmes d'échantillonnage du programme de base et du prolongement de la zone sud d'Hibernia ont été reportés de 2013 à 2014 de façon à permettre une exploitation en parallèle.

Husky Energy a soumis son rapport de 2012 sur le programme de SIE pour le champ White Rose en mai 2013 pour examen. Les commentaires formulés à la suite de l'examen ont été transmis à Husky Energy en février 2014.

Suncor Energy a également soumis son rapport de 2012 sur le programme de SIE pour le champ Terra Nova en 2013. L'Office a distribué le rapport aux ministères fédéraux et provinciaux des Ressources naturelles et des Pêches, et les commentaires formulés à la suite de l'examen ont été transmis à Suncor Energy durant la période visée par le rapport.

ACTIVITÉS EXTRACÔTIÈRES

PROGRAMMES DE FORAGE

L'Office ne délivre pas d'approbation de forage de puits tant que l'exploitant n'a pas démontré qu'il est en mesure de procéder à ce forage en sécurité, sans pollution ni gaspillage, en application du Règlement sur le forage et la production. Au cours de l'exercice 2013-2014, 15 demandes

L'Office ne délivre pas
d'approbation de forage de
puits tant que l'exploitant n'a
pas démontré qu'il est en
mesure de procéder à ce
forage en sécurité, sans
pollution ni gaspillage.

d'approbation de forage d'un puits (AFP) dans la zone extracôtière ont été traitées.

INTERVENTION ET ACTIVITÉ DE RECONDITIONNEMENT

Pour qu'un exploitant puisse rentrer un puits pour amorcer des travaux subséquents relatifs au puits, notamment toute activité liée à la complétion, à la remise en production, au reconditionnement, à la suspension ou à l'abandon d'un puits, une demande d'Approbation de modifier l'état d'un puits (AMEP) doit être soumise et approuvée. Au cours de l'exercice 2013-2014, dans la zone extracôtière, 19 demandes d'AMEP ont été traitées, lesquelles étaient toutes pour la SEDH.

SOCIÉTÉ D'EXPLOITATION ET DE DÉVELOPPEMENT D'HIBERNIA

Durant la période visée par le rapport, quatre puits ont été forés à partir de la plate-forme Hibernia. Trois de ces puits ont été complétés et l'autre a été abandonné. Également durant la période visée par le rapport, l'UMFM West Aquarius a effectué des activités de forage dans un puits supplémentaire dans la zone de prolongement sud d'Hibernia à la fin de l'exercice 2013-2014.

Les activités de forage dans la zone de prolongement sud d'Hibernia ont été suspendues en février 2014, car l'UMFM West Aquarius a dû se rendre à Bay Bulls et à Marystown pour y subir des réparations, lesquelles étaient en cours au 31 mars 2014.

HUSKY ENERGY

Au cours de l'exercice 2013-2014, Husky Energy a effectué des activités de forage dans six puits. Trois de ces puits étaient des puits de développement qui ont été forés et achevés, et les trois autres étaient des puits de délimitation, dont un a été abandonné et deux ont été suspendus. Des trois puits de développement, deux ont été forés dans le champ North Amethyst dont l'un était le premier puits multilatéral à être foré dans la zone extracôtière et l'autre, un puits d'injection de gaz naturel dans le secteur du prolongement de la zone sud White Rose. Un puits multilatéral s'entend d'un puits d'où un autre puits ou plus d'un autre puits se ramifient à partir du puits de forage principal.

SUNCOR ENERGY

En 2013-2014, Suncor Energy a effectué des activités de forage dans trois puits. Deux de ces puits étaient des puits de développement et l'autre était un puits de délimitation qui a été abandonné. Tous les puits ont été forés à l'aide de l'UMFM Henry Goodrich.

STATOIL CANADA

Au cours de l'exercice 2013-2014, Statoil Canada a foré trois puits de prospection, dont trois ont été classés comme étant des puits d'eau profonds. De ces trois puits, deux ont été suspendus et les deux autres, abandonnés. Tous les puits ont été forés à l'aide de l'UMFM West Aquarius.

CHEVRON CANADA

Au cours de l'exercice 2013-2014 Chevron Canada a foré un puits de prospection en eaux très profondes dans le bassin Orphan à l'aide du navire de forage Stena Carron, puis l'a abandonné.

COMITÉ SUR LES OPÉRATIONS DE PUITS

L'Office a établi le Comité sur les opérations de puits voué aux discussions sur les moyens d'améliorer la sécurité et l'efficacité des travaux relatifs à des puits. Bien qu'un niveau important de surveillance et d'administration encadre et continuera d'encadrer les forages dans la zone extracôtière, il est nécessaire de maintenir des communications et des échanges d'information efficaces entre tous les intervenants engagés dans ces activités. Le Comité est composé de représentants principaux de l'industrie locale, notamment des exploitants, des détenteurs de permis et des membres de l'Office.

CERTIFICATS DE CONFORMITÉ

En 2013-2014, les activités des sociétés d'accréditation ont été surveillées par le Service des opérations pour les installations exploitées dans la zone extracôtière suivante :

Tableau 3 : Certificats de conformité surveillés pour 2013-2014

Nom de l'installation	Type d'installation	Société d'accréditation
Hibernia	Production	Lloyd's Register North America Inc.
NPSD Sea Rose	Production	Det Norske Veritas Germanischer Lloyd
NPSD Terra Nova	Production	Lloyd's Register North America Inc.
Henry Goodrich	Forage	Det Norske Veritas Germanischer Lloyd
GSF Grand Banks	Forage	Det Norske Veritas Germanischer Lloyd
Stena Carron	Forage	Det Norske Veritas Germanischer Lloyd
West Aquarius	Forage	Det Norske Veritas Germanischer Lloyd
WellServicer	Plongée	Det Norske Veritas Germanischer Lloyd
Seven Falcon	Plongée	Det Norske Veritas Germanischer Lloyd

^{*}À noter que depuis le 31 août 2013, Det Norske Veritas (DNV) a fusionné avec Germanischer Lloyd (GL) et s'appelle désormais DNV GL.

DEMANDES RÉGLEMENTAIRES

Le délégué à la sécurité et le délégué à la conservation peuvent approuver des demandes de dérogation à des règlements, dans la mesure où ils sont confiants que les demandes en question garantissent un niveau de sécurité, de protection de l'environnement et de conservation des ressources équivalent à celui que garantirait l'application du règlement. Les décisions du délégué à la sécurité relativement aux demandes réglementaires peuvent être consultées sur le site Web de l'Office. Le tableau 4 donne un aperçu des activités liées aux demandes réglementaires pour le dernier exercice.

Tableau 4: Activités liées aux demandes réglementaires pour 2013-2014

État	Nombre de demandes
Demandes reçues	103
Demandes traitées	87
Approuvées	58
Rejetées	2
Retirées	24
Non requises	3
À l'étude	60

^{*}Les demandes traitées et à l'étude peuvent comprendre des demandes reportées de l'exercice précédent.

GESTION DES DROITS

RÉGIME FONCIER SELON UN CALENDRIER ÉTABLI

En décembre 2013, l'Office a annoncé la mise en œuvre du nouveau régime foncier selon un calendrier établi. Le nouveau régime accorde plus de temps aux entreprises d'exploration pour effectuer l'évaluation scientifique du potentiel d'hydrocarbures dans les régions moins connues de la zone extracôtière. Les entreprises peuvent alors désigner des zones d'intérêt qui seront comprises dans un appel d'offres subséquent. Le régime, qui fonctionnera dorénavant selon des cycles de quatre ans, de deux ans et d'un an, a été conçu de manière à tenir compte des différences dans les volumes de données recueillies et dans les connaissances géoscientifiques.

L'Office accorde des droits sous forme de permis de prospection, d'attestations de découverte importante et de licences de production.

Selon le nouveau régime, la zone extracôtière sera subdivisée en trois catégories selon le niveau d'activité liée aux ressources pétrolières et gazières (faible activité, activité élevée ou activité pleinement développée). Il y a généralement peu de puits de prospection dans les régions à faible activité, et l'acquisition de données sismiques est limitée. Les niveaux d'activité dans les régions à activité élevée sont en général élevés, notamment en ce qui a trait à l'acquisition de données sismiques bidimensionnelles et tridimensionnelles et à des activités de forage de prospection. Dans les régions à activité pleinement développée, on retrouverait des programmes de collecte de données sismiques bidimensionnelles et tridimensionnelles couvrant une grande

distance, en plus de nombreuses activités de forage de prospection, de délimitation et de production.

DEMANDES DE DÉSIGNATION

En vertu du nouveau régime foncier selon un calendrier établi, l'Office a émis deux demandes de désignation, n° NL13-01LS (zones d'intérêt) et n° NL13-02EN (zones d'intérêt), en décembre 2013. Ces demandes de désignation ont été fermées le 15 mars 2014, et l'Office examine les désignations en vue d'afficher ces secteurs dans ces régions de la zone extracôtière, parmi lesquelles un appel d'offres (parcelles) sera émis ultérieurement, pendant le cycle d'attribution des droits fonciers selon un calendrier établi.

APPELS D'OFFRES

La date de clôture de l'appel d'offres n° NL13-03 (la zone B – zone extracôtière de l'Ouest de Terre-Neuve-et-Labrador) doit être fixée à 120 jours après la fin de l'Évaluation environnementale stratégique de la zone extracôtière de l'Ouest de Terre-Neuve et du Labrador. Les dates de clôture de l'appel d'offres n° NL13-01 (la zone C – chenal du Bonnet flamand) et de l'appel d'offres n° NL13-02 (la zone C – Carson Basin) n'ont pas encore été déterminées car l'Évaluation environnementale stratégique visant l'est de Terre-Neuve est en cours.

STATUT DES PERMIS

L'Office accorde des droits sous forme de permis de prospection (EL), d'attestations de découverte importante (SDL) et de licences de production (PL). Deux attestations de découverte importante ont été délivrées en 2013-2014. Au 31 mars 2014, 33 permis de prospection, 54 attestations de découverte importante et 11 licences de production étaient en vigueur dans la zone extracôtière (voir les pages 26 et 27).

ATTESTATIONS DE DÉCOUVERTE IMPORTANTE

Au cours de l'année, le président a nommé des comités scientifiques pour examiner d'importantes demandes d'attestation et de modifications de zones de découverte importante et d'intérêt commercial conformément aux *lois de mise en œuvre de l'Accord* et aux lignes directrices. Les examens de ces demandes étaient en cours au 31 mars 2014.

PERMIS DE TRAVAUX

Pour être autorisé à conduire des activités ou des travaux liés aux hydrocarbures dans la zone extracôtière, il faut se procurer un permis de travaux. Au cours de l'exercice 2013-2014, l'Office a délivré 18 permis de travaux, comme le montre le tableau 5.

Tableau 5 : Permis de travaux délivrés en 2013-2014

Pern	nis de travaux	Exploitant
1.	OL 1301	GX Technology Canada Ltd.
2.	OL 1302	Suncor Energy Inc.
3.	OL 1303	Société d'exploitation et de développement d'Hibernia Ltée.
4.	OL 1304	ExxonMobil Canada Ltd.
5.	OL 1305	ExxonMobil Canada Ltd., à titre de partenaire de gestion d'ExxonMobil Canada
		Properties
6.	OL 1306	Imperial Oil Resources Limited
7.	OL 1307	Imperial Oil Resources Ventures Limited
8.	OL 1308	Husky Oil Operations Limited
9.	OL 1309	Chevron Canada Limited
10.	OL 1310	Chevron Canada Limited, à titre de partenaire de gestion de Chevron Canada
		Resources
11.	OL 1311	Shell Canada Limitée
12.	OL 1312	Ptarmigan Energy Inc.
13.	OL 1313	Encana Corporation
14.	OL 1314	Statoil Canada Ltd.
15.	OL 1315	Corridor Resources Inc.
16.	OL 1316	Schlumberger Canada Ltd., à titre de partenaire de gestion de WesternGeco Canada
17.	OL 1317	Multi Klient Invest AS
18.	OL 1318	Black Spruce Exploration Corp.
19.	OL 1319	Electromagnetic Geoservices ASA

ENGAGEMENTS D'EXPLORATION

En date du 31 mars 2014, on comptait 997 673 670,84 \$ sous forme d'engagements d'exploration pris par des titulaires de permis de prospection, garantis par des dépôts d'un montant total estimé à 249 418 417,71 \$.

BUREAU D'ENREGISTREMENT

L'Office tient un registre public qui permet d'enregistrer les permis de prospection, les attestations de découverte importante et les licences de production, ainsi que d'autres renseignements ayant trait à ces titres.

PERCEPTION

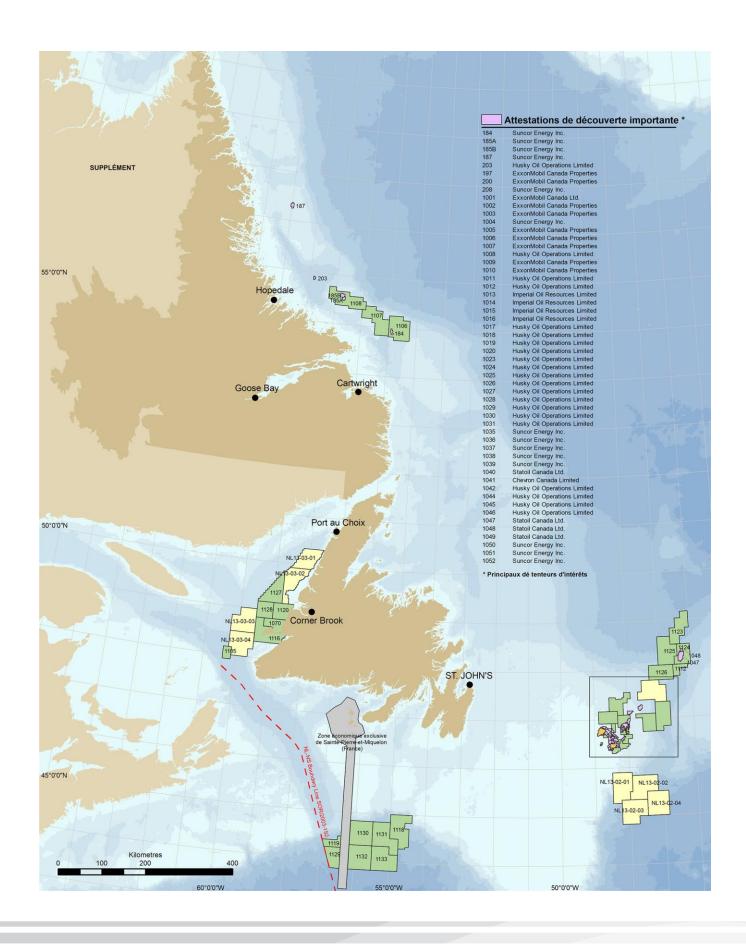
En application des *lois de mise en œuvre de l'Accord atlantique*, il incombe à l'Office de percevoir certains droits, sommes confisquées et loyers. En 2013-14, 15 560 935,07 \$ ont été remis au receveur général du Canada (voir le tableau 6). Une partie de cette somme sera versée au Fonds des recettes des ressources pétrolières extracôtières de Terre-Neuve-et-Labrador. Depuis sa création, l'Office a recueilli au total 206 707 061,46 \$ au nom de l'État.

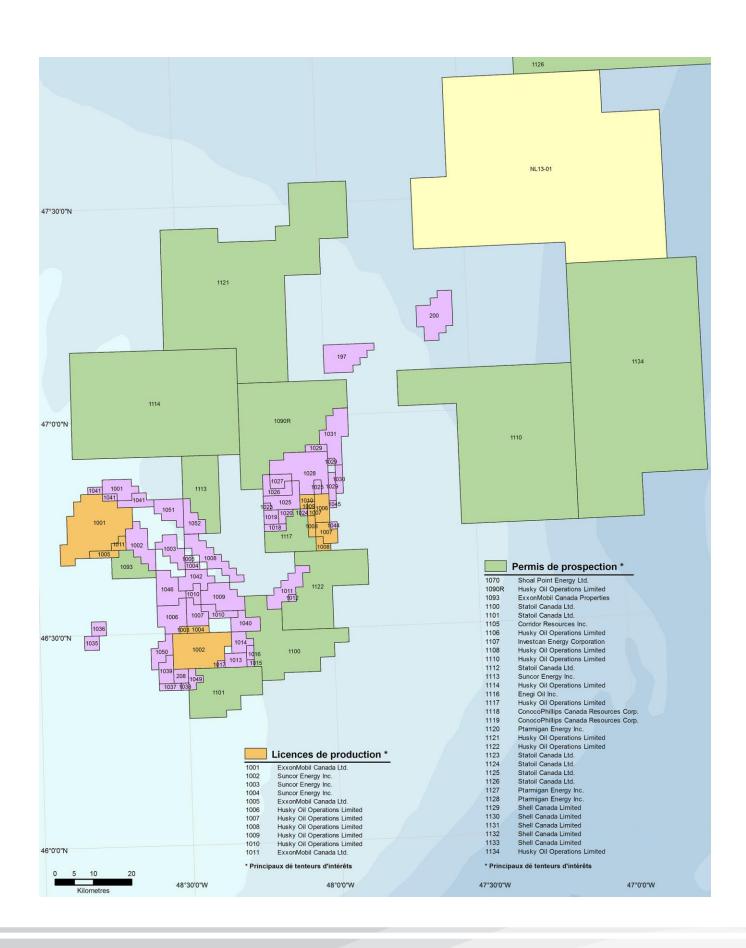
Tableau 6 : Fonds perçus au nom du Receveur général du Canada en 2013-2014

Droits, eonfiscations et loyers	Montant perçu
Loyers	853 660,00 \$
Confiscations (dépôts de garantie)	13 706 280,07 \$
Permis de travaux	475,00 \$
Droits d'enregistrement	445,00 \$
Demandes d'accès à l'information	75,00 \$
Confiscations (dépôts de forage)	1 000 000,00 \$
Total	15 560 935,07 \$

MISE EN GARDE CONCERNANT LA CONVENTION DES NATIONS UNIES SUR LE DROIT DE LA MER

Tout secteur et toute parcelle ou licence qui sont indiqués sur la carte suivante (pages 26 et 27) et qui sont situés au-delà de 200 milles marins des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador ne sont pas représentés par l'Office, afin de refléter toute l'étendue du plateau continental du Canada au-delà de 200 milles marins. Le Canada a déposé auprès de la Commission des limites du plateau continental une demande visant à définir les limites extérieures de son plateau continental dans l'océan Atlantique. L'examen de cette demande est en cours. Tout appel d'offres fondé sur l'un des secteurs ou sur l'une des parcelles qui sont illustrés sur cette carte, et toute licence délivrée dans ces secteurs, seront assujettis, à titre de décision fondamentale, à une approbation en vertu des lois applicables. Les limites de ces secteurs, parcelles ou licences dans des zones situées au-delà de 200 milles marins pourraient être révisées pour refléter les limites extérieures du plateau continental établies par le Canada. Tous les indivisaires qui détiennent des licences de production visant des zones situées au-delà de 200 milles marins pourraient être tenus, par des lois, des règlements, des modalités de permis ou de toute autre manière, d'acquitter des contributions en espèces ou en nature pour que le Canada puisse respecter les obligations découlant de l'article 82 de la Convention des Nations Unies sur le droit de la mer.





GESTION DES RESSOURCES

STOCKAGE DE DONNÉES ET RECHERCHE

Des carottes, des déblais de forage et des échantillons de fluides, des plaques pétrographiques et biostratigraphiques et divers autres matériaux géologiques soumis dans la foulée du forage de puits

Des carottes, des déblais de forage et des échantillons de fluides, des plaques pétrographiques et biostratigraphiques et divers autres matériaux géologiques soumis dans la foulée du forage de puits dans la zone extracôtière sont conservés au Centre d'entreposage et de recherche de l'Office (CERO).

dans la zone extracôtière sont conservés au Centre d'entreposage et de recherche de l'Office (CERO). À l'heure actuelle, environ 8 000 mètres de carottes, 7 500 échantillons de carottage latéral, 5 000 boîtes de déblais de forage et 200 échantillons de fluides produits par plus de 300 puits peuvent être examinés au CERO. Le CERO met ces matériaux à la disposition du public après l'expiration de la période de protection.

Durant la période visée par ce rapport, le CERO a reçu environ 428 boîtes de déblais de forage et 150 mètres de carottes et a été utilisé 66 jours pour examen de matériaux. Soixante-deux pour cent de ces jours ont été utilisés par l'industrie, 30 % par des établissements d'enseignement et 8 % par des gouvernements.

PROGRAMMES GÉOPHYSIQUES ET GÉOLOGIQUES

En 2013-2014, l'Office a examiné et approuvé sept demandes d'autorisation de programme géophysique pour mener des travaux de prospection dans la zone extracôtière.

Tableau 7: Programmes géophysiques autorisés au cours de l'exercice 2013-2014

Exploitant	Programme	Région	Couverture (km PMC)
Husky Energy	Levé sismique à haute résolution	Jeanne d'Arc	864 km
ExxonMobil	Levé sismique à haute résolution	Jeanne d'Arc	573 km
MKI	Levé sismique bidimensionnel	Régional (SET, JDA, ET et NET)	14 354 km
MKI	Levé sismique bidimensionnel	Régional (ET, NET, SL et NL)	2 939 km
GXT	Levé sismique bidimensionnel	Régional (SL et NL)	6 575 km
ExxonMobil	Levé sismique tridimensionnel	Jeanne d'Arc	53 533 km
ExxonMobil	Relevé géotechnique	Jeanne d'Arc	S/O

km PMC = Kilomètres à point milieu commun

MKI = Multi Klient Invest

ET = Est de Terre-Neuve

JDA = Jeanne d'Arc

SL = Sud du Labrador

NL = Nord du Labrador

NET = Nord-est de Terre-Neuve

SET = Sud-est de Terre-Neuve

De plus, 16 demandes de programme géologique sans travail sur le terrain ont été autorisées par l'Office durant la période visée par ce rapport. Ces études ont recours aux matériaux stockés et gérés au CERO.

Tableau 8 : Programmes géologiques autorisés au cours de l'exercice 2013-2014

Entreprise	Type d'étude	Région
Université Dalhousie	Évaluation de roches mères	Régional (SET, JDA et ET)
Fluid Inclusion Technologies	Inclusions fluides	Jeanne d'Arc
Fluid Inclusion Technologies	Inclusions fluides	Régional (ET, NET, SL et NL)
Commission géologique du Canada	Analyse palynologique	Est de Terre-Neuve
Husky Energy	Biostratigraphie	Est de Terre-Neuve
Husky Energy	Qualité du réservoir	Est de Terre-Neuve
Husky Energy	Biostratigraphie	Régional (JDA et ET)
Husky Energy	Analyse géochimique	Jeanne d'Arc
Imperial Oil Resources	Inclusions fluides	Sud-est de Terre-Neuve
Memorial University of	Récupération assistée des	Jeanne d'Arc
Newfoundland	hydrocarbures	
Memorial University of Newfoundland	Provenance et minéralogie	Est de Terre-Neuve
Ministère de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse, Direction des ressources pétrolières	Biostratigraphie et analyse géochimique	Sud-est de Terre-Neuve
Repsol Exploration Canada	Analyse géochimique	Jeanne d'Arc
Statoil Canada	Biostratigraphie	Sud-est de Terre-Neuve
Statoil Canada	Analyse pétrographique	Régional (JDA et ET)
Statoil Canada	Joint de réservoir	Est de Terre-Neuve

ET = Est de Terre-Neuve

JDA = Jeanne d'Arc

SL = Sud du Labrador NL = Nord du Labrador

NET = Nord-est de Terre-Neuve

SET = Sud-est de Terre-Neuve

ÉVALUATION DES RESSOURCES ET PRODUCTION

Les estimations les plus récentes des réserves et des ressources de l'Office et les chiffres de production se trouvent au tableau 9.

Tableau 9 : Évaluation et production de ressources

Réserves et ressources pétrolières – Région extracôtière de Terre-Neuve-et-Labrador LGN⁶ Champ Pétrole Gaz naturel Produites⁴ Estimation initiale MPC⁵ MMbbls³ **MMbbls MMbbls** Grands bancs Réserves Hibernia 1395 888 Hebron 707 0 Terra Nova 506 354 White Rose⁷ 234 189 North Amethyst⁸ 75 34 Total partiel 2917 1465 Ressources Hibernia 1984 225 Terra Nova9 22 64 5 White Rose⁷ 71 3023 96 North Amethyst 315 Mizzen 102 252 Ben Nevis 429 30 West Ben Nevis 36 West Bonne Bay 36 23 North Ben Nevis 18 116 Springdale 14 238 **Nautilus** 13 10 King's Cove South Tempest 8 7 East Rankin Fortune 6 South Mara 4 144 8 North Dana 472 П Trave 30 Subtotal 622 6815 380 Plateau continental du Labrador North Bjarni 2247 82 Gudrid 924 6 Bjarni 863 31 105 2 Hopedale Snorri 105 2 Total partiel 0 4244 123 **Total** 3539 11 059 503 1465 0 **Produites** 0

Restantes

2074

11 059

503

Notes sur le tableau 9

- On entend par « réserves » les volumes d'hydrocarbures attestés à la suite de forages, d'essais et de l'interprétation de données géologiques, géophysiques et techniques, et jugés récupérables au moyen de la technologie existante dans les conditions économiques actuelles et prévues. Les ressources pétrolières déclarées des champs Hibernia, Hebron, Terra Nova, White Rose et North Amethyst sont considérées comme des réserves.
- ² On entend par « ressources » les volumes d'hydrocarbures exprimés suivant un facteur de probabilité de 50 % qui sont jugés récupérables techniquement, mais qui n'ont pas été délimités et dont la viabilité économique n'est pas établie. La classification des ressources inclut le gaz naturel, les liquides du gaz naturel (LGN)⁶ et le pétrole contenu dans les bassins et dans les champs qui n'ont pas encore été exploités ou approuvés par l'Office.
- ³ MMbbls = millions de barils.
- ⁴ Volumes produits en date du 31 mars 2014. Les réserves de pétrole produites comprennent aussi une petite quantité de LGN[€].
- ⁵ MPC = milliards de pieds cubes.
- ⁶ Les liquides du gaz naturel (LGN) sont des dérivés du gaz naturel; il s'agit de la partie du pétrole qui existe soit sous forme gazeuse, soit en solution dans le pétrole brut dans des réservoirs souterrains naturels. *Les estimations des LGN n'ont pas été mises à jour depuis 2006.
- ⁷ Les réserves de White Rose comprennent les gisements South Avalon et Southern Extension, ainsi que le projet pilote West White Rose. Les ressources de White Rose comprennent les gisements West Avalon (moins le projet pilote) et North Avalon, ainsi que le réservoir Hibernia.
- ⁸ Les réserves de North Amethyst comprennent les réservoirs Ben Nevis/Avalon et Hibernia.
- ⁹ Les ressources de Terra Nova englobent le West Flank.

HIBERNIA

Le champ Hibernia, découvert en 1979, comporte trois principaux réservoirs : Hibernia, Ben Nevis/Avalon et Catalina. Ce champ est exploité par la SEDH à partir de la plate-forme Hibernia. La production totale pour l'exercice 2013-2014 s'est élevée à 48,28 millions de barils (MMbbls), soit une moyenne quotidienne de 132 269 barils (bbls). L'Office estime les réserves et les ressources de pétrole du réservoir Hibernia à 1 395 MMbbls, dont 887,39 MMbbls avaient été produits au 31 mars 2014.

Tableau 10: Statistiques de production du champ Hibernia

		2013-2014	Total au 31 mars 2014
Production		·	
Pétrole	MMbbls	48.28	887.89
Gaz naturel	MPC	98.22	1366.12
Eau	MMbbls	47.16	428.91
Utilisation du gaz			
naturel			
Brûlé à la torche	MPC	2.31	85.91
Carburant	MPC	5.56	86.80
Injecté	MPC	90.35	1193.43
	I.	I	I
Eau injectée	MMbbls	86.71	1240.82

TERRA NOVA

Le champ Terra Nova, découvert en 1984 et exploité par Suncor Energy, est formé d'un seul réservoir: le bassin Jeanne d'Arc. En 2013-2014, la production totale du champ Terra Nova a atteint 14,75 MMbbls. Le *NPSD Terra Nova* a produit, au cours du dernier exercice, 40 404 barils de pétrole par jour en moyenne. L'Office estime que les réserves de pétrole et de ressources à Terra Nova se situent à 528 MMbbls. Au 31 mars 2014, 353,73 MMbbls avaient été produits.

Tableau II: Statistiques de production du champ Terra Nova

		2013-2014	Total au 31 mars 2014
Production			
Pétrole	MMbbls	14.75	353.73
Gaz naturel	MPC	46.90	529.12
Eau	MMbbls	30.30	214.59
Utilisation du gaz naturel			
Brûlé à la torche	MPC	1.91	52.10
Carburant	MPC	4.10	48.26
Injecté	MPC	40.89	428.76
Levage	MPC	14.62	69.36
Eau injectée	MMbbls	46.12	541.41

WHITE ROSE

Découvert en 1984 et exploité par Husky Energy, le champ White Rose est constitué d'un réservoir principal, soit le Ben Nevis/Avalon, et d'un réservoir secondaire, soit le Hibernia. Au cours de la période visée par le rapport, la production totale du champ White Rose a été de 11,59 MMbbls. En moyenne, on a extrait 31 765 barils de pétrole par jour du gisement de White Rose. L'Office estime que les réserves et les ressources de pétrole du champ White Rose se situent à 305 MMbbls, ce qui inclut les gisements Avalon, South White Rose, West White Rose et North Avalon, ainsi que la formation Hibernia. Au 31 mars 2014, 189,29 MMbbls avaient été produits.

Durant l'exercice 2013-2014, l'Office a approuvé une demande de modification du plan de mise en valeur, ce qui a permis d'utiliser l'injection de gaz naturel pour appuyer la production de pétrole à partir de la terrasse South Avalon et du secteur du prolongement de la zone sud White Rose.

L'Office a également reçu une demande de modification de son plan de mise en valeur aux fins de l'approbation du projet de prolongement de White Rose. Ce projet comprend la construction et l'exploitation d'une plate-forme de tête de puits pour la production de pétrole à partir du champ White Rose et d'autres ressources exploitables. Cette demande était en cours d'examen au 31 mars 2014.

Tableau 12: Statistiques de production du champ White Rose

		2013-2014	Total au 31 mars 2014
Production			
Pétrole	MMbbls	11.59	189.29
Gaz naturel	MPC	13.62	165.49
Eau	MMbbls	13.25	92.46
Utilisation du gaz naturel			
Brûlé à la torche	MPC	1.62	29.47
Carburant	MPC	2.66	22.69
Injecté	MPC	9.35	113.32
Levage	MPC	10.98	55.26
	•		
Eau injectée	MMbbls	34.16	386.29

NORTH AMETHYST

Découvert en 2006, North Amethyst est un champ satellite adjacent aux activités de White Rose. Il est exploité par Husky Energy et la production y est assurée par le *NPSD Sea Rose*. Les réserves du champ North Amethyst sont contenues dans deux réservoirs, soit Ben Nevis/Avalon et Hibernia, et l'Office a estimé ses réserves à 75 MMbbls. De ce nombre, 34,33 MMbbls avaient été produits au 31 mars 2014. En 2013-2014, la production totale du champ North Amethyst a atteint 8,91 MMbbls, et la production quotidienne moyenne était de 24 422 barils.

Au cours de l'exercice 2013-2014, l'Office a approuvé une demande de plan de mise en valeur pour permettre l'exploitation du réservoir Hibernia à partir de North Amethyst.

Tableau 13: Statistiques de production du champ North Amethyst

		2013-2014	Total au 31 mars 2014
Production			
Pétrole	MMbbls	8.91	34.33
Gaz naturel	MPC	6.55	23.14
Eau	MMbbls	11.60	22.52
Utilisation du gaz naturel			
Brûlé à la torche	MPC	0.92	2.65
Carburant	MPC	1.24	4.29
Injecté	MPC	4.39	16.20
Levage	MPC	6.25	9.68
Eau injectée	MMbbls	22.46	71.72

Note : Le gaz injecté du champ North Amethyst va dans l'aire de stockage de White Rose.

HEBRON

Découvert en 1981, Hebron comprend trois champs : Hebron, Ben Nevis et West Ben Nevis. Ces gisements non encore mis en valeur sont situés au nord du champ Terra Nova. Présenté à l'Office durant l'exercice 2011-2012, son plan de mise en valeur a été approuvé en avril 2012. On prévoit que c'est en 2017 que l'huile commencera à jaillir du champ Hebron, dont les réserves totales sont estimées à 707 MMbbls.

ADMINISTRATION DES RETOMBÉES ÉCONOMIQUES

En 2013-2014, l'Office a continué de surveiller les activités de prospection et de production extracôtières pour vérifier l'observation par les exploitants des dispositions de leurs plans de retombées économiques approuvés touchant les marchés et l'emploi, la fourniture de biens et de services, la diversité, les activités de recherche et développement, et l'éducation et la formation.

Tout au long de l'année, le personnel a examiné et évalué les plans de retombées économiques de

Au 31 décembre 2013, 11 795 personnes occupaient des emplois en lien direct avec les activités liées à l'exploitation des hydrocarbures dans la zone extracôtière.

diverses activités extracôtières, y compris ceux d'un programme de forage de prospection dans le bassin Orphan et des programmes de levés sismiques au large du Labrador et dans le bassin Jeanne d'Arc, de même que ceux de plusieurs programmes d'étude des géorisques, de construction et de plongée associés à des projets de production. Le personnel a aussi continué de surveiller les plans de marchés, d'achats et d'emploi associés à la phase de construction du projet Hebron, de même que les activités préalables de mise en valeur associées au projet de prolongement de White Rose.

L'Office a reçu une modification du plan de retombées économiques de White Rose et une mise à jour de l'énoncé des répercussions socioéconomiques pour le projet de prolongement de White Rose. L'analyse de ces documents était en cours au 31 mars 2014.

DONNÉES SUR LES DÉPENSES ET SUR L'EMPLOI

Au cours de l'année civile 2013, il s'est effectué pour 5,31 milliards de dollars de travaux dans la zone extracôtière, ce qui porte à 39,23 milliards de dollars le total des dépenses engagées depuis 1966.

Au 31 décembre 2013, le secteur du pétrole dans la zone extracôtière employait directement 11 795 personnes.

En 2013, on a dépensé 712,7 millions de dollars pour des programmes d'exploration, créant ainsi des emplois qui représentaient I 613 mois-personnes. Les activités de production courantes représentaient des dépenses de 1,57 milliard de dollars en 2013, 54 % des dépenses annuelles intervenant à Terre-Neuve-et-Labrador et 20 % ailleurs au Canada.

Les tableaux 14, 15, 16 et 17 présentent un sommaire de la participation des résidents de Terre-Neuve-et-Labrador et d'autres régions du Canada à l'étape d'exploitation des projets Hibernia, Terra Nova et White Rose/North Amethyst et Hebron, respectivement.

HIBERNIA

Pour l'exercice 2013-2014, la SEDH a déclaré des dépenses de 938 millions de dollars, engagées dans une proportion de 65 % au Canada, dont 45 % à Terre-Neuve-et-Labrador. Au 31 mars 2014, le nombre total d'emplois directs dans la province rattachés au projet Hibernia était de 2010. Sur ce nombre, 89 % des travailleurs étaient, au moment de leur embauche, des résidents de Terre-Neuve-et-Labrador et 6 % étaient des résidents d'autres régions du Canada.

Tableau 14: Emplois à Hibernia (au 31 mars 2014)

Lieu de travail	Lieu de résidence			
	Terre-Neuve-et- Labrador	Autres régions du	Non-Canadians	Total
		Canada		
Exploitations côtières	875	64	44	983
Exploitations extracôtières	904	60	63	1027
Total	1779	124	107	2010

TERRA NOVA

Pour l'exercice 2013-2014, Suncor Energy a déclaré des dépenses de 607 millions de dollars, engagées dans une proportion de 70 % au Canada, dont 56 % à Terre-Neuve-et-Labrador. Au 31 mars 2014, le nombre total d'emplois directs dans la province rattachés au projet Terra Nova était de I 342. Sur ce nombre, 89 % des travailleurs étaient, au moment de leur embauche, des résidents de Terre-Neuve-et-Labrador et 7 % étaient des résidents d'autres régions du Canada.

Tableau 15: Emplois à Terra Nova (au 31 mars 2014)

Lieu de travail	Lieu de résidence						
	Terre-Neuve-et- Labrador Autres régions du Non-Canadians Total						
		Canada					
Exploitations côtières	588	31	54	673			
Exploitations extracôtières	607	58	4	669			
Total	1195	89	58	1342			

WHITE ROSE/NORTH AMETHYST

Pour l'exercice 2013-2014, Husky Energy a déclaré des dépenses de 1,01 milliard de dollars, engagée dans une proportion de 83 % au Canada, dont 60 % à Terre-Neuve-et-Labrador. Au 31 mars 2014, le nombre total d'emplois directs dans la province rattachés au projet White Rose était de 2 661. Sur ce nombre, 74 % des travailleurs étaient, au moment de leur embauche, des résidents de Terre Neuve-et-Labrador et 9 % étaient des résidents d'autres régions du Canada.

Tableau 16: Emplois à White Rose/North Amethyst (au 31 mars 2014)

Lieu de travail	Lieu de résidence			
	Terre-Neuve-et- Labrador	Autres régions du	Non-Canadians	Total
		Canada		
Exploitations côtières	1285	158	438	1881
Exploitations extracôtières	695	76	9	780
Total	1980	234	447	2661

HEBRON

Pour l'exercice 2013-2014, ExxonMobil a déclaré des dépenses de 2,81 milliards de dollars, engagées dans une proportion de 65 % au Canada, dont 59 % à Terre-Neuve-et-Labrador. Au 31 mars 2014, le nombre total d'emplois directs dans la province rattachés au projet White Rose était de 6 429. Sur ce nombre, 62 % des travailleurs étaient, au moment de leur embauche, des résidents de Terre-Neuve-et-Labrador et 6 % étaient des résidents d'autres régions du Canada.

Tableau 17: Emplois à Hebron (au 31 mars 2014)

Lieu de travail	Lieu de résidence					
	Terre-Neuve-et- Labrador Autres régions du		Non-Canadians	Total		
		Canada				
Gestion du projet	115	13	156	284		
Équipe de la structure	2639	118	223	2980		
gravitaire						
Équipe des installations	1209	244	1696	3149		
Équipe du SCM	2	I	13	16		
Total	3965	376	2088	6429		

RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT, ÉDUCATION ET FORMATION

L'Office a poursuivi la surveillance des obligations de l'industrie en matière de recherche et développement, d'éducation et de formation dans la province. Les dépenses de l'année civile 2012 ont été examinées par l'Office pour déterminer leur admissibilité par rapport aux lignes directrices de l'Office. Selon une étude sur les dépenses liées aux travaux, on a dépensé environ 68 millions de dollars dans la recherche et le développement ainsi que dans l'éducation et la formation en 2012, portant les dépenses totales à près de 273 millions de dollars depuis l'entrée en vigueur des lignes directrices de l'Office le 1^{er} avril 2004. Les dépenses pour l'année civile 2013 doivent être déclarées au 31 mars 2014 et seront présentées dans le rapport annuel 2014-2015.

Une ventilation des dépenses pour chaque projet en 2010 est fournie au tableau 18 :

Tableau 18 : Dépenses de projet (millions \$)

	R&D	E&T	Total
Hibernia	19,52 \$	12,11 \$	31,63 \$
Terra Nova	14,74 \$	3,05 \$	17,79 \$
White Rose/North Amethyst	8,33 \$	4,36 \$	12,69 \$
Hebron	3,20 \$	2,98 \$	6,18 \$
Total	45,79 \$	22,50 \$	68,29 \$

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

COORDINATION DES POLITIQUES ET DES RÈGLEMENTS

Le 24 octobre 2013, le projet de loi C-5, Loi sur la santé et la sécurité dans la zone extracôtière (Loi modifiant la Loi de mise en œuvre de l'Accord atlantique Canada—Terre-Neuve et la Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada—Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers et d'autres lois, et comportant d'autres mesures) a été déposé à la Chambre des communes. L'équivalent provincial de ce projet de loi a reçu la sanction royale le 16 mai 2013. Cette loi modifie la Loi de mise en œuvre par adjonction de la Partie III.1, décrit le régime de santé et de sécurité au travail pour la zone extracôtière et prévoit des pouvoirs de prise de règlements.

Le 26 novembre 2013, le projet de loi a été adopté en deuxième lecture et renvoyé au Comité permanent des ressources naturelles. Le 2 décembre 2013, le président a pris la parole devant ce Comité, en compagnie du directeur général de l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers. Le rapport du Comité a été déposé le 12 février 2014, de pair avec les modifications apportées, et le Projet de loi en était à l'étape de la troisième lecture au 31 mars 2014.

En 2013-2014, l'Office a participé à un groupe de travail qui fournissait des avis aux gouvernements concernant l'élaboration des modifications aux *lois de mise en œuvre de l'Accord atlantique* qui résulteront de l'adoption du projet de loi Bill C-22 – la *Loi sur la sûreté et la sécurité en matière énergétique*. La loi proposée porte sur des questions comme le renforcement des exigences en matière de preuve de solvabilité, l'ajout de sanctions administratives pécuniaires, la capacité de recouvrer le coût des dépenses de l'industrie et le pouvoir accordé aux organismes de réglementation de permettre l'utilisation de certains agents de traitement en cas de déversement.

Ces modifications ont fait ressortir le besoin d'élaborer un ensemble de nouveaux règlements. Le personnel a participé à l'équipe de projet chargée de surveiller l'état d'avancement de l'élaboration des règlements. Le personnel a également participé à des groupes de travail techniques chargés de fournir des conseils stratégiques aux gouvernements relativement à l'élaboration de règlements sur les exigences en matière de preuve de solvabilité, le recouvrement des coûts et les sanctions administratives pécuniaires.

À l'automne 2013, Ressources naturelles Canada, en partenariat avec les gouvernements provinciaux, a relancé l'Initiative de renouvellement de la réglementation concernant les zones pionnières et extracôtières (IRRZPE). L'initiative vise à moderniser la réglementation relative à l'exploitation pétrolière dans les régions extracôtières et pionnières en adoptant au besoin une démarche axée sur les buts.

Les gouvernements sont également déterminés à créer un ensemble de règlements modernes sur la santé et la sécurité au travail (SST), dans les zones au Canada qui sont visées par les accords, dans un délai de cinq ans suivant l'adoption de la loi modificative. Le personnel de l'Office participe à l'équipe de projet qui sera chargée de surveiller l'élaboration de la réglementation modernisée sur la SST.

En 2013-2014, l'Office a participé à la préparation d'une réponse aux commentaires du Comité mixte permanent au sujet du Règlement sur le forage et la production relatifs aux hydrocarbures dans la zone extracôtière de Terre-Neuve. Il est intervenu notamment en fournissant des conseils stratégiques aux gouvernements et en tenant compte des points de vue exprimés par Ressources naturelles Canada, le ministère des Ressources naturelles de Terre-Neuve-et-Labrador, le ministère de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse, de l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (OCNEHE) et de l'Office national de l'énergie (ONE).

Au cours de l'exercice 2013-2014, l'Office a coordonné l'examen et l'approbation des autorisations de programme de plongée pour le projet de prolongement de la zone sud White Rose et le projet North Amethyst (Hibernia Formation) de Husky Energy. L'Office a reçu la demande d'autorisation de programme de plongée pour le projet de prolongement de White Rose de Husky Energy le 22 octobre 2013, et l'examen de cette demande était en cours au 31 mars 2014.

Durant l'exercice, le personnel a coordonné l'examen et l'approbation de la demande de modification au plan de mise en valeur de White Rose, appelée projet de prolongement de White Rose, et de la demande de modification au plan de mise en valeur de North Amethyst, appelée projet North Amethyst (formation Hibernia).

En octobre 2013, l'Office a reçu une demande de modification au plan de mise en valeur de White Rose, laquelle portait sur la proposition de Husky Energy visant la construction d'une structure de forage en béton (c.-à-d. une plate-forme de tête de puits) dans la zone d'Argentia. Au 31 mars 2014, l'Office procédait à un examen de complétude de la demande.

Le personnel a également participé à la mise à jour de plusieurs protocoles d'entente pour donner suite aux recommandations formulées dans le Rapport du commissaire à l'environnement et au développement durable (relevant du vérificateur général). Les protocoles d'entente mis à jour comprenaient notamment les protocoles d'entente avec le ministère des Pêches et des Océans, la Garde côtière canadienne, Environnement Canada et Transports Canada.

Au cours de l'exercice 2013-2014, le personnel de l'Office a coordonné la délivrance de 13 autorisations, lesquelles sont consignées au tableau 19.

Tableau 19 : Autorisations délivrées par l'Office en 2013-2014

Type d'autorisation	Exploitant	Installation/navire
Autorisation de programme de plongée	Suncor Energy	BSP Seven Falcon
Autorisation de programme de plongée	Husky Energy	BSP Wellservicer
Autorisation de programme géophysique	ExxonMobil	MS Vespucci
Autorisation de programme géophysique (Labrador)	GXT	MS Discoverer
Autorisation de programme géophysique (Labrador)	MultiKlient Invest AS	MS Sanco Spirit
Autorisation de programme géophysique (versant nord-est de TN.)	MultiKlient Invest AS	MS Sanco Spirit
Autorisation de programme géophysique	Husky Energy	MS Maersk Challenger
Autorisation de programme géophysique	ExxonMobil	MS Strait Hunter
Autorisation de programme géotechnique	ExxonMobil	MS Bucentaur
Autorisation de mener des travaux	SEDH	UMFM West Aquarius
Autorisation de mener des travaux	Chevron Canada	Navire de forage Stena Carron
Autorisation de mener des travaux (Construction)	Husky Energy	Deep Pioneer
Autorisation de mener des travaux (Construction)	Husky Energy	Apache II
Autorisation de mener des travaux (Construction)	SEDH	Deep Pioneer/Flinstone

SERVICES DE SOUTIEN

En 2013-2014, l'Office a reçu 441 demandes d'information provenant de parties externes par l'intermédiaire de son Centre de ressources documentaires. Ces demandes portaient principalement sur l'accès à des données techniques non exclusives sur le pétrole en haute mer fournies à l'Office par

Douze décisions fondamentales ont été prises par l'Office en 2013-2014, dont huit qui ont ultérieurement été approuvées par les gouvernements.

les exploitants. Elles n'exigeaient pas des demandeurs qu'ils fassent une demande officielle en vertu de la Loi sur l'accès à l'information. L'Office a reçu 17 demandes officielles et 13 demandes de consultation officielles en vertu de la Loi sur l'accès à l'information au cours de l'exercice 2013-2014. Comme l'exige la Loi sur l'accès à l'information, l'Office doit établir un rapport annuel distinct d'application de Loi au cours de l'exercice 2013-2014, lequel sera présenté au Parlement en 2014.

Une initiative importante entreprise en 2013-2014 portait sur la restructuration du Programme de gestion du rendement des employés actuel, la date d'entrée en vigueur du nouveau programme étant le 1^{er} avril 2014. Il a fallu, pour ce faire, élaborer un nouveau processus d'examen et de nouveaux critères d'évaluation. L'objectif du nouveau programme est d'avoir une incidence positive sur le rendement futur en récompensant le rendement exceptionnel et en établissant un processus uniforme pour mesurer et récompenser le rendement.

L'Office a également investi dans ses capacités en matière de technologique de l'information pour la salle d'intervention d'urgence, en installant des lignes téléphoniques, des dispositifs d'enregistrement, des écrans et des flux de données supplémentaires.

L'Office a entrepris un examen des prestations de son Régime d'assurance collective des employés et a réalisé une étude de marché concurrentiel portant sur le régime avec l'aide d'un courtier d'une nouvelle assurance collective. Grâce à ce travail, un certain nombre de risques et d'améliorations possibles dans le fonctionnement du régime actuel ont été cernés, et des économies substantielles ont été réalisées quant au coût du régime d'assurance collective pour l'année à venir.

Une vérification triennale du programme de gestion de la SST a été réalisée en novembre 2013 par le Comité de la santé et de la sécurité au travail. La vérification a permis de cerner certaines occasions pour l'Office, en tant qu'employeur, d'adopter des mesures permettant de réduire davantage les risques en milieu de travail pour ses employés.

Le tableau ci-dessous résume les 297 activités d'examen réglementaire, d'attribution de permis, de vérification et d'approbation associées aux objectifs permanents de l'Office qui ont été effectuées au cours de l'exercice 2013-2014. Outre ces mesures réglementaires, 12 décisions fondamentales ont été prises par l'Office en 2013-2014, dont huit ont été approuvées ultérieurement par les gouvernements.

Tableau 20 : Activités d'examen réglementaire, d'attribution de permis, de vérification et d'approbation en 2013-2014

Demandes d'équivalences réglementaires (approuvées ou refusées)	103
Approbations pour modifier l'état d'un puits	19
Approbations pour forer un puits	15
Approbations de plans des retombées économiques (nouveaux ou modifiés)	13
Approbations de production mélangée	2
Autorisations de programme de plongée	2
Évaluations environnementales (nouvelles, modifiées ou mises à jour)	16
Vérifications et inspections environnementales	4
Permis de prospection (nouveau ou modifié)	ı
Approbation de programme d'acquisition de données de terrain	ı
Approbation de demande de système d'écoulement	0
Vérifications de système d'écoulement (mesure de débit)	6
Approbation de programme d'essais d'écoulement de formation	0
Approbations de torchage de gaz	3
Autorisations d'étude géophysique (avec travail sur le terrain)	6
Autorisations de programme géophysique (sans travail sur le terrain)	16
Autorisation de programme géotechnique	ı
Avis de non-conformité	0
Avis d'achèvement de puits	6
Avis d'abandon de puits	6
Avis de suspension de puits	6
Autorisations de mener des travaux (nouveaux ou modifiés)	5
Permis de travaux	19
Désignation de mise en commun	I
Licence de production (nouvelle ou modifiée)	0
Évaluations de la sécurité	15
Vérifications/inspections de sécurité	19
Attestations de découverte importante (nouvelles ou modifiées)	2
Évaluations environnementales stratégiques	2
Refus de travailler ayant fait l'objet d'une enquête	2
Plaintes de travailleurs en mer examinées	6

ANNEXE: ETATS	FINANCIE	RS		



États financiers

Office Canada - Terre-Neuve et Labrador des hydrocarbures extracôtiers

Le 31 mars 2014

Table des matières

	Page
Déclaration de responsabilité	1
Rapport des vérificateurs indépendants	2-3
État de la situation financière	4
État des résultats	5
État de l'évolution de l'excédent accumulé	6
État de l'évolution de la dette nette	7
État des flux de trésorerie	8
Notes aux états financiers	9-15
Annexe des immobilisations corporelles	16
Annexe des dépenses	17-18
Annexe de rapprochement du plan financier au budget	19

Déclaration de responsabilité

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

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

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

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

Président Administrateu



Rapport des vérificateurs indépendants

Grant Thornton LLP Suite 300 15 International Place St. John's, NL A1A 0L4

T +1 709 778-8800 F +1 709 722-7892 www.GrantThornton.ca

Aux administrateurs de

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

Nous avons effectué la vérification des états financiers ci-joints de l'Office Canada – Terre-Neuve et Labrador des hydrocarbures extracôtiers, qui comprennent l'état de la situation financière au 31 mars 2014 et les états des résultats, de l'évolution de l'excédent accumulé, de l'évolution de la dette nette et des flux de trésorerie de l'exercice terminé à cette date, ainsi qu'un résumé des principales méthodes comptables et d'autres informations explicatives.

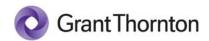
Responsabilité de la direction pour les états financiers

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

Responsabilité des vérificateurs

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

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



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

Opinion

À notre avis, les états financiers donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la position financière de l'Office Canada – Terre-Neuve et Labrador des hydrocarbures extracôtiers au 31 mars 2014 ainsi que des résultats et des flux de trésorerie de l'exercice terminé à cette date, conformément aux normes comptables pour le secteur public du Canada.

Grant Thornton LLP

St. John's, Canada

le 28 mai 2014 Comptables agréés

État de la situation financière

Au 31 mars	2014	2013
Actifs financiers		
Espèces et quasi-espèces Sommes à recevoir	\$ 4,717,568 3,174,665	\$ 7,246,649 405,368
	7,892,233	7,652,017
Passif		
Fournisseurs et charges à payer (Note 3)	4,645,232	5,003,901
Obligation au titre des avantages sociaux futures (Note 4)	5,284,300	4,746,400
	9,929,532	9,750,301
Dette nette	<u>\$ (2,037,299)</u>	\$ (2,098,284)
Actifs non financiers		
Charges payées d'avance Immobilisations corporelles (Page 16)	\$ 347,189 3,154,180	\$ 385,284 3,219,732
	3,501,369	3,605,016
Excédent accumulé (Note 5)	\$ 1,464,070	\$ 1,506,732

Engagements (Note 7) Éventualités (Note 9)

Pour le Conseil

Président

Administrateur

Pour l'exercice terminé le 31 mars 2014 2013 2013 2013 2015	État des résultats	Réel	(Note 8) Budget	(Note 11) Réel
Subventions d'exploitation	Pour l'exercice terminé le 31 mars			
Couvernement de Terre-Neuve et Labrador 7,628,098 7,650,800 7,542,188				
Plus: Coûts récupérés de l'industrie 11,442,147 11,476,200 11,313,282 132,162 38,115 91,555 26,889,213 26,889,213 26,880,505 26,815,915 26,489,213 26,880,505 26,815,915 26,489,213 26,880,505 26,815,915 26,489,213 26,880,505 26,815,915 26,489,213 26,880,505 26,815,915 26,489,213 26,880,505 26,815,915 26,489,213 26,880,505 26,815,915 26,489,213 26,880,505 26,815,915 26,489,213 26,880,505 26,815,915 26,489,213 26,480,213				
Coûts récupérés de l'industrie Intérêts et autres 11,442,147 132,162 11,476,200 38,115 11,313,282 91,555 Intérêts et autres 26,830,505 26,815,915 26,489,213 Remboursement aux gouvernements des coûts récupérés (11,442,147) (11,476,200) (11,313,282) Revenu net 15,388,358 15,339,715 15,175,931 Dépenses (Pages 17 and 18) 1,967,299 1,944,411 2,233,336 Affaires environnementales 1,000,076 1,092,513 1,104,920 Exploration 994,458 1,149,285 989,842 Coordination des politiques et règlements des avantages de l'industrie 780,645 816,755 744,841 Services juridiques et terrain 656,497 483,879 471,037 Exploitation 909,267 959,363 886,796 Gestion des ressources 2,046,211 2,307,073 2,075,613 Sécurité 1,885,038 1,976,533 2,128,309 Services de soutien 15,431,020 15,881,215 15,677,165 Déficit annuel avant ce qui suit (42,662) 541,500 (50	Dlue	15,256,196	15,301,600	15,084,376
Moins: Remboursement aux gouvernements des coûts récupérés (11,442,147) (11,476,200) (11,313,282) Revenu net 15,388,358 15,339,715 15,175,931 Dépenses (Pages 17 and 18) 2000 1,967,299 1,944,411 2,233,336 Affaires environnementales 1,000,076 1,092,513 1,104,920 1,104,920 Exploration 994,458 1,149,285 989,842 Coordination des politiques et règlements des avantages de l'industrie 780,645 816,755 744,841 Services juridiques et terrain 656,497 483,879 471,037 Exploitation 909,267 959,363 886,796 Gestion des ressources 2,046,211 2,307,073 2,075,613 Sécurité 1,885,038 1,976,533 2,128,309 Services de soutien 5,191,529 5,151,403 5,042,471 Déficit annuel avant ce qui suit (42,662) (541,500) (501,234) Commissions publiques d'appel - - 112,831 Commission publique d'appel Hebron - - 230,984 </td <th>Coûts récupérés de l'industrie</th> <td></td> <td></td> <td></td>	Coûts récupérés de l'industrie			
Remboursement aux gouvernements des coûts récupérés (11,442,147) (11,476,200) (11,313,282) Revenu net 15,388,358 15,339,715 15,175,931 Dépenses (Pages 17 and 18) 1,967,299 1,944,411 2,233,336 Affaires environnementales 1,000,076 1,092,513 1,104,920 Exploration 994,458 1,149,285 989,842 Coordination des politiques et règlements des avantages de l'industrie 780,645 816,755 744,841 Services juridiques et terrain 656,497 483,879 471,037 Exploitation 909,267 959,363 886,796 Gestion des ressources 2,046,211 2,307,073 2,075,613 Sécurité 1,885,038 1,976,533 2,128,309 Services de soutien 5,191,529 5,151,403 5,042,471 Déficit annuel avant ce qui suit (42,662) (541,500) (501,234) Commissions publiques d'appel 2 5,41,500 (501,234) Commission publique d'appel Hebron - - 230,984 Dépenses (Page 18)		26,830,505	26,815,915	26,489,213
coûts récupérés (11,442,147) (11,476,200) (11,313,282) Revenu net 15,388,358 15,339,715 15,175,931 Dépenses (Pages 17 and 18) 3,967,299 1,944,411 2,233,336 Affaires environnementales 1,000,076 1,092,513 1,104,920 Exploration 994,458 1,149,285 989,842 Coordination des politiques et règlements des avantages de l'industrie 780,645 816,755 744,841 Services juridiques et terrain 656,497 483,879 471,037 Exploriation 990,267 959,363 886,796 Gestion des resources 2,046,211 2,307,073 2,075,613 Sécurité 1,885,038 1,976,533 2,128,309 Services de soutien 5,191,529 5,151,403 5,042,471 Déficit annuel avant ce qui suit (42,662) (541,500) (501,234) Commissions publiques d'appel - - 112,831 Coûts récupérés - - 230,984 Dépenses (Page 18) - - 343,815 <th></th> <td></td> <td></td> <td></td>				
Dépenses (Pages 17 and 18) Conseil et affaires publiques 1,967,299 1,944,411 2,233,336 Affaires environnementales 1,000,076 1,092,513 1,104,920 Exploration 994,458 1,149,285 989,842 Coordination des politiques et règlements des avantages de l'industrie 780,645 816,755 744,841 Services juridiques et terrain 656,497 483,879 471,037 Exploitation 999,267 959,363 886,796 Gestion des ressources 2,046,211 2,307,073 2,075,613 Sécurité 1,885,038 1,976,533 2,128,309 Services de soutien 5,191,529 5,151,403 5,042,471 15,431,020 15,881,215 15,677,165 Déficit annuel avant ce qui suit (42,662) (541,500) (501,234) Commissions publiques d'appel Hebron -	e e	(11,442,147)	(11,476,200)	(11,313,282)
Conseïl et affaires publiques 1,967,299 1,944,411 2,233,336 Affaires environnementales 1,000,076 1,092,513 1,104,920 Exploration 994,458 1,149,285 989,842 Coordination des politiques et règlements des avantages de l'industrie 780,645 816,755 744,841 Services juridiques et terrain 656,497 483,879 471,037 Exploitation 909,267 959,363 886,796 Gestion des ressources 2,046,211 2,307,073 2,075,613 Sécurité 1,885,038 1,976,533 2,128,309 Services de soutien 5,191,529 5,151,403 5,042,471 Déficit annuel avant ce qui suit (42,662) (541,500) (501,234) Commissions publiques d'appel - - 112,831 Commission publique d'appel Hebron - - 343,815 Dépenses (Page 18) - - 343,815 Dépenses (Page 18) - - - 112,831 Commission publique d'appel Hebron - - <td< td=""><th>Revenu net</th><td>15,388,358</td><td>15,339,715</td><td>15,175,931</td></td<>	Revenu net	15,388,358	15,339,715	15,175,931
Affaires environnementales 1,000,076 1,092,513 1,104,920 Exploration 994,458 1,149,285 989,842 Coordination des politiques et règlements des avantages de l'industrie 780,645 816,755 744,841 Services juridiques et terrain 656,497 483,879 471,037 Exploitation 909,267 959,363 886,796 Gestion des ressources 2,046,211 2,307,073 2,075,613 Sécurité 1,885,038 1,976,533 2,128,309 Services de soutien 5,191,529 5,151,403 5,042,471 Déficit annuel avant ce qui suit (42,662) (541,500) (501,234) Commissions publiques d'appel Commission publique d'appel Hebron - - 112,831 Commission publique d'appel Old Harry - - 343,815 Dépenses (Page 18) - - 112,831 Commission publique d'appel Hebron - - 112,831 Commission publique d'appel Hebron - - 112,831 Commission publique d'appel Hebron <t< td=""><th>Dépenses (Pages 17 and 18)</th><td></td><td></td><td></td></t<>	Dépenses (Pages 17 and 18)			
Exploration 994,458 1,149,285 989,842 Coordination des politiques et règlements des avantages de l'industrie 780,645 816,755 744,841 Services juridiques et terrain 656,497 483,879 471,037 Exploitation 909,267 959,363 886,796 Gestion des ressources 2,046,211 2,307,073 2,075,613 Sécurité 1,885,038 1,976,533 2,128,309 Services de soutien 5,191,529 5,151,403 5,042,471 Déficit annuel avant ce qui suit (42,662) (541,500) (501,234) Commissions publiques d'appel Coûts récupérés - - 112,831 Commission publique d'appel Old Harry - - 343,815 Dépenses (Page 18) - - - 112,831 Commission publique d'appel Hebron - - - 112,831 Commission publique d'appel Hebron - - - 2,261 Commission publique d'appel Old Harry - - - 2,261				
Coordination des politiques et règlements des avantages de l'industrie 780,645 816,755 744,841 Services juridiques et terrain 656,497 483,879 471,037 Exploitation 909,267 959,363 886,796 Gestion des ressources 2,046,211 2,307,073 2,075,613 Sécurité 1,885,038 1,976,533 2,128,309 Services de soutien 5,191,529 5,151,403 5,042,471 Déficit annuel avant ce qui suit (42,662) (541,500) (501,234) Commissions publiques d'appel Coûts récupérés Commission publique d'appel Hebron - 112,831 Commission publique d'appel Old Harry - 343,815 Dépenses (Page 18) Commission publique d'appel Hebron - 112,831 Commission publique d'appel Hebron - 343,815 Commission publique d'appel Old Harry - 2,261 Commission publique d'appel Old Harry - 2,261 Commission publique d'appel Old Harry - 2,261 Commission publique d'appel Old Harry - 115,092 Commission publique d'appel Old Harry -				
avantages de l'industrie 780,645 816,755 744,841 Services juridiques et terrain 656,497 483,879 471,037 Exploitation 909,267 959,363 886,796 Gestion des ressources 2,046,211 2,307,073 2,075,613 Sécurité 1,885,038 1,976,533 2,128,309 Services de soutien 5,191,529 5,151,403 5,042,471 Déficit annuel avant ce qui suit (42,662) (541,500) (501,234) Commissions publiques d'appel - - - 112,831 Commission publique d'appel Hebron - - - 230,984 Dépenses (Page 18) Commission publique d'appel Hebron - - - 112,831 Commission publique d'appel Hebron - - - 112,831 <th>*</th> <td>994,458</td> <td>1,149,285</td> <td>989,842</td>	*	994,458	1,149,285	989,842
Services juridiques et terrain 656,497 483,879 471,037 Exploitation 909,267 959,363 886,796 Gestion des ressources 2,046,211 2,307,073 2,075,613 Sécurité 1,885,038 1,976,533 2,128,309 Services de soutien 5,191,529 5,151,403 5,042,471 Déficit annuel avant ce qui suit (42,662) (541,500) (501,234) Commissions publiques d'appel Coûts récupérés Commission publique d'appel Hebron - - 112,831 Commission publique d'appel Old Harry - - 343,815 Dépenses (Page 18) Commission publique d'appel Hebron - - 112,831 Commission publique d'appel Old Harry - - 2,261 - - 115,092		700 645	016 755	744 041
Exploitation 909,267 959,363 886,796 Gestion des ressources 2,046,211 2,307,073 2,075,613 Sécurité 1,885,038 1,976,533 2,128,309 Services de soutien 5,191,529 5,151,403 5,042,471 Déficit annuel avant ce qui suit (42,662) (541,500) (501,234) Commissions publiques d'appel - - 112,831 Commission publique d'appel Hebron - - 230,984 Dépenses (Page 18) - - 343,815 Dépenses (Page 18) - - 112,831 Commission publique d'appel Hebron - - 112,831 Commission publique d'appel Hebron - - 12,831 Commission publique d'appel Hebron - - 112,831 Commission publique d'appel Hebron - - 112,831 Commission publique d'appel Hebron - - 115,092		•	-	•
Gestion des ressources 2,046,211 2,307,073 2,075,613 Sécurité 1,885,038 1,976,533 2,128,309 Services de soutien 5,191,529 5,151,403 5,042,471 Déficit annuel avant ce qui suit (42,662) (541,500) (501,234) Commissions publiques d'appel Coûts récupérés - - 112,831 Commission publique d'appel Hebron - - 230,984 Dépenses (Page 18) - - 343,815 Dépenses (Page 18) - - 112,831 Commission publique d'appel Hebron - - 112,831 Commission publique d'appel Old Harry - - 2,261		•	•	
Sécurité 1,885,038 1,976,533 2,128,309 Services de soutien 5,191,529 5,151,403 5,042,471 15,431,020 15,881,215 15,677,165 Déficit annuel avant ce qui suit (42,662) (541,500) (501,234) Commissions publiques d'appel Coûts récupérés - - 112,831 Commission publique d'appel Hebron - - 230,984 Dépenses (Page 18) - - 343,815 Dépenses (Page 18) - - - 112,831 Commission publique d'appel Hebron - - 112,831 Commission publique d'appel Old Harry - - 2,261 - - 115,092		•	-	
Services de soutien 5,191,529 5,151,403 5,042,471 15,431,020 15,881,215 15,677,165 Déficit annuel avant ce qui suit (42,662) (541,500) (501,234) Commissions publiques d'appel Coûts récupérés 3112,831 312				
Déficit annuel avant ce qui suit Commissions publiques d'appel Coûts récupérés Commission publique d'appel Hebron Commission publique d'appel Old Harry Commission publique d'appel Old Harry Commission publique d'appel Hebron Commission publique d'appel Hebron Commission publique d'appel Hebron Commission publique d'appel Hebron Commission publique d'appel Old Harry	Services de soutien			
Commissions publiques d'appel Coûts récupérés Commission publique d'appel Hebron Commission publique d'appel Old Harry - 112,831 Commission publique d'appel Hebron - 343,815 Dépenses (Page 18) Commission publique d'appel Hebron - 112,831 Commission publique d'appel Old Harry - 2,261 - 115,092		15,431,020	15,881,215	15,677,165
Coûts récupérés Commission publique d'appel Hebron Commission publique d'appel Old Harry - 230,984 Dépenses (Page 18) Commission publique d'appel Hebron Commission publique d'appel Hebron Commission publique d'appel Old Harry - 2,261 - 115,092	Déficit annuel avant ce qui suit	(42,662)	<u>(541,500)</u>	(501,234)
Commission publique d'appel Old Harry - 230,984 - 343,815 Dépenses (Page 18) Commission publique d'appel Hebron - 112,831 Commission publique d'appel Old Harry - 2,261 - 115,092	Coûts récupérés			
Dépenses (Page 18) Commission publique d'appel Hebron Commission publique d'appel Old Harry - 112,831 - 2,261 - 115,092		<u> </u>	<u> </u>	
Commission publique d'appel Hebron - 112,831 Commission publique d'appel Old Harry - 2,261 - 115,092				343,815
Commission publique d'appel Hebron - 112,831 Commission publique d'appel Old Harry - 2,261 - 115,092	Dépenses (Page 18)			
<u> </u>	1	-	_	112,831
	Commission publique d'appel Old Harry			2,261
Déficit annuel \$ (42,662) \$ (541,500) \$ (272,511)		_		115,092
	Déficit annuel	\$ (42,662)	\$ (541,500)	\$ (272,511)

Etat de l'évolution de l'excédent accumulé	lé (Note 8)			
	Réel	Budget	Réel	
Pour l'exercice terminé le 31 mars	2014	2014	2013	
Excédent accumulé, début de l'exercice	\$ 1,506,732	\$ 1,506,732	\$ 1,779,243	
Déficit annuel	(42,662)	(541,500)	(272,511)	
Excédent accumulé, fin de l'exercice	\$ 1,464,070	\$ 965,232	\$ 1,506,732	

Etat de l'évolution de la dette net			(Note 8)		
Pour l'exercice terminé le 31 mars		Réel 2014		Budget 2014	Réel 2013
Déficit annuel	\$	(42,662)	\$	(541,500)	\$ (272,511)
Acquisition d'immobilisations corporelles Vente d'immobilisations corporelles Amortissement des immobilisations corporelles Diminution des charges payées d'avance		(449,010) 22,890 491,672 38,095		(120,500) - 662,000 -	 (438,125) - 710,636 - 72,522
Diminution de la dette nette		60,985		-	72,522
Dette nette, début de l'exercice	((2,098,284)		(2,170,806)	 (<u>2,170,806)</u>
Dette nette, fin de l'exercice	\$ ((2,037,299)	\$ ((2,170,806)	\$ (2,098,284)

État des flux de trésorerie

Pour l'exercice terminé le 31 mars	2014	2013
Augmentation (diminution) des espèces et quasi-espèces		
Exploitation		
Déficit annuel	\$ (42,662)	\$ (272,511)
Amortissement des immobilisations	<u>491,672</u>	<u>710,636</u>
	449,010	438,125
Variation des éléments hors trésorerie	,	,
Obligation au titre des avantages sociaux futurs	537,900	520,700
Sommes à recevoir	(2,769,297)	535,590
Charges payées d'avance	38,095	72,522
Fournisseurs et charges à payer	(358,669)	(282,130)
Encaisse (utilisé pour) provenant d'opérations		
d'exploitation	(2,102,961)	1,284,807
a exploitation	<u>(2,102,701)</u>	
Capital		
Encaisse utilisé pour faire l'acquisition		
d'immobilisations corporelles	(449,010)	(438,128)
Encaisse provenant de la vente		
d'immobilisations corporelles	22,890	
Encaisse utilisée pour les opérations en capital	(426,120)	(438,128)
Encaisse utilisée pour les opérations en capitai	(420,120)	<u>(430,120)</u>
(Diminution) augmentation des espèces et quasi-espèces	(2,529,081)	846,679
	(, , ,	,
Espèces et quasi-espèces, début de l'exercice	<u>7,246,649</u>	6,399,970
Espèces et quasi-espèces, fin de l'exercice	\$ 4,717,568	\$ 7,246,649

Notes aux états financiers

Le 31 mars 2014

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.

2. Conventions comptables

Base de présentation

Les états financiers ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada, établies par le Conseil sur la comptabilité dans le secteur public (CCSP) des Comptables Professionnels Agréés et reflètent les principales conventions comptables suivantes :

Utilisation des estimations

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

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

Constatation des revenus

Les subventions d'exploitation sont comptabilisées lorsque approuvées, moins les montants remboursables pour des dépenses non encourues.

Les coûts récupérés de l'industrie sont comptabilisés dans l'exercice au cours duquel les dépenses sont survenues et lorsque le recouvrement est raisonnablement assuré.

Les intérêts et autres revenus sont comptabilisés lorsqu'ils sont gagnés et lorsque le recouvrement est raisonnablement assuré.

Espèces et quasi-espèces

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

Notes aux états financiers

Le 31 mars 2014

2. Conventions comptables (suite)

Actifs non financiers

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

Immobilisations corporelles

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

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

Dépréciation des actifs à long terme

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

Subventions pour immobilisations

Les subventions reçues des gouvernements fédéral et provincial pour les dépenses en immobilisations annuelles sont comptabilisées à titre de revenu dans l'exercice au cours duquel elles sont reçues.

Avantages sociaux futurs

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

Notes aux états financiers

Le 31 mars 2014

2. Conventions comptables (suite)

Instruments financiers

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

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

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

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

Par la suite, l'Office évalue ses actifs financiers et ses passifs financiers au coût ou au coût après amortissement. Les changements à la juste valeur sont comptabilisés à l'excédent annuel.

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

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

L'Office supprime les passifs financiers, ou une partie des passifs financiers, lorsque l'obligation est acquittée, annulée ou échue.

Les actifs financiers évalués au coût sont testés pour dépréciation lorsqu'il existe des indices de perte de valeur. La moins-value déjà comptabilisée doit faire l'objet d'une reprise dans la mesure d'une amélioration, en autant que la valeur comptable ajustée de l'actif financier ne soit pas supérieure à ce qu'elle aurait été à la date de la reprise si la moins-value n'avait jamais été comptabilisée. Les montants de toutes diminutions de la valeur ou de toutes reprises sont comptabilisés au résultat net de l'exercice.

3. Fournisseurs et charges à payer	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Fournisseurs Gouvernement du Canada Gouvernement de Terre-Neuve et Labrador	\$ 1,704,680 1,470,276 	\$ 2,081,145 1,461,378
	\$ 4,645,232	\$ 5,003,901

Notes aux états financiers

Le 31 mars 2014

4. Obligation au titre des avantages sociaux futurs

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

L'information qui suit, portant sur ces régimes, est basée sur une évaluation actuarielle complétée en date du 31 mars 2014.

<u>2014</u>	<u>2013</u>
Obligation au titre des avantages sociaux	
Solde, début de l'exercice \$ 5,413,800	\$ 4,946,800
Coût des services rendus au cours de l'exercice 386,800	375,500
Intérêts débiteurs 167,200	153,100
Prestations versées (69,800	(61,600)
Gain actuariel (344,500	, , ,
Solde, fin de l'exercice \$ 5,553,500	\$ 5,413,800
Actifs des régimes \$ -	\$ -
Rapprochement de la situation de capitalisation	
Situation de capitalisation - déficit \$ (5,553,500	\$ (5,413,800)
Perte actuarielle nette non amortie 269,200	, , ,
Passif au titre des prestations constituées \$ (5,284,300	\$ (4,746,400)
Coût net des prestations	
Coût des services rendus au cours de l'exercice \$ 386,800	\$ 375,500
Amortissement de la perte actuarielle 53,700	53,700
Intérêts débiteurs 167,200	*
\$ 607,700	\$ 582,300

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

<u>2014</u>	<u>2013</u>
3.90%	3.00%
3.00%	4.00%
4.50%	4.50%
4.50%	4.50%
	3.90% 3.00% 4.50%

Notes aux états financiers

Le 31 mars 2014

5. Excédent accumulé	<u>2014</u>	<u>2013</u>
Excédent accumulé, début de l'exercice	\$ 1,506,732	\$ 1,779,243
Financement des immobilisations reçu	449,010	438,125
Amortissement des immobilisations	<u>(491,672)</u>	(710,636)
Excédent accumulé, fin de l'exercice	\$ 1,464,070	\$ 1,506,732

6. Régime de retraite à prestations déterminées de la fonction publique

L'Office participe au régime de retraite à prestations déterminées ("régime") du gouvernement de Terre-Neuve et Labrador. Les actifs du régime sont séparés de ceux de l'Office et sont gérés dans un fonds indépendant. La participation à ce régime est obligatoire pour tout employé à plein temps ayant plus de 3 mois de service continu.

Les membres du régime doivent avoir au moins 5 ans de services ouvrant droit à pension afin d'obtenir des prestations de retraite. L'âge normal de retraite en vertu du régime est de 65 ans, toutefois des options de retraite anticipée sont disponibles.

Les membres du régime doivent cotiser au financement de leurs prestations de retraite de la façon suivante :

- (i) 8.6% du revenu jusqu'à l'exemption de base annuelle, la portion du revenu de laquelle aucune cotisation au RPC est requise;
- (ii) 6.8% du revenu excédentaire à l'exemption de base annuelle jusqu'à et incluant le maximum des gains admissibles annuel ("MGAA"); et
- (iii) 8.6% du revenu excédentaire du MGAA.

Les prestations versées en vertu du régime sont indexées annuellement. L'indexation est appliquée au taux de 60% de l'augmentation de l'indice des prix à la consommation (IPC), avec un taux plafond d'augmentation de l'IPC de 2%. L'indexation annuelle s'applique aux prestations des retraités qui ont atteint l'âge de 65 ans avant le 1 octobre.

Les prestations à vie sont calculées de la façon suivante : 1.4% du salaire moyen des 5 meilleures années (jusqu'à la moyenne de 3 ans du MGAA) multiplié par les années ouvrant droit à pension, plus 2% du salaire moyen des 5 meilleures années (excédentaire à la moyenne du MGAA) multiplié par les années ouvrant droit à pension.

Les cotisations faites et comptabilisées par l'Office au cours de l'exercice se chiffrent à \$591,126 (2013 - \$572,693). Aucune information additionnelle concernant le surplus ou le déficit du régime est disponible.

Notes aux états financiers

Le 31 mars 2014

7. Engagements

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

Le 31 mars 2015	\$ 1,103,524
Le 31 mars 2016	\$ 1,182,309
Le 31 mars 2017	\$ 1,189,471
Le 31 mars 2018	\$ 1,189,471
Le 31 mars 2019	\$ 1,189,471

8. Budget

Le rapprochement du plan financier approuvé de l'Office au budget selon les normes du CCSP utilisé dans ces états financiers se trouve à l'Annexe de rapprochement du plan financier au budget.

9. Éventualités

Des réclamations ont été engagées contre l'Office pour des dommages et des coûts compensatoires non spécifiés. À ce jour, le résultat de ces réclamations ne peut être déterminé; par conséquent, aucun montant n'a été comptabilisé dans les états financiers.

10. Instruments financiers

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

Risques et concentrations

L'Office est exposé à plusieurs risques relativement aux instruments financiers. L'analyse qui suit fait l'état des risques et concentrations auxquels est exposé l'Office au 31 mars 2014.

Risque de liquidité

Le risque de liquidité de l'Office est le risque qu'il éprouve des difficultés à honorer des engagements liés à ses passifs financiers. L'Office est exposé au risque de liquidité relativement à l'ensemble de ses fournisseurs et charges à payer au montant de \$4,645,232 (2013 - \$5,003,901), qui viennent à échéance dans moins d'un an. L'Office gère le risque de liquidité en contrôlant son flux de trésorerie et en s'assurant qu'il a suffissement d'encaisse pour rencontrer ses obligations et ses dettes. La direction est d'avis que l'exposition au risque de liquidité de l'Office est faible et non significatif.

Notes aux états financiers

Le 31 mars 2014

10. Instruments financiers (suite)

Risque de crédit

Le risque de crédit est le risque de perte associée à l'impossibilité d'un tierce partie de remplir ses obligations de paiements. Le risque de crédit de l'Office est attribuable aux sommes à recevoir qui se chiffrent à \$3,174,665 (2013 - \$405,368). La direction est d'avis que la concentration de risque de crédit relative aux instruments financiers incluent dans les sommes à recevoir est faible.

11. Chiffres comparatifs

Certains des chiffres comparatifs ont été reclassés afin de se conformer à la présentation des états financiers adoptée pour l'exercice courant.

Office Canada – Terre-Neuve et Labrador des hydrocarbures extracôtiers Annexe des immobilisations corporelles

Pour l'exercice terminé le 31 mars 2014

	ain et aire	_	Édifices	Am	éliorations <u>locatives</u>	Mobiliers et gencements		Système de gestion des données	<u>in</u>	Logiciel formatique	ir	Matériel aformatique	_	2014	 2013
Coût															
Coût, début de l'exercice	\$ 281,187	\$	3,317,089	\$	377,415	\$ 804,652	\$	1,359,271	\$	668,182	\$	1,924,076	\$	8,731,872	\$ 8,342,316
Acquisitions d'immobilisations au cours de l'exercice	-		-		-	99,977		-		106,519		242,514		449,010	438,125
Cessions au cours de l'exercice	 (22,890)	_				 (5,648)	_				_	(173,460)	_	(201,998)	 (48,569)
Coût, fin de l'exercice	\$ 258,297	\$	3,317,089	\$	377,415	\$ 898,981	\$	1,359,271	\$	774,701	\$	1,993,130	\$	8,978,884	\$ 8,731,872
Amortissement cumulé															
Amortissement cumulé, début de l'exercice	\$ -	\$	1,027,305	\$	373,205	\$ 660,705	\$	1,296,134	\$	668,182	\$	1,486,609	\$	5,512,140	\$ 4,850,073
Amortissement	-		91,591		3,107	88,034		63,137		-		245,803		491,672	710,636
Reprise des amortissements cumulés relatives aux cessions	 <u>-</u>	_				 (5,648)	_			<u>-</u>	_	(173,460)	_	(179,108)	 (48,569)
Amortissement cumulé, fin de l'exercice	 		1,118,896		376,312	743,091	_	1,359,271		668,182	_	1,558,952	_	5,824,704	 <u>5,512,140</u>
Valeur comptable nette des immobilisations corporelles	\$ 258,297	\$	2,198,193	\$	1,103	\$ 155,890	\$		\$	106,519	\$	434,178	\$	3,154,180	\$ 3,219,732

Annexe des dépenses		(Note 11)
31 mars	2014	2013
2		
0 11	Actual	Actual
Conseil et affaires publiques Honoraires de consultants	\$ 85,864	\$ 99,197
Divers	14,947	16,404
Déplacements	32,919	101,670
Salaires et avantages sociaux	1,833,569	<u>2,016,065</u>
	<u>\$ 1,967,299</u>	\$ 2,233,336
Affaires environnementales		
Honoraires de consultants	\$ 194,855	\$ 220,052
Divers	2,302	2,275
Déplacements	12,350	16,970
Salaires et avantages sociaux	<u>790,569</u>	865,623
	<u>\$ 1,000,076</u>	\$ 1,104,920
Exploration		
Divers	\$ 4,016	\$ 2,836
Déplacements	2,656	2,444
Salaires et avantages sociaux	<u>987,786</u>	<u>984,562</u>
	<u>\$ 994,458</u>	\$ 989,842
Coordination des politiques et règlements des		
avantages de l'industrie Honoraires de consultants	\$ 2,700	\$ 10,824
Divers	5,061	3,470
Déplacements	14,620	10,998
Salaires et avantages sociaux	<u>758,264</u>	<u>719,549</u>
	<u>\$ 780,645</u>	\$ 744,84 <u>1</u>
Services juridiques et terrain		
Honoraires de consultants	\$ 196,590	\$ 28,324
Divers	956	1,744
Déplacements	7,465	11,789
Salaires et avantages sociaux	<u>451,486</u>	429,180
Evaluitation	<u>\$ 656,497</u>	<u>\$ 471,037</u>
Exploitation Honoraires de consultants	\$ 20,407	\$ 112,109
Divers	2,914	3,331
Déplacements	13,699	4,159
Salaires et avantages sociaux	872,247	767,197
	<u>\$ 909,267</u>	\$ 886,796

Annexe des dépenses 31 mars	2014	(Note 11) 2013
Gestion des ressources Divers Déplacements Salaires et avantages sociaux	\$ 5,090 6,365 <u>2,034,756</u> \$ 2,046,211	\$ 6,264 11,179 2,058,170 \$ 2,075,613
Sécurité Honoraires de consultants Divers Déplacements Salaires et avantages sociaux	\$ 399,267 6,177 40,793 	\$ 482,115 5,052 25,514 1,615,628 \$ 2,128,309
Service de soutien Honoraires de consultants Amortissement des immobilisations Soutien et entretien informatique Entretien du bureau Loyer Déplacements Salaires et avantages sociaux	\$ 56,035 491,672 795,779 698,022 1,260,128 1,737 	\$ 188,372 710,636 727,373 456,997 1,150,076
Dépenses totales	\$ 15,431,020	\$ 15,677,165
Commissions publiques d'appel		
Commission publique d'appel Hebron Honoraires de consultants Divers Loyer	\$ - - - - \$ -	\$ 96,992 583 15,256 \$ 112,831
Commission publique d'appel Old Harry Honoraires de consultants	<u>\$</u>	\$ 2,261
Dépenses totales	\$ -	\$ 115,092

Annexe de rapprochement du plan financier au budget Pour l'exercice terminé le 31 mars 2014

	Plan <u>financier</u>	Amortis- sement	Budget CCSP
Revenu			
Subventions d'exploitation			
Gouvernement du Canada	\$ 7,650,800	\$ -	\$ 7,650,800
Gouvernement de Terre-Neuve et Labrador	7,650,800	-	7,650,800
Coûts récupérés de l'industrie	11,476,200	-	11,476,200
Intérêts et autres	<u>38,115</u>		<u>38,115</u>
Moins:	26,815,915	-	26,815,915
Recouvrement des coûts remboursés au gouvernement	(11,476,200)	=	(11,476,200)
Revenu net	\$ 15,339,715	\$ -	\$ 15,339,715
Dépenses			
Conseil et affaires publiques	\$ 1,944,411	\$ -	\$ 1,944,411
Affaires environnementales	1,092,513	-	1,092,513
Exploration	1,149,285	-	1,149,285
Coordination des politiques et règlements			
des avantages de l'industrie	816,755	-	816,755
Services juridiques et terrain	483,879	-	483,879
Exploitation	959,363	-	959,363
Gestion des ressources	2,307,073	-	2,307,073
Sécurité	1,976,533	-	1,976,533
Services de soutien	4,489,403	<u>662,000</u>	<u>5,151,403</u>
Dépenses totales	\$ 15,219,215	\$ 662,000	<u>\$ 15,881,215</u>
Surplus (déficit)	\$ 120,500	\$ (662,000)	\$ (541,500)







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

Téléphone : 709-778-1400 Télécopieur : 709-778-1473 Centre d'entreposage et de recherche 30, place Duffy St. John's (T.-N.-L.) A1B 4M5 Canada

Téléphone: 709-778-1500

www.cnlopb.nl.ca