

2018 - 2019 Rapport Annuel

Montrer la voie grâce à une réglementation
efficace, équitable et adéquate

OCNEHE



OFFICE CANADA-NOUVELLE-ÉCOSSE DES
HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

OCNEHE



OFFICE CANADA-NOUVELLE-ÉCOSSE DES
HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

Introduction

Dans un effort continu pour être plus respectueux de l'environnement, le rapport annuel de l'Office Canada–Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers est produit sous forme numérique, et des exemplaires imprimés sont disponibles sur demande. Vous trouverez de plus amples renseignements sur notre équipe et sur ce que nous faisons sur notre site Web à l'adresse www.cnsopb.ns.ca

L'OCNEHE encourage le public à visiter régulièrement son site Web (www.cnsopb.ns.ca) et sa page Twitter (@OCNEHE) pour avoir les plus récentes nouvelles et se tenir au courant de la réglementation des activités pétrolières et gazières dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse.

Si un lien mentionné dans le présent rapport annuel ne mène pas à la bonne page, rendez-vous à la page d'accueil du site Web de l'OCNEHE (www.cnsopb.ns.ca) et cherchez par service ou prenez directement contact avec l'Office.

Si vous souhaitez obtenir une copie imprimée du rapport annuel 2018-2019 de l'Office, veuillez en faire la demande à info@cnsopb.ns.ca ou par téléphone au numéro 902-422-5588.

Table des matières – Rapport annuel 2018-2019 de l'OCNEHE

Message du président et du chef de la direction	3
1.0 Sommaire des travaux et des activités en zone extracôtière	4
1.1 Processus d'autorisation.....	4
1.2 Déclassement et cessation d'exploitation	4
1.3 Autorisations et approbations.....	5
Figure 1: Autorisation et approbations, 2018-2019	5
1.4 Encadrement et surveillance	6
1.5 Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable (exploitant: ExxonMobil Canada Ltd.).....	6
1.6 Projet gazier extracôtier Deep Panuke (exploitant: Encana Corporation)	7
1.7 Projet de forage de reconnaissance dans le bassin Scotian (exploitant: BP Canada Energy Group)	8
2.0 Santé, sécurité et protection de l'environnement	8
2.1 Rendement en matière de sécurité	8
Figure 2: Statistiques sur les blessures invalidantes*	9
2.2 Performance environnementale	10
Figure 3: Déversements dans la mer (L = Litres).....	10
Figure 4: Rejets non autorisés dans la mer (L = Litres)	10
2.3 Surveillance des effets sur l'environnement	11
2.4 Évaluations environnementales	11
3.0 Gestion des droits	12
3.1 Appel d'offres pour les permis d'exploration et mise à jour des permis.....	12
Figure 5: Intérêts dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse	13
4.0 Ressources.....	14
4.1 Données sur la production du projet énergétique extracôtier de l'île de Sable	14
Figure 6: Production annuelle totale de gaz du PÉES par champ au 31 mars 2019	14
Figure 7: Débit gazeux moyen pour chaque champ du PÉES au 31 mars 2019.....	15
Figure 8: Débit gazeux moyen du PÉES par exercice	15
4.2 Données sur la production du projet gazier extracôtier Deep Panuke	16
Figure 9: Production mensuelle totale de gaz de Deep Panuke par puits au 31 mars 2019	16
Figure 10: Débit gazeux moyen par puits du projet Deep Panuke au 31 mars 2019	17
Figure 11: Deep Panuke – Débit moyen par exercice*	17
4.3 Publications de géoscience.....	17
5.0 Retombées économiques.....	18
5.1 Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable	18
5.2 Projet gazier extracôtier Deep Panuke	18
5.3 Programmes d'exploration	18
6.0 États financiers	18

Message du président et du chef de la direction

Mériter et conserver notre « permission de réglementer » est d'une importance vitale pour nous. Nous savons que, pour ce faire, nous devons constamment démontrer à tous les Néo-Écossais et à tous les Canadiens, aux collectivités autochtones, aux groupes de pêcheurs et aux autres intervenants que nous réglementons efficacement le cycle de vie complet des activités pétrolières extracôtières, et que nous le faisons d'une manière qui reconnaît que la sécurité des travailleurs et la protection de l'environnement sont primordiaux.

Au cours de la dernière année, nous avons pris des mesures pour gagner votre confiance. L'un de nos principaux objectifs a été de continuer à sensibiliser les Néo-Écossais et les collectivités autochtones à ce qui se passe dans notre zone extracôtière et à la façon dont les activités pétrolières sont réglementées. Pour y parvenir, nous avons tenu sept séances d'information et d'engagement sur différents sujets, notamment:

- Le rôle de l'OCNEHE, qui est d'appliquer les lois et règlements mis en place par les gouvernements fédéral et provinciaux conformément aux politiques publiques
- Les processus réglementaires que nous administrons, y compris nos processus d'autorisation et d'approbation des activités
- Le projet de forages exploratoires dans le bassin Scotian réalisé par BP Canada;
- Les plans de préparation et d'intervention en cas de déversement d'hydrocarbures et exercices (y compris la disponibilité de cheminées d'enrobage et l'utilisation potentielle de dispersants)

Nous avons publié des articles pour aider les gens à mieux comprendre des sujets de nature technique, y compris la façon dont les demandes d'autorisation de programmes sismiques sont examinées et dont le processus d'évaluation environnementale est mené en vertu des lois de mise en œuvre des Accords. Ces articles ont été diffusés sur notre site Web et dans les médias sociaux. Des mises à jour et des faits ont également été communiqués régulièrement sur Twitter et par courriel aux communautés autochtones et aux principaux intervenants.

L'an prochain, nous veillerons à ce que les activités de déclassement et d'abandon liées au projet énergétique extracôtier de l'île de Sable et au projet gazier extracôtier Deep Panuke soient menées de manière à protéger la sécurité des travailleurs et l'environnement. Nous serons également prêts, si de nouvelles activités d'exploration sont proposées.

En tant que Néo-Écossais, et en tant qu'organisme de réglementation des activités pétrolières et gazières dans la zone extracôtière Canada–Nouvelle-Écosse, nous sommes déterminés à tenir l'industrie responsable de la conduite sécuritaire et responsable des activités pétrolières afin que nous puissions continuer à mériter notre « permission de réglementer » de la part du public que nous servons.



Keith MacLeod, P. Eng., ICD.D
Président



Stuart Pinks, P. Eng., ICD.D
Chef de la direction

1.0 Sommaire des travaux et des activités en zone extracôtière

1.1 Processus d'autorisation

Aucune activité pétrolière ne peut avoir lieu dans la zone extracôtière Canada–Nouvelle-Écosse sans une autorisation spécifique de l'OCNEHE. Les exploitants sont soumis à un processus rigoureux avant que l'OCNEHE ne délivre toute autorisation, ce qui comprend la présentation des éléments suivants (le cas échéant, entre autres) pour examen et acceptation:

- un exposé sommaire des opérations proposées;
- un plan faisant état des mesures de sécurité;
- un certificat de conformité;
- une évaluation environnementale concernant le projet (y compris les possibilités de participation du public);
- un plan de protection de l'environnement;
- un plan d'intervention en cas d'urgence, un plan d'intervention en cas de déversement et un plan de mesures d'urgences;
- un plan de retombées économiques Canada – Nouvelle-Écosse;
- les besoins financiers;
- la déclaration de l'exploitant.

L'OCNEHE exige que les exploitants effectuent des vérifications et des inspections de tous les navires et installations (p. ex. unités de forage, unités de production, navires de transport lourd, navires d'approvisionnement et de soutien, etc.). De plus, l'OCNEHE effectue ses propres vérifications et inspections indépendantes dans le cadre du processus d'autorisation.

1.2 Déclassement et cessation d'exploitation

Au cours de l'exercice 2018-2019, les deux projets de production de gaz extracôtier, le projet énergétique extracôtier de l'île de Sable exploité par ExxonMobil Canada Ltd. et le projet gazier extracôtier Deep Panuke exploité par Encana Corporation, ont cessé la production et sont entrés dans la phase de déclassement et d'abandon. Les activités de l'OCNEHE en 2018 jusqu'à la fin de 2020 seront axées sur la réglementation des activités de déclassement et d'abandon. Étant donné la nature inhabituelle de ces activités, l'OCNEHE exercera une surveillance étroite des exploitants et de leurs entrepreneurs à toutes les étapes de l'exploitation.

En prévision de la réglementation des activités de déclassement et de cessation d'exploitation, l'OCNEHE a consulté son réseau de pairs des organismes de réglementation étrangers dans des pays comme le Royaume-Uni, la Norvège et l'Australie afin de déterminer les pratiques exemplaires qui pourraient être appliquées dans la zone extracôtière entre le Canada et la Nouvelle-Écosse.

Pour les demandes d'autorisation liées aux activités de déclassement et de cessation d'exploitation, l'OCNEHE exige qu'une vaste série de plans et de procédures soient soumis pour examen et acceptation, y compris un plan de déclassement et de cessation d'exploitation qui décrit les activités devant être menées. L'obturation et

l'abandon des puits et les travaux de transition des installations extracôtières vers un état de « prêt à enlever » seront autorisés au moyen de modifications aux autorisations d'exploitation existantes – Production pour chaque exploitant. L'enlèvement des installations extracôtières sera autorisé par la délivrance d'une autorisation d'exploitation – Enlèvement à chaque exploitant.

1.3 Autorisations et approbations

Au cours de l'exercice 2018-2019, le nombre d'autorisations et d'approbations délivrées par l'OCNEHE a augmenté par rapport aux exercices précédents en raison des autorisations supplémentaires qui ont été délivrées pour les activités de déclassement et d'abandon, ainsi que du programme de forage du Groupe BP Canada énergie ULC.

La **Figure 1** présente un sommaire des demandes d'autorisation de travaux présentées et approuvées entre le 1^{er} avril 2018 et le 31 mars 2019.

Figure 1: Autorisation et approbations, 2018-2019

Autorisations poursuivies, 2018-2019		
<u>Date de délivrance</u>	<u>Exploitant</u>	<u>Autorisation</u>
28 février 2017	ExxonMobil Canada Ltd.	Autorisation d'activités – Production (du 28 février 2017 au 28 février 2020)
31 juillet 2017	Encana Corporation	Autorisation d'activités – Production (du 1 ^{er} août 2017 au 1 ^{er} août 2019)
Autorisations et approbations délivrées en 2018-2019		
7 avril 2018	BP Canada Energy Group ULC	Autorisation d'activités – Forage
11 avril 2018	BP Canada Energy Group ULC	Autorisation de programme géotechnique/géologique/ingénierie/environnemental; Déploiement/récupération de bouées flottantes et d'hydrophones
21 avril 2018	BP Canada Energy Group ULC	Approbation de forer un puits – Aspy D-11
15 juin 2018	Encana Corporation	Approbation de modifier l'état d'un puits (couper le conducteur/abandon définitif de PI-1B)
15 juin 2018	Encana Corporation	Autorisation d'activités – Production; Modification pour couper le conducteur PI-1B sous le fond marin afin de compléter l'abandon du puits.
4 juillet 2018	ExxonMobil Canada Ltd.	Approbation de modifier l'état d'un puits (obturation et abandon des activités de North Triumph 1)
4 juillet 2018	ExxonMobil Canada Ltd.	Approbation de modifier l'état d'un puits (obturation et abandon des activités de North Triumph 2)
16 juillet 2018	ExxonMobil Canada Ltd.	Autorisation d'activités – Production; Modification pour le passage de toutes les installations d'un mode d'exploitation à un mode prêt à enlever ainsi que le raclage et le rinçage des conduites d'écoulement entre champs et le pipeline d'exportation (des approbations explicites supplémentaires sont requises avant le début des activités à chaque installation).

Autorisations poursuivies, 2018-2019		
Date de délivrance	Exploitant	Autorisation
3 août 2018	BP Canada Energy Group ULC	Approbation de forer un puits – Aspy D-11A (puits de dérivation)
21 août 2018	ExxonMobil Canada Ltd.	Approbation de modifier l'état d'un puits (obturation et abandon des activités de Venture 1)
21 août 2018	ExxonMobil Canada Ltd.	Approbation de modifier l'état d'un puits (obturation et abandon des activités de Venture 4)
21 août 2018	ExxonMobil Canada Ltd.	Approbation de modifier l'état d'un puits (obturation et abandon des activités de Venture 5)
31 août 2018	ExxonMobil Canada Ltd.	Approbation de modifier l'état d'un puits (obturation et abandon des activités de Venture 6)
18 septembre 2018	ExxonMobil Canada Ltd.	Approbation de modifier l'état d'un puits (obturation et abandon des activités de Venture 7)
19 septembre 2018	Encana Corporation	Autorisation d'activités – Production; Modification pour les activités de déclassement de 2018
26 septembre 2018	ExxonMobil Canada Ltd.	Approbation de modifier l'état d'un puits (obturation et abandon des activités de Venture 3)
28 septembre 2018	ExxonMobil Canada Ltd.	Autorisation d'activités – Production; Modification pour commencer les activités de transition des installations à la plateforme Venture
25 octobre 2018	ExxonMobil Canada Ltd.	Approbation de modifier l'état d'un puits (obturation et abandon des activités de Venture 2)

1.4 Encadrement et surveillance

Tout au long de la durée d'un projet, le programme d'encadrement et de surveillance de l'OCNEHE évalue la conformité de l'exploitant aux exigences réglementaires pendant qu'il mène les activités autorisées liées au pétrole. Les exploitants doivent déposer des rapports (quotidiens, mensuels, trimestriels et annuels) détaillant l'état de leurs programmes de travaux ainsi que d'autres documents qui démontrent qu'ils se conforment continuellement aux exigences réglementaires. De plus, les agents de santé et sécurité au travail, les agents de sécurité de l'exploitation et les agents de conservation se rendent régulièrement sur les chantiers en zone extracôtière pour procéder à des audits et à des inspections. Un sommaire de ces audits et inspections est mis à jour tous les trimestres sur le site Web de l'OCNEHE à l'adresse: <http://www.cnsopb.ns.ca/health-safety/compliance-and-enforcement>.

Les exploitants qui ne respectent pas les exigences sont passibles de diverses mesures d'application des règlements, notamment: recherche de conformité facilitée, délivrance d'ordonnances ou de directives, annulation ou suspension des autorisations ou des approbations, application de sanctions administratives pécuniaires ou poursuites judiciaires.

1.5 Projet Projet énergétique extracôtière de l'île de Sable (exploitant: ExxonMobil Canada Ltd.)

Le 31 décembre 2018, l'arrêt de la production a eu lieu après 19 ans de production. À portée de vue de la réserve de parc national de l'île de Sable, le projet énergétique extracôtière de l'île de Sable a produit du gaz en toute sécurité pendant près de deux décennies sans avoir d'impact important sur l'environnement, comme en témoignent les résultats annuels des études de suivi des effets sur l'environnement.

Tout au long de l'exercice financier 2018-2019, ExxonMobil Canada Ltd. (ExxonMobil) a poursuivi le déclassement et de l'abandon du projet. L'OCNEHE a examiné toute la documentation relative à la demande pour s'assurer que les activités seraient menées conformément aux normes élevées au plan de la sécurité, de l'environnement et de l'exploitation exigées par le règlement et qu'il n'y aurait aucun gaspillage des ressources pétrolières. Les activités d'obturation et d'abandon de puits se sont poursuivies au Noble Regina Allen Jack-Up Rig. Tous les puits de Thebaud et de North Triumph ont été obturés et les travaux se poursuivent à Venture. En 2019, la foreuse qui effectuera ces travaux, le Noble Regina Allen, déménagera à South Venture, puis à Alma, pour terminer les travaux d'obturation des puits et aider chaque installation à se préparer en vue de leur enlèvement éventuel. Le rinçage des pipelines entre champs a commencé et se poursuivra en 2019, et se terminera par le rinçage du gazoduc d'exportation.

En plus des vérifications et des inspections régulières en milieu de travail, le personnel de l'OCNEHE a rencontré fréquemment ExxonMobil pour discuter des incidents de sécurité et des exigences réglementaires connexes, pour s'assurer que les engagements pris dans le plan d'aménagement et les demandes de plan de retombées économiques déjà approuvés ont été respectés et pour déterminer et planifier les diverses interfaces et présentations réglementaires qui seront nécessaires de façon continue jusqu'à la fin du déclassement et de l'abandon.

Au cours de l'année, l'OCNEHE a publié sur son site Web deux Bulletins d'information sur les incidents concernant deux incidents à fort potentiel de quasi-mortalité et de chute d'objets. On peut les consulter dans la section Bulletins d'incidents du site Web de l'OCNEHE à l'adresse suivante: <https://www.cnsopb.ns.ca/media/incident-bulletins>. Les causes profondes de ces deux incidents ont été identifiées et des mesures correctives ont été mises en œuvre pour éviter qu'ils ne se reproduisent. À la suite de l'incident survenu en novembre 2018, l'OCNEHE a également publié un Bulletin d'information sur la sécurité afin de partager ses connaissances avec l'ensemble des intervenants de l'industrie.

Tout au long de l'exercice 2018-2019, l'OCNEHE a accru sa surveillance des activités d'ExxonMobil Canada Ltd., y compris des vérifications et des inspections extracôtières plus fréquentes (dont certaines sans préavis) et des réunions ciblées avec la haute direction d'ExxonMobil et de l'OCNEHE pour discuter des tendances en matière d'incidents (par exemple, les objets échappés), des questions de sécurité, de la surveillance des entrepreneurs, du leadership et des ressources humaines. ExxonMobil a mis en œuvre un certain nombre de mesures d'amélioration continue que l'OCNEHE continuera de surveiller jusqu'à la fin du programme de déclassement et d'abandon.

1.6 Projet gazier extracôtier Deep Panuke (exploitant: Encana Corporation)

Le 7 mai 2018, la production a cessé. En 2018, des travaux préliminaires de déclassement ont eu lieu au Centre de production sur le terrain (CPT). Les systèmes de production de gaz ont été vidangés, nettoyés et purgés. Tout le gaz corrosif a été retiré de l'installation. Les puits et le gazoduc d'exportation ont été isolés, tout en conservant la capacité de les surveiller continuellement.

En 2019, le déclassement de l'installation se poursuit et les conduites d'écoulement ainsi que le gazoduc d'exportation seront nettoyés et vidangés. Encana Corporation a retenu les services du Noble Regina Allen pour effectuer les travaux d'obturation et d'abandon du puits. Le personnel de l'OCNEHE continue de surveiller tous les aspects du projet pour s'assurer que les exigences réglementaires sont respectées.

1.7 Projet de forage de reconnaissance dans le bassin Scotian (exploitant: BP Canada Energy Group ULC)

Le personnel de l'OCNEHE a examiné les demandes de BP Canada Energy Group ULC (BP Canada) et les documents à l'appui d'une autorisation d'exploitation pour le forage (AEF), d'une autorisation de forage de puits (AFP) et d'une autorisation de programme géotechnique/géologique, technique et environnemental pour le déploiement et la récupération d'une bouée flottante et d'hydrophones. Ces autorisations ont toutes été délivrées en avril 2018, et BP Canada a foré le puits Aspy D-11 le 22 avril 2018. Les forages ont eu lieu entre avril et novembre 2018. Le personnel de l'OCNEHE a surveillé de près le programme de forage et de nombreuses vérifications et inspections extracôtières ont eu lieu.

Le 22 juin 2018, BP Canada a signalé un déversement non autorisé d'environ 136 mètres cubes de boue de forage synthétique provenant de l'unité de forage West Aquarius. Les opérations ont été immédiatement suspendues et une enquête a été ouverte.

Il a été déterminé que la cause de l'incident était un raccord desserré dans la conduite d'appoint de boue. BP Canada a déterminé et mis en œuvre un certain nombre de mesures pour prévenir la répétition de ce type de défaillance, ainsi que des mesures supplémentaires de surveillance et d'essai qui seraient suivies pour le reste du projet afin de permettre la reprise sécuritaire des activités de forage. L'OCNEHE a vérifié que toutes ces mesures et interventions ont été mises en œuvre efficacement et a accordé à BP Canada l'autorisation de reprendre les activités de forage le 23 juillet 2018.

L'OCNEHE continue d'examiner cet incident, qui comprend une évaluation des effets environnementaux du rejet par lots de boues de forage. Un rapport d'enquête sera rendu public une fois l'enquête terminée. Pour de plus amples renseignements, consultez la section Bulletins d'incidents du site Web de l'OCNEHE à l'adresse suivante: <https://www.cnsopb.ns.ca/media/incident-bulletins>.

Le 3 août 2018, l'OCNEHE a publié une AFP pour l'Aspy D-11A, étant donné la nécessité, d'un point de vue opérationnel, de dériver le puits Aspy D-11. Le forage du puits Aspy D-11A a été complété le 7 novembre 2018. Une fois le puits bouché et abandonné, l'appareil de forage a quitté l'emplacement du puits le 12 décembre 2018. BP Canada a soumis certains de ses rapports d'abandon de puits, qui sont actuellement examinés par l'OCNEHE.

BP Canada évalue actuellement les données recueillies au cours de son programme de forage afin de déterminer les prochaines étapes.

2.0 Santé, sécurité et protection de l'environnement

2.1 Rendement en matière de sécurité

Pendant l'exercice 2018-2019, le nombre d'heures-personnes travaillées sous l'autorité de l'OCNEHE dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse s'est établi à 1,8 million. Il s'agit d'une augmentation importante du nombre d'heures d'exposition par rapport aux années précédentes avec l'ajout de deux lieux de travail (les appareils de forage Noble Regina Allen et West Aquarius). Il y a eu un afflux de nouveaux employés (dont bon

nombre étaient nouveaux dans l'industrie des forages extracôtiers ou dans la zone extracôtière Canada–Nouvelle-Écosse) et un changement important dans le niveau et le type d'activités effectuées par les employés (travaux de forage et de déclassement, qui exigent plus de main-d'œuvre et, dans certains cas, présentent un risque plus élevé que la production en régime permanent). Quatre employés ont dû prendre congé (deux) ou modifier leurs tâches (deux) à la suite de blessures musculo-squelettiques. Ces blessures sont survenues en effectuant des tâches manuelles de levage, en marchant, en descendant des escaliers ou en exécutant des travaux à partir d'une échelle. Ces blessures ont été subies au cours de tâches où les gens peuvent devenir complaisants face aux dangers. Des rappels périodiques par l'exploitant pour aider les employés à reconnaître leurs limitations physiques et psychologiques ont été utiles pour prévenir la répétition d'incidents, promouvoir la déclaration des dangers par les employés et promouvoir la documentation et la mise en œuvre de mesures correctives.

Les agents de santé et sécurité au travail ainsi que les agents de sécurité de l'exploitation de l'OCNEHE font un suivi de chaque blessure subie par des employés et de chaque incident pour s'assurer que leurs causes profondes sont identifiées et que les mesures correctives nécessaires ont été prises pour éviter qu'ils ne se reproduisent. La **Figure 2** présente les statistiques sur les blessures invalidantes.

Figure 2: Statistiques sur les blessures invalidantes*

Nombre de blessures invalidantes	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019
Installations	3	3	2	2	3
Navires	0	0	0	0	1
Aviation	0	0	0	0	0
Transport de personnel	0	0	0	0	0
Total	3	3	3	2	42

Heures-personnes	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019
Installations	526 440	808 104	1 005 852	626 079	1 336 712
Navires	735 992	397 791	427 464	278 503	452 087
Aviation	8 421	10 207	10 401	7276	6992
Transport de personnel	25 482	20 083	23 502	16 019	24 980
Total	1 296 335	1 236 185	1 467 219	927 877	1 820 771

Fréquence (par 200 000 heures-personnes)**	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019
Installations	1,14	0,74	0,40	0,63	0,45
Navires	0	0	0	0	0
Aviation	0	0	0	0	0
Transport de personnel	0	0	0	0	0
Total	0,46	0,49	0,27	0,43	0,44

* Le terme « blessure invalidante » désigne un accident du travail ou une maladie professionnelle qui (a) empêche l'employé de se présenter au travail ou de s'acquitter efficacement de toutes les fonctions liées à son travail habituel le ou les jours suivant celui où il a subi la blessure ou la maladie, qu'il s'agisse ou non de jours ouvrables pour lui; (b) entraîne chez l'employé la perte d'un membre ou d'une partie d'un membre, ou la perte totale de l'usage d'un membre ou d'une partie d'un membre; (c) entraîne chez l'employé une altération permanente d'une fonction de l'organisme.

** La fréquence est calculée en divisant le nombre de blessures invalidantes par le nombre d'heures-personnes et en multipliant le quotient par 200 000.

Consultez nos statistiques trimestrielles sur les blessures invalidantes ici: <https://www.cnsopb.ns.ca/health-safety/incident-reporting>.

2.2 Performance environnementale

Les exploitants doivent signaler les déversements et les rejets non autorisés qui se produisent dans la zone extracôtière Canada–Nouvelle-Écosse. Chaque déversement ou rejet non autorisé fait l'objet d'un suivi par l'OCNEHE, l'accent étant mis sur la prévention de la récurrence. Il y a eu 17 déversements et rejets non autorisés dans l'océan au cours de l'exercice 2018-2019. Les **Figures 3 et 4** présentent et catégorisent ces déversements et rejets non autorisés.

Le personnel de l'OCNEHE analyse régulièrement les tendances des incidents de déversement. Si une tendance est observée pour une installation ou un équipement particulier, l'exploitant en est avisé et un suivi approprié est effectué pour s'assurer que les préoccupations sont prises en compte. Au cours de l'exercice 2018-2019, on a constaté que les installations nouvelles dans la zone extracôtière Canada-Nouvelle-Écosse contribuaient à augmenter le nombre de rejets accidentels, et un suivi auprès des exploitants a permis de s'assurer que des mesures correctives visant à prévenir la répétition d'incidents semblables étaient mises en œuvre.

Figure 3: Déversements dans la mer (L = Litres)

Produit	Moins de 1 L	1 - 10 L	11 - 150 L	Plus de 150 L	Total
Huile hydraulique	2	2	1		5
Hydrocarbures provenant de l'équipement d'installation ou du drainage du tablier	3				3
Huile lubrifiante			1		1
Total	5	3	1		9

Remarque: ne comprend pas les dépassements de limites de rejets autorisés ni les rejets de gaz.

Figure 4: Rejets non autorisés dans la mer (L = Litres)

Produit	Moins de 1 L	1 - 10 L	11 - 150 L	Plus de 150 L	Total
Fluide hydraulique / Hydraulic Fluid	2	1			3
Boue de forage				1 (136 000L)*	1
Drainage du tablier / Deck Drainage	2				2
Mono-Ethylène Glycol (MEG)	1				1
Fluide de prévention des éruptions (PE)				1 (5240 L)**	1
Total	5	1		2	8

*Le fluide de base synthétique est le composant le plus important du système de boue de forage, représentant 50-65% du fluide total. Les autres composants comprennent une variété d'additifs conçus pour faciliter le forage sécuritaire d'un puits. Pour un aperçu complet de la composition de la boue de forage du puits d'exploration de BP Canada, visitez le site: https://www.cnsopb.ns.ca/sites/default/files/pdfs/Drilling_Mud_Composition_for_BP_Well.pdf (en anglais uniquement).

** Le fluide se compose d'environ 4297 L d'eau (82 %), 157 L d'Erifon HD (3 %) et 786L d'éthylène glycol (15 %).

Consultez nos rapports sur les déversements en mer et les rejets non autorisés ici: <https://www.cnsopb.ns.ca/environment/incident-reporting>.

2.3 Surveillance des effets sur l'environnement

Les résultats de la surveillance des effets sur l'environnement (SEE) sont utilisés pour déterminer les effets des activités pétrolières et gazières sur l'environnement naturel. Des programmes de SEE sont menés chaque année, et leur conception change chaque année pour les adapter aux pratiques exemplaires et prendre en compte les principales leçons apprises. La SEE est nécessaire pour tous les projets d'exploitation, y compris le déclassement, et, à l'occasion, pour certaines activités d'exploration. Les rapports déposés au cours de l'exercice financier 2018-2019 peuvent être consultés à l'adresse www.cnsopb.ns.ca/environment/environmental-effects-monitoring (en anglais).

L'OCNEHE a mis à jour son rapport sommaire des résultats des SEE jusqu'en 2018. Pour consulter un exemplaire de ce rapport, veuillez visiter le site: https://www.cnsopb.ns.ca/sites/default/files/pdfs/2018_Update_EEM_Summary.pdf.

2.4 Évaluations environnementales

Évaluations environnementales stratégiques

Avant de lancer un appel d'offres dans une zone, l'OCNEHE mène des évaluations environnementales stratégiques (ÉES) pour en déterminer les sensibilités environnementales précises et présenter une évaluation préliminaire des mesures d'atténuation qui pourraient être requises si des travaux exploratoires étaient proposés dans cette zone. La tenue d'une ÉES permet aux groupes autochtones, aux intervenants intéressés et au grand public de faire part de leurs commentaires avant que l'OCNEHE n'examine les demandes ou l'octroi de permis d'exploration dans la zone d'étude. Les rapports d'ÉES sont affichés sur le site Web de l'OCNEHE afin d'informer les groupes autochtones, les intervenants intéressés, les demandeurs potentiels et le grand public.

En 2018, un rapport a été rédigé pour mettre à jour une partie de l'Évaluation environnementale stratégique des activités d'exploration pétrolière extracôtière: Est du plateau Scotian – Bancs du milieu et de l'île de Sable. Il s'appliquait spécifiquement à l'appel d'offres NS18-3 publié le 10 décembre 2018. Le rapport mettait l'accent sur la présentation d'informations nouvelles ou mises à jour sur l'environnement dans la zone d'étude qui sont devenues disponibles depuis la publication initiale de l'ÉES en octobre 2012. Au début de 2019, la préparation d'une nouvelle ÉES, l'évaluation environnementale stratégique du moyen plateau et du talus Scotian, a commencé.

Les EES de l'OCNEHE sont examinées et mises à jour au besoin. Généralement, cela se fait au moins tous les cinq ans.

Ces ÉES, les commentaires afférents et les archives des ÉES peuvent être consultés à l'adresse <http://www.cnsopb.ns.ca/environmental-assessments/public-registry-sea> (en anglais uniquement).

Évaluations environnementales propres aux projets

Dans le cadre du projet de forage d'exploration du bassin Scotian de BP Canada, l'OCNEHE a agi à titre d'autorité fédérale en fournissant des connaissances spécialisées dans le cadre du processus d'évaluation

environnementale dirigé par l'Agence canadienne d'évaluation environnementale (L'Agence). L'OCNEHE s'est appuyé sur le processus de l'Agence pour satisfaire à ses propres exigences en matière d'évaluation environnementale en vertu des lois de mise en œuvre des Accords. De plus, l'OCNEHE a conclu une entente d'échange d'information avec l'Agence afin de faciliter les activités efficaces de surveillance de la conformité et d'application de la loi pendant le programme de forage. Celui-ci s'est terminé à la fin de 2018, mais les activités de suivi de l'évaluation environnementale, comme les rapports de fin de puits, se sont poursuivies en 2019.

Au cours de l'exercice 2018-19, l'OCNEHE a été avisée par Equinor Canada Ltd. (anciennement Statoil Canada Ltd.) qu'elle suspendait son évaluation environnementale pour un programme sismique.

En 2018, Multiklient Invest AS (MKI) et TGS-NOPEC Geophysical Company ASA (TGS) ont soumis une description de projet en vue de lancer un processus d'évaluation environnementale pour un levé sismique dans la zone extracôtière Canada Nouvelle-Écosse.

On peut consulter les documents relatifs aux évaluations environnementales mentionnées ci-dessus, ainsi que les documents archivés relatifs aux évaluations environnementales déjà terminées en cliquant sur le lien suivant: <http://www.cnsopb.ns.ca/environnement/environmental-assessments> (en anglais uniquement).

3.0 Gestion des droits

3.1 Appel d'offres pour les permis d'exploration et mise à jour des permis

Le 21 mars 2018, l'OCNEHE a pris six décisions fondamentales concernant l'appel d'offres NS18-1 et l'appel d'offres NS18-2, et a donné avis de ces décisions fondamentales au ministre fédéral des Ressources naturelles et au ministre provincial de l'Énergie et des Mines. Ces décisions fondamentales ont été suspendues par le ministre fédéral des Ressources naturelles et le ministre provincial de l'Énergie et des Mines.

Le 22 mai 2018, le ministre fédéral des Ressources naturelles et le ministre provincial de l'Énergie ont fait savoir qu'ils avaient conjointement mis de côté les six décisions fondamentales relatives à l'appel d'offres NS18-1 et NS18-2, conformément aux lois de mise en œuvre des Accords. Par conséquent, l'appel d'offres NS18-1 et l'appel d'offres NS18-2 n'ont pas été publiés. Pour plus d'informations, cliquez ici: <https://www.cnsopb.ns.ca/news/notice-decision-respecting-calls-bids-ns18-1-and-ns18-2> (en anglais).

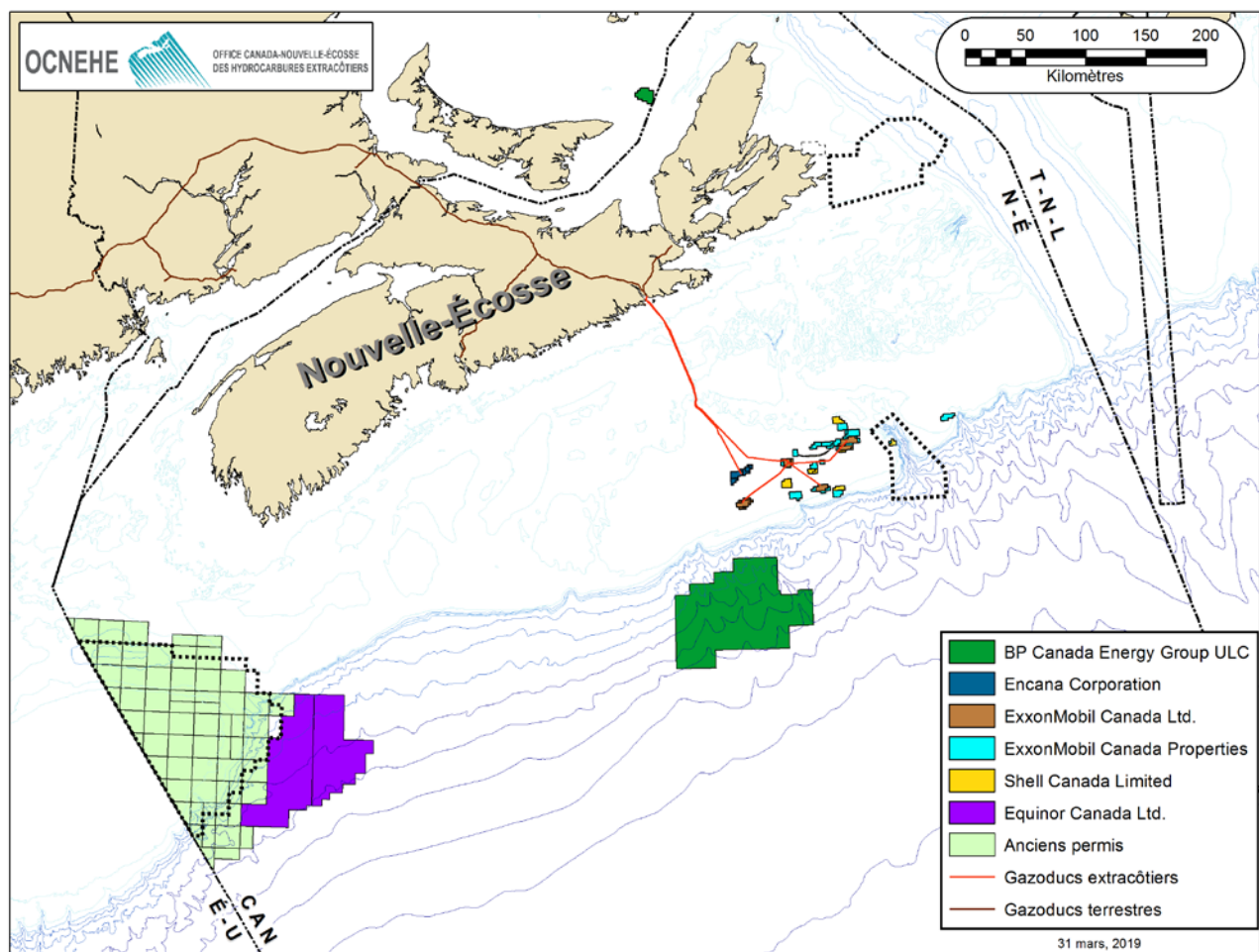
Le 1^{er} novembre 2018, l'OCNEHE a pris trois décisions fondamentales concernant l'appel d'offres NS18-3. Ces décisions fondamentales ont été approuvées par le ministre fédéral des Ressources naturelles et le ministre provincial de l'Énergie et des Mines. L'appel d'offres NS18-3 a été annoncé le 10 décembre 2018 et se termine le 8 mai 2019. Cet appel d'offres comprend deux parcelles proposées par l'industrie, situées sur le plateau Scotian dans le sous-bassin de l'île de Sable, à des profondeurs d'eau pouvant atteindre 100 mètres. Une période de commentaires publics pour l'appel d'offres NS18-3 a pris fin le 8 février 2019. Les commentaires écrits reçus et un rapport sommaire sont disponibles sur le site Web de l'appel d'offres NS18-3 à www.callforbids.ca (en anglais).

Le 22 avril 2018, les permis d'exploration (PE) 2431, 2432, 2433 et 2434 ont été consolidés dans le PE 2434R, conformément à l'entente de consolidation et de modification du 5 juin 2017. Le 7 janvier 2019, BP Canada a cédé 50 pour cent des terres de PE 2434R et a soumis un dépôt de forage pour prolonger d'un an la période 1 du PE 2434R.

En 2018, l'OCNEHE a terminé l'examen et l'approbation d'une demande relative aux dépenses admissibles de Shell Canada Limitée pour les PE 2423, 2424, 2425, 2426 et 2429. Les dépôts de garantie de travaux non remboursés, totalisant 60 387 704,40 \$, ont été confisqués par le receveur général du Canada en octobre 2018.

Aucun changement n'a été apporté au nombre d'attestations de découverte importante ou d'attestation de production au cours de la dernière année.

Figure 5: Intérêts dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse



La **Figure 5** montre les PE en vigueur dans la zone extracôtière Canada Nouvelle-Écosse en date du 31 mars 2019. D'autres cartes, des tableaux et des renseignements spécifiques à tous les permis en vigueur (permis d'exploration, permis de découvertes importantes et permis de production) dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse peuvent être consultés sur le site Web de l'OCNEHE, à l'adresse <http://www.cnsopb.ns.ca/lands-management> (en anglais).

4.0 Ressources

Des renseignements supplémentaires sur la production, notamment des données sur la production mensuelle des projets, sont publiés à l'adresse <http://www.cnsopb.ns.ca/offshore-activity/production-data> (en anglais).

4.1 Données sur la production du projet énergétique extracôtier de l'île de Sable

Au cours de la période visée par le rapport, le taux moyen de production du PÉES s'établissait à 2,0 E6m³/j (millions de mètres cubes par jour), ou 69,7 MMscf/j (millions de pieds cubes standard par jour). La production du PÉES a cessé de façon permanente le 31 décembre 2018. Le PÉES a produit de façon sécuritaire un total de 59,9 E9m³ (milliards de mètres cubes), soit 2,12 Tcf (mille milliards de pieds cubes) de gaz sur toute la durée de vie du projet sans impact significatif sur l'environnement. La production annuelle totale de chaque champ du PÉES est illustrée à la **Figure 6**. La **Figure 7** indique la production annuelle totale du PÉES. Le débit gazeux moyen pour chaque champ du PÉES est représenté graphiquement à la **Figure 6**. La **Figure 7** illustre le débit gazeux moyen du PÉES par champ. La **Figure 8** est un tableau du débit gazeux moyen du PÉES par exercice.

Figure 6: Production annuelle totale de gaz du PÉES par champ au 31 mars 2019

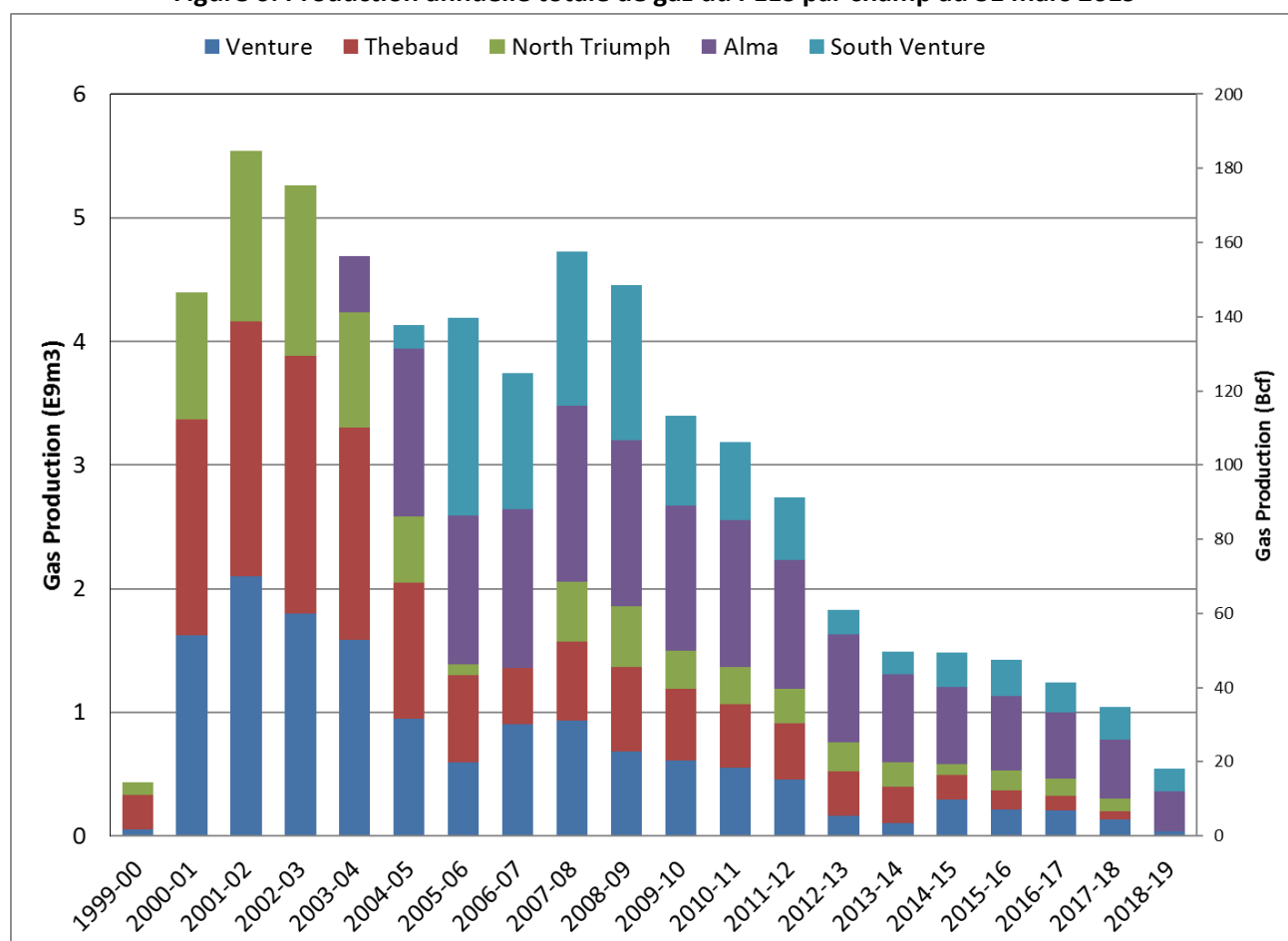


Figure 7: Débit gazeux moyen pour chaque champ du PÉES au 31 mars 2019

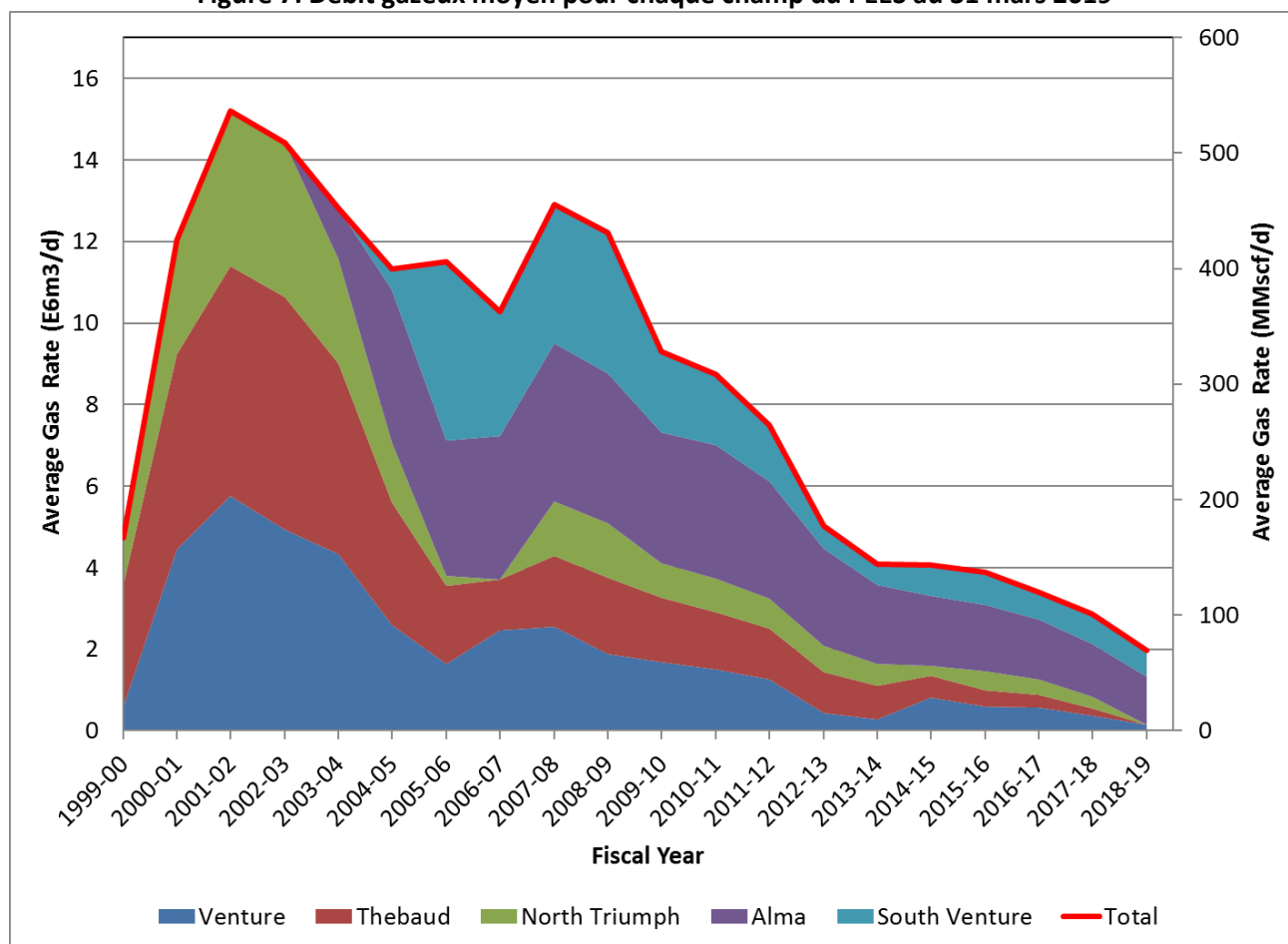


Figure 8: Débit gazeux moyen du PÉES par exercice

Exercice	(Millions de m ³ /jour)	(Millions de pi ³ /jour)
1999-2000	4,7	167
2000-2001	12,0	425
2001-2002	15,2	536
2002-2003	14,4	509
2003-2004	12,8	452
2004-2005	11,3	400
2005-2006	11,5	406
2006-2007	10,3	362
2007-2008	12,9	456
2008-2009	12,2	431
2009-2010	9,3	329
2010-2011	8,7	308
2011-2012	7,5	264
2012-2013	5,0	177
2013-2014	4,1	144
2014-2015	4,1	144
2015-2-16	3,9	137
2016-2017	3,4	120
2017-2018	2,9	101
2018-2019*	2,0	70

*Cette année, seuls les mois où il y a eu production ont été comptabilisés pour établir la moyenne.

4.2 Données sur la production du projet gazier extracôtier Deep Panuke

Au cours de la période visée par le rapport, le taux moyen de production de Deep Panuke s'établissait à 0,1 E6m3/j (million de mètres cubes par jour), ou 4,7 MMscf/j (millions de pieds cubes standard par jour). La production du champ a été définitivement arrêtée le 7 mai 2018. Deep Panuke a produit en toute sécurité un total de 4,2 E9m3 (milliards de mètres cubes) ou 147,2 Gpi3 (milliards de pieds cubes) de gaz pendant toute la durée de vie du projet sans impact significatif sur l'environnement. La production mensuelle totale de Deep Panuke par puits, depuis la mise en production du premier gaz en août 2013, est illustrée à la **Figure 9**. Le débit mensuel moyen du gaz pour chaque puits est indiqué à la **Figure 10**. La **Figure 11** est un tableau du prix moyen du gaz de Deep Panuke par exercice financier.

Figure 9: Production mensuelle totale de gaz de Deep Panuke par puits au 31 mars 2019 2019

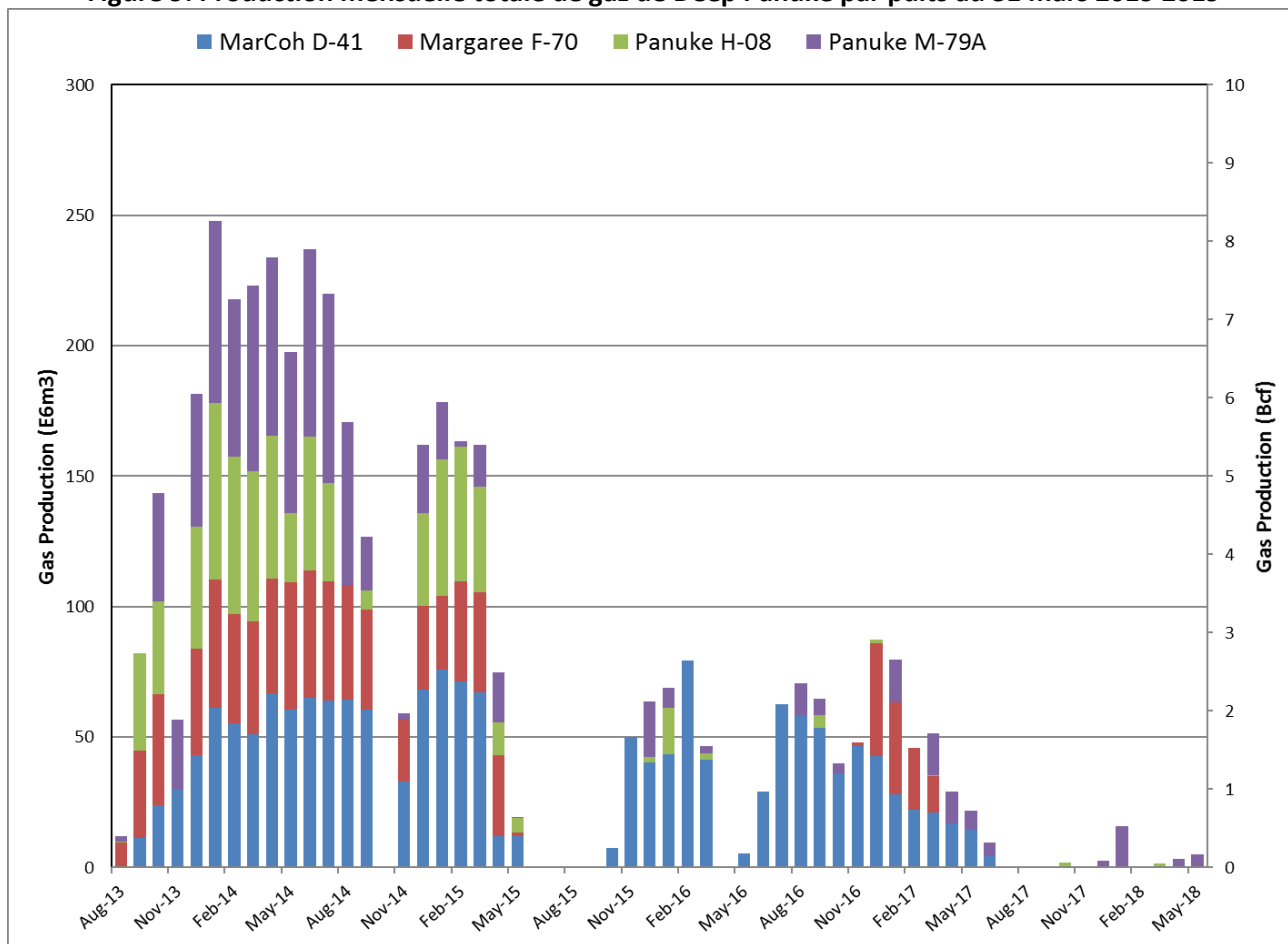


Figure 10: Débit gazeux moyen par puits du projet Deep Panuke au 31 mars 2019

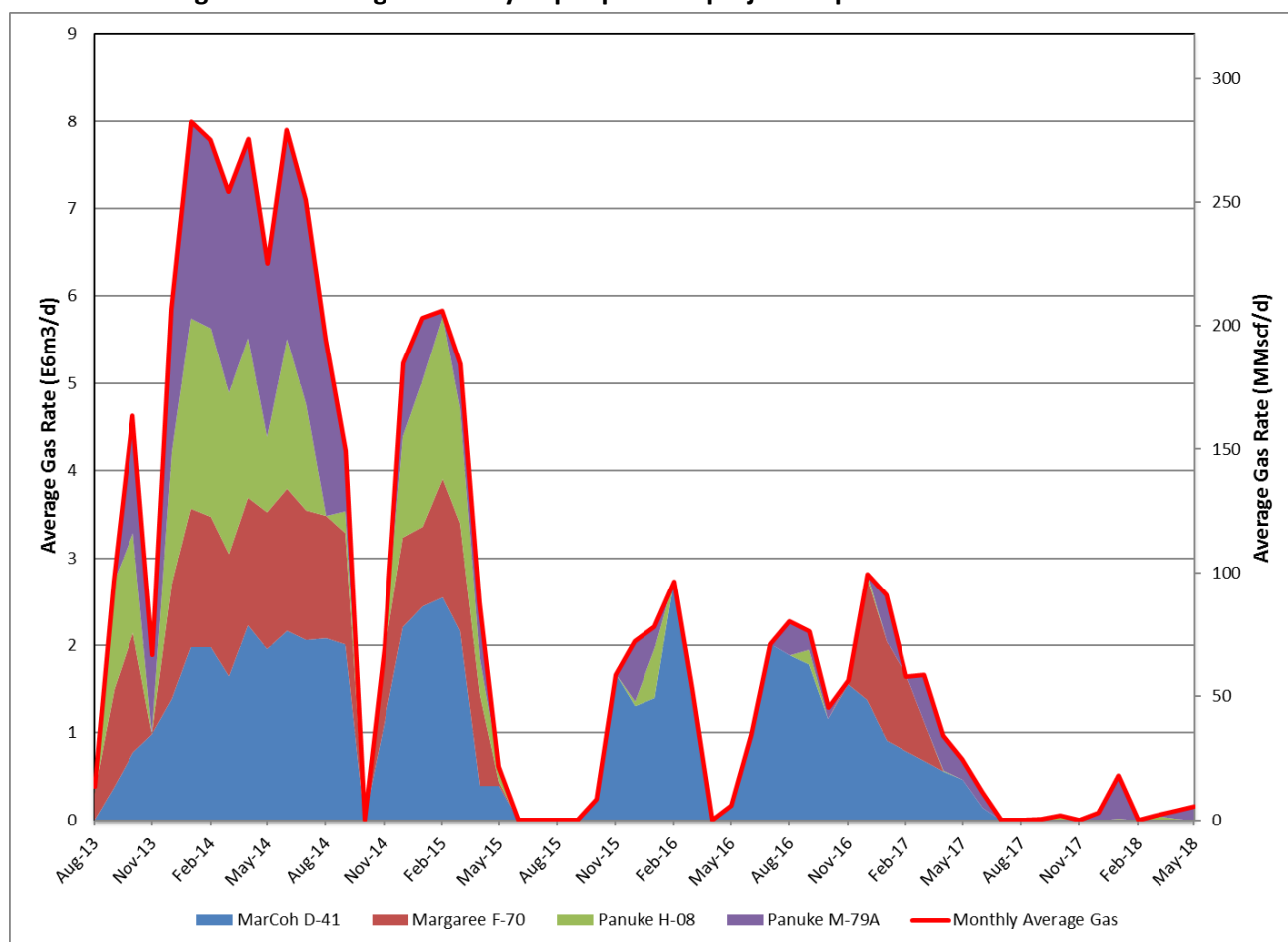


Figure 11: Deep Panuke – Débit moyen par exercice*

Exercice	(Millions de m ³ /jour)	(Millions de pi ³ /jour)
2013-2014	4,8	168
2014-2015	5,7	200
2015-2016	1,7	59
2016-2017	1,7	61
2017-2018	0,3	11
2018-2019	0,1	5

*Pour chaque année, seuls les mois où il y a eu production ont été comptabilisés pour établir la moyenne.

4.3 Publications de géoscience

Au cours de l'année, le personnel de l'OCNEHE a réalisé une étude géoscientifique régionale de la plate-forme centrale LaHave dans la zone extracôtière Canada–Nouvelle-Écosse. (https://www.cnsopb.ns.ca/sites/default/files/pdfs/Deptuck_and_Altheim_2018_Rift_basins_of_the_central_LaHave_Platform.pdf) (en anglais). Cette étude décrit la géologie des dix bassins distincts du rift qui sous-tendent le centre du plateau et du talus Scotian. L'étude documente également, pour la première fois, une succession potentielle avant la dérive qui sous-tend une partie de la plate-forme centrale LaHave.

5.0 Retombées économiques

Pour en savoir plus sur les retombées économiques pour le Canada et la Nouvelle-Écosse, notamment sur les plans de retombées économiques et sur les rapports annuels sur les retombées économiques déposés par les exploitants, veuillez consulter le site de l'Office à l'adresse www.cnsopb.ns.ca/can-ns-benefits/benefits-plans (en anglais).

5.1 Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable

ExxonMobil, exploitant du Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable (PÉES), a l'obligation de déposer auprès de l'OCNEHE un rapport annuel sur les retombées économiques. Comme le montre le rapport présenté à l'OCNEHE pour la période terminée le 31 décembre 2018, les dépenses du PÉES à cette date s'élèvent à 3,1 milliards de dollars en Nouvelle-Écosse, à 1,4 milliard de dollars dans le reste du Canada, soit des dépenses totales de 4,5 milliards de dollars au Canada. Au total, 26,2 millions d'heures-personnes ont été travaillées en Nouvelle-Écosse et 4,1 millions dans le reste du Canada.

5.2 Projet gazier extracôtier Deep Panuke

Encana Corporation, exploitant du projet Deep Panuke, est tenue de transmettre chaque année à l'OCNEHE un rapport sur les retombées économiques. Selon le rapport déposé pour la période terminée le 31 décembre 2018, un total de 7,5 millions heures-personnes avaient été travaillées en Nouvelle-Écosse et de 1,3 million dans le reste du Canada.

5.3 Programmes d'exploration

L'OCNEHE a fait le suivi des retombées pour les activités d'exploration menées par Shell Canada et par BP Canada afin de s'assurer que le tout est conforme aux exigences législatives et aux engagements dans les plans de retombées.

6.0 États financiers

Les états financiers audités pour l'exercice 2018-2019 préparés par Levy Casey Carter MacLean sont présentés aux pages suivantes.

**OFFICE CANADA – NOUVELLE-ÉCOSSE
SUR LES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS**

ÉTATS FINANCIERS
31 MARS 2019

INDEX

	<u>Page</u>
Énoncé sur la responsabilité de la direction	1
Rapport des vérificateurs indépendants	2
État de la situation financière	4
État des résultats et de l'excédent de fonctionnement accumulé	5
État des gains (pertes) de réévaluation	6
État de l'évolution de l'actif net	7
État des flux de trésorerie	8
Notes afférentes aux états financiers	9
Calendrier des immobilisations	17
Calendrier des dépenses	18

ÉNONCÉ SUR LA RESPONSABILITÉ DE LA DIRECTION

Les états financiers ci-joints relèvent de la responsabilité de l'Office Canada – Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers. Ils ont été préparés conformément aux lois et aux principes comptables généralement reconnus par le Conseil sur la comptabilité dans le secteur public de Comptables professionnels agréés du Canada. La direction est également responsable des notes et des annexes des présents états financiers et il lui incombe de veiller à ce que ces renseignements correspondent à ceux des états financiers, s'il y a lieu.

La direction a aussi la responsabilité de mettre en place et de maintenir un système de contrôle interne pour assurer dans une mesure raisonnable la production d'information financière fiable.

Il incombe au comité de vérification, évaluation et ressources humaine de faire en sorte que la direction remplisse ses responsabilités associées à la déclaration et au contrôle interne et s'acquitte de cette tâche lors de réunions périodiques avec ses membres. Le comité rencontre les dirigeants et les vérificateurs externes pour examiner une version préliminaire des états et discuter des questions importantes de déclaration financière ou de contrôle interne, et ce, avant l'approbation des états financiers.

Les vérificateurs externes, Levy Casey Carter MacLean, comptables professionnels agréés, ont procédé à une vérification indépendante des états financiers conformément aux normes de vérification canadienne et ont formulé leurs conclusions. Ils ont eu libre accès aux dirigeants financiers de l'Office, qu'ils ont rencontrés quand il le fallait.

Au nom de la direction de l'Office Canada – Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers :



Stuart Pinks
Premier dirigeant



Christine Bonnell-Eisnor
Administratrice
Affaires réglementaires et Finances

Le 13 mai 2019

RAPPORT DES AUDITEURS INDÉPENDANTS

AUX MEMBRES DE L'OFFICE CANADA – NOUVELLE-ÉCOSSE SUR LES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS :

Opinion

Nous avons vérifié les états financiers ci-joints de l'Office Canada – Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers qui comprennent un bilan au 31 mars 2019 et un état des résultats et de l'excédent accumulé, un état des gains (pertes) de réévaluation, un état de l'évolution de la dette nette et un état des flux de trésorerie pour l'exercice terminé à cette date ainsi qu'un résumé des principales conventions comptables et d'autres données explicatives.

À notre avis, ces états financiers reflètent fidèlement, à tous égards importants, la situation financière de l'Office Canada – Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers au 31 mars 2019 ainsi que les résultats de ses activités et de sa trésorerie pour l'exercice terminé à cette date, conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada pour le secteur public.

Fondement de l'opinion

Nous avons effectué notre vérification conformément aux normes de vérification généralement reconnues au Canada. Nos responsabilités sous ces normes sont décrites plus en détails dans la section des *responsabilités de la direction à l'égard des états financiers* de notre rapport. Nous sommes indépendants de l'Office conformément aux exigences éthiques pertinentes à nos vérifications des états financiers au Canada et nous avons accompli nos autres responsabilités éthiques conformément avec ces exigences. Nous pensons que les données probantes que nous avons obtenues sont suffisantes et adéquates pour étayer notre opinion.

Responsabilités de la direction à l'égard des états financiers

La direction est responsable de la préparation et de la présentation fidèle des états financiers conformément aux normes comptables canadiennes pour le secteur public et au système de contrôle interne qu'elle juge nécessaire d'appliquer pour que ces états soient exempts d'inexactitudes importantes attribuables à la fraude ou à l'erreur.

En préparant ces états financiers, la direction est responsable de l'évaluation de la capacité de l'Office à poursuivre son activité, divulguer, le cas échéant, questions liées à la continuité de l'exploitation et en utilisant la base de continuité l'exploitation de la comptabilité sauf si la direction à l'intention de liquider l'Office ou de mettre fin à ses activités, ou n'a pas d'autre choix réaliste que de le faire.

Les responsables de la gouvernance sont chargés de superviser le processus des rapports financiers de l'Office.

Responsabilités des auditeurs

Nos objectifs sont d'obtenir une certitude raisonnable que les états financiers dans leur ensemble sont exempts d'inexactitudes importantes, soit due à une fraude ou à une erreur, et d'émettre un rapport du vérificateur qui inclut notre avis. Certitude raisonnable est un niveau de certitude élevé, mais ce n'est pas une garantie qu'une vérification effectué en accord avec les normes de vérification généralement reconnues au Canada toujours détectera une inexactitude importante lorsqu'elle existe. Les inexactitudes peuvent provenir de fraudes ou d'erreurs et sont toujours considérées comme importantes si, individuellement ou dans l'ensemble, ils pourraient raisonnablement s'attendre à influencer les décisions économiques des utilisateurs prises sur la base de ces états financiers.

**Levy
Casey
Carter
MacLean**
Chartered Professional
Accountants

Stuart S. MacLean Inc.
J.E. Melvin Inc.
Greg T. Strange Inc.
Tracey Wright Inc.
Angela Kinley Inc.

211 Horseshoe Lake Drive
Suite 310
Halifax, NS B3S 0B9
Canada
Phone: (902) 445-4446
Fax: (902) 443-4846
www.lccm.ca

RAPPORT DES AUDITEURS INDÉPENDANTS (SUITE)

Responsabilités des auditeurs (suite)

Dans le cadre d'une vérification conformément aux normes de vérification généralement reconnues au Canada, nous exerçons un jugement professionnel et maintenons un scepticisme professionnel tout au long de la vérification. On aussi :

- Identifie et évalue les risques d'inexactitudes importantes des états financiers, soit due à une fraude ou une erreur, concevoir et réaliser des procédures de la vérification sensibles à ces risques et obtenir des données probantes de la vérification qui est suffisant et approprier pour fournir une base pour notre avis. Le risque de ne pas détecter une inexactitude importante résultant d'une fraude est supérieur à celui résultant d'une erreur, comme la fraude peut impliquer la collusion, falsification, omissions intentionnelles, fausses déclarations, ou la dérogation du contrôle interne.
- Obtenir une compréhension du contrôle interne pertinent à la vérification afin de concevoir des procédures de vérification adaptées et non pour émettre un avis sur l'efficacité du mécanisme.
- Évalue le caractère approprié des politiques comptables appliquées et le caractère raisonnable des estimations comptables et informations connexes établies par la direction.
- Conclure sur le caractère approprié de l'utilisation par la direction de la méthode de comptabilité en continuité, sur la base des données probantes de la vérification obtenues, s'il existe une incertitude importante liée aux événements ou aux conditions qui peuvent jeter un doute important sur la capacité de l'Office à poursuivre son activité. Si nous concluons qu'il existe une incertitude importante, nous devons attirer l'attention dans notre rapport du vérificateur indépendant sur les informations connexes fournies dans les états financiers ou, si ces informations sont inexactes, modifier notre opinion. Nos conclusions reposent sur les données probantes recueillies jusqu'à la date de notre rapport du vérificateur indépendant. Toutefois, des événements ou des conditions futures peuvent amener l'Office à cesser de fonctionner comme une continuité de l'exploitation.
- Évaluer la présentation générale, structure et contenu des états financiers, incluant les divulgations et si les états financiers représentent les transactions sous-jacentes de manière à assurer une présentation fidèle.

Nous communiquons avec les responsables de la gouvernance en ce qui concerne, entre autres, la portée et le calendrier prévu de la vérification et les résultats significatifs de la vérification, incluant toute déficience significatif en contrôle interne que nous identifions lors de notre vérification.

Halifax, Nouvelle-Écosse
Le 13 mai 2019


Comptables Professionnels Agréés
CPA Auditeurs

OFFICE CANADA – NOUVELLE-ÉCOSSE SUR LES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

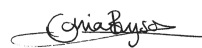
ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIERE 31 MARS 2019

	<u>2019</u>	<u>2018</u>
ACTIFS FINANCIERS		
Espèces et quasi-espèces	3 563 025 \$	4 117 390 \$
Créances clients	103 379	270 725
Placements (note 2 j) (note 3)	<u>2 879 538</u>	<u>2 809 358</u>
	<u>6 545 942</u>	<u>7 197 473</u>
PASSIF		
Comptes fournisseurs et ajustement	860 808	1 206 836
Payable aux gouvernements (note 4)	2 071 523	2 755 162
Obligation liée au régime supplémentaire de retraite des employés (note 5)	998 122	922 208
Obligation liée aux allocations de retraite et de soins de santé aux pensionnés (note 6)	<u>1 664 710</u>	<u>1 550 754</u>
	<u>5 595 163</u>	<u>6 434 960</u>
Actifs financiers nets	<u>950 779</u>	<u>762 513</u>
ACTIFS NON FINANCIERS		
Charges payées d'avance	335 553	365 200
Immobilisations corporelles (page 17)	<u>66 897</u>	<u>92 900</u>
	<u>402 450</u>	<u>458 100</u>
Excédent accumulé	<u>1 353 229 \$</u>	<u>1 220 613 \$</u>
Composition de l'excédent accumulé:		
Excédent de fonctionnement accumulé (page 5)	1 338 240 \$	1 241 387 \$
Gains (pertes) de réévaluation accumulés (page 6)	<u>14 989</u>	<u>(20 774)</u>
	<u>1 353 229 \$</u>	<u>1 220 613 \$</u>
Engagements (note 9)		

Approuvé par l'Office



Président



Directeur

OFFICE CANADA – NOUVELLE-ÉCOSSE SUR LES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

ÉTAT DES RÉSULTATS ET DE L'EXCÉDENT DE FONCTIONNEMENT ACCUMULÉ POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 MARS 2019

	(Note 11) <u>Budget</u>	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Revenus			
Subventions gouvernement			
Gouvernement du Canada	4 305 000 \$	4 305 000 \$	4 355 000 \$
Gouvernement de la Nouvelle-Écosse	4 305 000	4 305 000	4 355 000
Gouvernement du Canada – Services de traduction	-	50 909	-
Frais recouvrés auprès de l'industrie	8 610 000	8 087 501	8 052 252
Intérêts et autres	-	52 039	33 441
Intérêts sur les soldes impayés	-	12 239	13 742
	<u>17 220 000</u>	<u>16 812 688</u>	<u>16 809 435</u>
Moins:			
Recouvrements de frais remboursés à un gouvernement (page 18)	8 610 000	8 087 502	8 052 252
Intérêts versés au gouvernement	-	12 239	13 742
	<u>8 610 000</u>	<u>8 099 741</u>	<u>8 065 994</u>
Revenus net	8 610 000	8 712 947	8 743 441
Dépenses			
Réglementation des activités pétrolières (page 18)	<u>8 610 000</u>	<u>8 118 795</u>	<u>8 012 105</u>
Excédent de fonctionnement avant autres revenus (charges)	-	594 152	731 336
Amortissement des immobilisations corporelles	-	(49 024)	(273 747)
Revenus nets des placements (note 7)	-	61 078	59 862
	<u>-</u>	<u>12 054</u>	<u>(213 885)</u>
Excédent de fonctionnement	-	606 206	517 451
Excédent accumulé en début d'exercice	-	1 241 387	725 818
Remboursement au gouvernement du Canada – Excédent de l'année précédente	-	(212 138)	(941)
Remboursement du gouvernement de la Nouvelle-Écosse – Excédent de l'année précédente	-	(297 215)	(941)
	<u>-</u>	<u>(297 215)</u>	<u>(941)</u>
Excédent accumulé en fin d'exercice	<u>- \$</u>	<u>1 338 240 \$</u>	<u>1 241 387 \$</u>

OFFICE CANADA – NOUVELLE-ÉCOSSE SUR LES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

**ÉTAT DES GAINS (PERTES) DE RÉÉVALUATION
POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 MARS 2019**

	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Gains de réévaluation accumulés en début d'exercice	(20 774)\$	41 964 \$
Gains (pertes) non réalisés – placements durant l'exercice	<u>35 763</u>	<u>(62 738)</u>
Gains (pertes) de réévaluation accumulés en fin d'exercice	<u><u>14 989</u></u> \$	<u><u>(20 774)</u></u> \$

OFFICE CANADA – NOUVELLE-ÉCOSSE SUR LES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

ÉTAT DE L'ÉVOLUTION DE L'ACTIF NET POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 MARS 2019

	(Note 11) <u>Budget</u>	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Excédent de fonctionnement	-	\$ 606 206	\$ 517 451
Remboursement au gouvernement du Canada	-	(212 138)	(941)
Remboursement au gouvernement de la Nouvelle-Écosse	-	(297 215)	(941)
	-	<u>96 853</u>	<u>515 569</u>
Évolution des immobilisations corporelles			
Acquisition d'immobilisations corporelles (page 17)	(55 000)	(23 020)	(44 636)
Amortissement d'immobilisations corporelles (page 17)	-	<u>49 024</u>	<u>273 747</u>
Augmentation des immobilisations corporelles	<u>(55 000)</u>	<u>26 004</u>	<u>229 111</u>
Évolution des autres actifs non financiers			
Utilisation (acquisition) de charges prépayées	-	<u>29 646</u>	<u>(167 335)</u>
Perte nette de réévaluation (page 6)	-	<u>35 763</u>	<u>(62 738)</u>
Augmentation (diminution) des actifs financiers nets	(55 000)	188 266	514 607
Actifs financiers nets au début d'exercice	<u>762 513</u>	<u>762 513</u>	<u>247 906</u>
Actifs financiers nets en fin d'exercice	<u>707 513</u>	<u>950 779</u>	<u>762 513</u>

OFFICE CANADA – NOUVELLE-ÉCOSSE SUR LES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

ÉTAT DES FLUX DE TRÉSORERIE POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 MARS 2019

	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Activités de fonctionnement		
Excédent de fonctionnement	606 206 \$	517 451 \$
Amortissement des immobilisations corporelles	49 024	273 747
Perte sur les cessions de placements	6 598	1 540
Remboursement au gouvernement du Canada	(212 138)	(941)
Remboursement du gouvernement de la Nouvelle-Écosse	(297 215)	(941)
Augmentation de l'obligation liée au régime suppl. de retraite des employés	75 914	90 031
Augmentation de l'obligation liée aux allocations de retraite et de soins de santé des pensionnés	<u>113 956</u>	<u>(255 874)</u>
	342 345	625 013
Variation nette des soldes de fonds de roulement hors disponibilités liés aux opérations (note 8)	<u>(832 676)</u>	<u>423 000</u>
	<u>(490 331)</u>	<u>1 048 013</u>
Activités de placement		
Augmentation des intérêts courus sur les placements	(1 757)	(1 422)
Achat de placements	(402 072)	(754 681)
Produits sur les cessions de placements	<u>366 590</u>	<u>452 794</u>
	<u>(37 239)</u>	<u>(303 309)</u>
Activités d'investissement en immobilisations		
Achats de :		
Équipements informatiques	(19 980)	(44 636)
Équipements	<u>(3 040)</u>	<u>-</u>
	<u>(23 020)</u>	<u>(44 636)</u>
Augmentation (diminution) des espèces et quasi-espèces durant l'exercice	(550 590)	700 068
Espèces et quasi-espèces en début d'exercice	<u>4 125 803</u>	<u>3 425 735</u>
Espèces et quasi-espèces en fin d'exercice	<u><u>3 575 213</u></u> \$	<u><u>4 125 803</u></u> \$
Représentées par :		
Espèces	3 563 025 \$	4 117 390 \$
Placements en espèces	<u>12 188</u>	<u>8 413</u>
	<u><u>3 575 213</u></u> \$	<u><u>4 125 803</u></u> \$

OFFICE CANADA – NOUVELLE-ÉCOSSE SUR LES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS 31 MARS 2019

1. Objectifs de l'organisation

L'Office Canada – Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers a été créé pour administrer les dispositions pertinentes de la *Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada – Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers* mise en vigueur par le Parlement du Canada et l'Assemblée législative de la Nouvelle-Écosse. L'Office est essentiellement financé à l'aide de contributions égales provenant du gouvernement fédéral et du gouvernement provincial. L'Office collecte et remet également aux gouvernements des charges de recouvrement des frais évaluées par rapport à l'industrie à partir d'examens réglementaires pour un montant maximal de 100 % de son budget approuvé. En tant qu'organisation à but non lucratif, l'Office est exempt d'impôt sur le revenu en vertu de l'article 149 de la *Loi de l'impôt sur le revenu*.

2. Principales conventions comptables

a) Méthode de présentation

Ces états financiers ont été préparés par la direction suivant les recommandations du Conseil sur la comptabilité dans le secteur public (CCSP) et de Comptables professionnels agréés du Canada (CPA Canada) et reflètent les principales conventions comptables suivantes.

b) Espèces et quasi-espèces

Les espèces et les quasi-espèces comprennent l'encaisse, les soldes bancaires et les liquidités détenues dans le portefeuille de placement.

c) Actifs non financiers

Les éléments d'actif non financiers ne peuvent servir à compenser les éléments de passif existants; ils sont détenus aux fins du financement de la prestation de services. Leur durée de vie utile se prolonge au-delà de l'exercice en cours, et ils ne sont pas destinés à la vente dans le cours normal du fonctionnement. Au cours de l'exercice, l'évolution des actifs non financiers combinée à l'excédent ou au déficit de fonctionnement et aux gains ou pertes de réévaluation explique la variation des actifs financiers nets ou de la dette nette pour l'exercice.

d) Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont inscrites à un coût comprenant tous les montants directement attribuables à l'acquisition, à la construction, au développement, à l'installation ou à l'amélioration des immobilisations corporelles. L'Office capitalise des actifs d'une valeur supérieure à 2 500 \$ et des durées de vie utiles supérieures à une année. Les amortissements sont inscrits en utilisant une méthode d'amortissement linéaire sur quatre ans pour les meubles, les accessoires à demeure et les équipements, et sur trois années pour les équipements informatiques et les logiciels. Les améliorations locatives sont amorties sur la durée de vie de la location.

e) Moins-value des actifs à long terme

Les immobilisations corporelles sont soumises à un test de recouvrabilité lorsque des événements ou des changements de circonstances indiquent que leur valeur comptable pourrait ne pas être recouvrable. Une moins-value est constatée lorsque l'immobilisation ne contribue plus à la capacité du conseil à fournir des services qui découlent de leur utilisation et de leur cession éventuelle. Il y a moins-value lorsque la valeur comptable d'un actif à long terme dépasse sa juste valeur.

OFFICE CANADA – NOUVELLE-ÉCOSSE SUR LES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS 31 MARS 2019

2. Principales conventions comptables (suite)

f) Utilisation d'estimations

L'incertitude dans la détermination du montant auquel un élément est inscrit dans les états financiers est connue sous l'appellation d'incertitude de mesure. Une telle incertitude existe lorsqu'il peut y avoir une différence importante entre le montant reconnu et un autre montant raisonnablement possible comme c'est le cas chaque fois que des estimations sont utilisées. La préparation des états financiers en conformité avec les normes comptables canadiennes pour le secteur public exige que la direction fasse des estimations et des hypothèses influant sur les montants déclarés des actifs et des passifs ainsi que sur la présentation des actifs et des passifs éventuels à la date des états financiers et des montants déclarés des revenus et des charges durant la période. Les obligations en matière de régime supplémentaire de retraite des employés et des allocations de retraite et de soins de santé des pensionnés sont des éléments exigeant une forte utilisation d'estimations, les résultats réels pouvant varier notablement en fonction des différentes hypothèses relatives aux adhésions au régime et aux conditions économiques du marché. Les estimations sont basées sur les meilleures informations disponibles au moment de la préparation des états financiers et sont renouvelées annuellement pour traduire la disponibilité de nouvelles informations. Ces états financiers incluent des incertitudes de mesure et les résultats réels pourraient varier par rapport à ces estimations.

g) Comptabilisation des revenus

Les revenus sont comptabilisés selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Les revenus sont constatés au cours de l'exercice durant lequel les transactions ou les événements ayant donné lieu à ces revenus se sont produits. Les transferts gouvernementaux sont constatés lorsque le transfert est autorisé et lorsque les critères d'admissibilité sont remplis sauf lorsque des stipulations de l'auteur du transfert génèrent une obligation répondant à la définition d'un passif, et ce, dans la limite de ces stipulations. Des stipulations de l'auteur du transfert peuvent exiger que les fonds ne soient utilisés que pour fournir certains services ou pour acquérir des immobilisations corporelles. Dans le cas de transferts comprenant des stipulations, un montant équivalent de revenus est constaté au moment du règlement du passif.

Les recouvrements de frais auprès de l'industrie sont constatés au moment de la facturation. Les recouvrements sont basés sur les coûts estimés et le temps du conseil d'administration pour l'exercice, conformément aux lignes directrices sur le recouvrement des coûts. Les recouvrements de coûts sont ajustés à la fin de chaque exercice en fonction du coût réel de la prestation du service de réglementation; tel que défini par les lignes directrices sur le recouvrement des coûts.

Les revenus des placements sont constatés lorsqu'ils sont gagnés.

h) Obligation en matière de régime supplémentaire de retraite des employés

La méthode de répartition des prestations au prorata des services a été utilisée pour déterminer l'obligation au titre des prestations constituées et le coût des services rendus au cours de l'exercice. Cette méthode a pour but de déterminer les charges correspondant aux prestations de chaque participant en vertu du régime à mesure de leur constitution, en prenant en compte les futures augmentations de salaire et la formule d'allocation de prestations du régime.

Les obligations sont attribuées à la période commençant à la date d'adhésion de l'employé au plan et se terminent à la date de cessation de son emploi, de son décès ou de sa retraite, le premier de ces événements prévalant.

OFFICE CANADA – NOUVELLE-ÉCOSSE SUR LES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS 31 MARS 2019

2. Principales conventions comptables (suite)

i) Obligation liée aux allocations de retraite et de soins de santé des pensionnés

Les employés de l'Office participent, après leur retraite, au régime complémentaire de soins de santé des pensionnés du gouvernement de la Nouvelle-Écosse. Ce plan prévoit une protection en matière de soins de santé jusqu'à l'âge de 65 ans. Les employés sont également admissibles à un paiement d'une semaine de salaire pour chaque année de service donnant droit à une pension jusqu'à un maximum de 26 semaines pour les membres du personnel de l'Office prenant leur retraite après leur date d'admissibilité à la retraite. Ces prestations de retraite sont constatées selon la méthode de la comptabilité d'exercice sur la base d'une estimation actuarielle.

À compter du 30 juin 2015, les employés ne sont plus admissibles à gagner et accumuler une allocation de retraite. En 2018, les employés qui étaient employés par l'Office avant cette date, ont été offerts une option unique pour recevoir un paiement de service au lieu de l'allocation de retraite. Les employés qui n'ont pas choisi cette option ont été informés par écrit de leurs droits acquis, qui leur sera payable à leur date de retraite tant qu'ils sont admissibles à la retraite et ont le droit de recevoir des prestations du Régime de retraite de la fonction publique.

j) Placements

L'Office a conçu son portefeuille de placement afin de financer ses obligations en matière de régimes supplémentaires de retraite des employés et des allocations de retraite et de soins de santé des pensionnés.

k) Instruments financiers

Les instruments financiers sont mesurés soit par la méthode du coût amorti, soit par la méthode de la juste valeur. Les instruments financiers compris dans la catégorie du coût amorti sont inscrits soit au coût, soit au coût amorti en utilisant la méthode des intérêts effectifs. Les coûts de transaction sont inclus dans le coût initial des instruments financiers constatés en utilisant la méthode du coût. Les instruments financiers compris dans la catégorie de la juste valeur sont initialement inscrits à leur juste valeur, chacune des modifications ultérieures de cette juste valeur étant constatée dans l'état des gains et des pertes de réévaluation jusqu'à ce que cet instrument financier soit décomptabilisé. Lorsque l'instrument financier est décomptabilisé, le gain ou la perte de réévaluation accumulée est reversé et constaté dans le bilan. Les coûts de transaction associés aux instruments financiers de la catégorie de la juste valeur sont comptabilisés en charge lorsqu'ils sont engagés.

Les comptes débiteurs, les comptes créditeurs, les charges à payer, les sommes payables aux gouvernements, les obligations liées au régime supplémentaire de retraite des employés et des allocations de retraite et de soins de santé des pensionnés sont inscrits en utilisant la méthode de détermination du coût. Les liquidités et les placements sont inscrits selon la méthode de la juste valeur déterminée sur la base des prix cotés sur les marchés actifs.

3. Placements

	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Prix coûtant des placements	2 826 471 \$	2 797 587 \$
Revenus de placements accumulés	25 889	24 132
Profit (perte) non réalisé sur les placements	14 990	(20 774)
Flux d'investissement	<u>12 188</u>	<u>8 413</u>
Placements, à la valeur du marché	<u>2 879 538 \$</u>	<u>2 809 358 \$</u>

OFFICE CANADA – NOUVELLE-ÉCOSSE SUR LES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS 31 MARS 2019

4. Dettes gouvernementales

	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Gouvernement fédéral – fonds de recouvrement des frais	1 023 716 \$	1 377 581 \$
Gouvernement fédéral – subvention pour services de traduction inutilisés	24 091	-
Gouvernement provincial – fonds de recouvrement des frais	<u>1 023 716</u>	<u>1 377 581</u>
	<u><u>2 071 523</u></u> \$	<u><u>2 755 162</u></u> \$

5. Obligations relatives aux pensions

a) Régime supplémentaire de retraite des employés (RSRE)

Le régime supplémentaire de retraite des employés de l'Office offre des prestations à ses employés adhérents du Régime de pension de retraite de la fonction publique (RPRFP). Les employés peuvent adhérer à ce régime une fois que leurs gains ouvrant droit à pension ont atteint un niveau tel que les prestations auxquelles ils sont admissibles en vertu du RPRFP sont limitées par le plafond de pension défini selon la *Loi de l'impôt sur le revenu*.

L'Office mesure, à des fins comptables, ses obligations au titre des prestations constituées et la juste valeur des actifs du régime chaque année en date du 31 mars. Une valorisation actuarielle du régime de retraite a été effectuée à des fins de financement en date du 30 juin 2017 et a été extrapolé au 31 mars 2019. Une valorisation actuarielle mise à jour a lieu au moins tous les trois ans.

L'Office a adopté les recommandations du chapitre 3250 du Manuel des normes comptables pour le secteur public. Les éléments suivants sont requis à des fins de présentation :

	<u>2019</u>	<u>2018</u>
<u>Éléments du coût du régime supplémentaire de retraite des employés</u>		
Coût du service actuel	34 894 \$	33 003 \$
Coût des intérêts	37 076	35 561
Amortissement des pertes nettes actuarielles	<u>32 415</u>	<u>49 698</u>
Coût du régime supplémentaire de retraite des employés	<u><u>104 385</u></u> \$	<u><u>118 262</u></u> \$
<u>Hypothèses moyennes pondérées aux fins du calcul de la charge</u>		
Taux d'actualisation	<u><u>4,10 %</u></u>	<u><u>4,10 %</u></u>
Taux des augmentations salariales	<u><u>2,25 %</u></u>	<u><u>2,25 %</u></u>
<u>Hypothèses moyennes pondérées aux fins de présentation</u>		
Taux d'actualisation	<u><u>4,10 %</u></u>	<u><u>4,10 %</u></u>
Taux des augmentations salariales	<u><u>2,25 %</u></u>	<u><u>2,25 %</u></u>

OFFICE CANADA – NOUVELLE-ÉCOSSE SUR LES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS 31 MARS 2019

5. Obligations relatives aux pensions (suite)

Évolution de l'obligation au titre des prestations constituées

Obligation au titre des prestations constituées en fin d'exercice précédent	1 029 533 \$	956 134 \$
Coût des services rendus au cours de l'exercice	34 894	33 003
Coût des intérêts	37 076	35 561
Prestations payées	(28 471)	(28 231)
Perte actuarielle	24 212	33 066

Obligation au titre des prestations constituées en fin d'exercice	<u>1 097 244 \$</u>	<u>1 029 533 \$</u>
---	---------------------	---------------------

Rapprochement de la situation de capitalisation et de l'obligation au titre des prestations constituées

Obligation de prestations en fin d'exercice	1 097 244 \$	1 029 533 \$
Perte actuarielle nette non amortie	<u>(99 122)</u>	<u>(107 325)</u>

Obligation au titre des prestations constituées	<u>998 122 \$</u>	<u>922 208 \$</u>
---	-------------------	-------------------

b) Régime de retraite multiemployeurs à prestations déterminées

L'Office contribue à un régime de retraite géré par Public Service Superannuation Plan Trustee Inc. en vertu de la *Loi sur la pension de la fonction publique*. L'Office contribue à hauteur de la contribution des employés calculée de la façon suivante : 8,4 % (2018 : 8,4 %) sur la part de leur salaire inférieure ou égale au « maximum des gains annuels ouvrant droit à pension » (MGAP) en vertu du Régime de pensions du Canada et 10,9 % (2018 : 10,9 %) sur la part de leur salaire dépassant le MGAP. L'Office a constaté des contributions de 407 641 \$ en 2019 (2018 : 398 440 \$). Au 31 mars 2019, il n'y a pas d'obligation supplémentaire concernant les services passés.

6. Obligation liée aux allocations de retraite et de soins de santé des pensionnés

L'Office offre d'autres prestations de retraite à ses employés en participant au programme d'assurance-maladie après la retraite du gouvernement de la Nouvelle-Écosse. Il fournit également des allocations de retraite à ses employés ayant pris leur retraite de l'Office. Ces prestations sont toutes deux financées au fur et à mesure. L'Office finance en trésorerie au fur et à mesure des décaissements effectués.

Une valorisation actuarielle du régime de retraite a été effectuée à des fins de financement en date du 31 mars 2019. Cette valorisation s'appuyait sur un certain nombre d'hypothèses concernant des événements futurs tels que les taux d'inflation, les taux d'intérêt, les taux d'inflation médicaux, les augmentations de salaire et de rémunération ainsi que les taux de roulement et de mortalité des employés. Les hypothèses utilisées traduisaient les meilleures estimations de l'Office.

	<u>2019</u>	<u>2018</u>
<u>Éléments du coût des allocations de retraite et de soins de santé des pensionnés</u>		
Coût des services rendus au cours de l'exercice (part de l'employeur)	68 929 \$	58 369 \$
Coût des intérêts	55 359	67 356
Perte actuarielle	391	6 932
Perte de règlement	-	158 382
Comptabilisation des pertes actuarielles non amorties	-	5 641
Coût des allocations de retraite et de soins de santé des pensionnés	<u>124 679 \$</u>	<u>296 680 \$</u>

OFFICE CANADA – NOUVELLE-ÉCOSSE SUR LES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS 31 MARS 2019

6. Obligation liée aux allocations de retraite et de soins de santé des pensionnés (suite)

Hypothèses moyennes pondérées aux fins du calcul de la charge

Taux d'actualisation	<u>4,10 %</u>	<u>4,10 %</u>
Taux des augmentations salariales	<u>2,25 %</u>	<u>2,25 %</u>
Taux tendanciel final moyen pondéré relatif aux soins de santé	<u>6,67 %</u>	<u>6,83 %</u>
Taux tendanciel final moyen pondéré relatif aux soins de santé	<u>4,50 %</u>	<u>4,50 %</u>
Année d'atteinte du taux final	<u>2030</u>	<u>2030</u>

Hypothèses moyennes pondérées aux fins de présentation

Taux d'actualisation	<u>3,59 %</u>	<u>3,59 %</u>
Taux des augmentations salariales	<u>2,25 %</u>	<u>2,25 %</u>
Taux tendanciel initial moyen pondéré relatif aux soins de santé	<u>6,50 %</u>	<u>6,50 %</u>
Taux tendanciel final moyen pondéré relatif aux soins de santé	<u>4,50 %</u>	<u>4,50 %</u>
Année d'atteinte du taux final	<u>2030</u>	<u>2030</u>

Évolution de l'obligation au titre des prestations constituées

Obligation au titre des prestations constituées en fin d'exercice précédent	1 512 916\$	1 857 194\$
Coût des services rendus au cours de l'exercice (part de l'employeur)	68 929	58 369
Coût des intérêts	55 359	67 356
Impact de la perte de règlement	-	158 382
Prestations à régler	-	(410 816)
Prestations payées	(10 723)	(141 738)
Perte actuarielle (gain)	50 553	(75 831)
Obligation au titre des prestations constituées en fin d'exercice	<u>1 677 034 \$</u>	<u>1 512 916\$</u>

Rapprochement de la situation de capitalisation et de l'obligation au titre des prestations constituées

Obligation de prestations en fin d'exercice	1 677 034 \$	1 512 916 \$
Perte actuarielle non amortie	<u>(12 324)</u>	<u>37 838</u>
Obligation au titre des prestations constituées	<u>1 664 710 \$</u>	<u>1 550 754\$</u>

7. Revenu de placements net

	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Revenu de placements	84 338 \$	77 057 \$
Perte sur cession de placements	(6 598)	(1 540)
Frais de gestion du portefeuille	<u>(16 662)</u>	<u>(15 655)</u>
	<u>61 078 \$</u>	<u>59 862 \$</u>

OFFICE CANADA – NOUVELLE-ÉCOSSE SUR LES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS 31 MARS 2019

8. Variation nette des soldes de fonds de roulement hors disponibilités liés aux opérations

	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Augmentation (diminution) des disponibilités à la suite de variations :		
Des créances clients	167 344 \$	(152 604) \$
Des charges payées d'avance	29 646	(167 335)
Des comptes fournisseurs et des ajustements	(346 027)	250 210
Des dettes gouvernementales	<u>(683 639)</u>	<u>492 729</u>
	<u>(832 676) \$</u>	<u>423 000 \$</u>

9. Engagements

L'Office a conclu différents accords de location concernant des locaux et des équipements. Les paiements minimums approximatifs requis pour les cinq prochains exercices sont les suivants :

2020	354 658 \$
2021	348 724 \$
2022	356 863 \$
2023	357 988 \$
2024	122 811 \$

10. Instruments financiers

Ci-après, les risques notables auxquels l'Office s'expose en raison de ses instruments financiers :

a) Risque de crédit

Le risque de crédit correspond au risque qu'une des parties d'un instrument financier soit à l'origine d'une perte financière pour l'autre partie en n'honorant pas l'une ou l'autre de ses obligations. La valeur comptable des actifs financiers représente l'exposition maximale au risque de crédit. Le principal risque de crédit de l'Office est lié à ses comptes débiteurs. En vue de réduire son risque de crédit, l'Office a adopté des politiques de crédit incluant l'analyse de la situation financière de ses entités réglementées et l'examen régulier de leurs limites de crédit. L'Office n'a aucune exposition notable à une entité réglementée individuelle ou à un homologue. La direction examine les comptes débiteurs au cas par cas pour déterminer si une provision est nécessaire pour traduire une baisse de recouvrabilité.

b) Risque de taux d'intérêt

Le risque de taux d'intérêt correspond au risque que la juste valeur d'un instrument financier ou les flux de trésorerie qu'il génère varient en raison de modifications des taux d'intérêt sur le marché. Les placements de l'Office sont des certificats de placement garantis, des débetures, des obligations, des bons à moyen terme négociables et des comptes d'épargne à taux d'intérêt élevé rapportant des intérêts à taux fixe de 1,95 % à 5,04 %. Par conséquent, l'exposition du conseil au risque de taux d'intérêts est minimale.

OFFICE CANADA – NOUVELLE-ÉCOSSE SUR LES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS 31 MARS 2019

10. Instruments financiers (suite)

c) Risque de marché

Le risque de marché correspond au risque que la juste valeur d'un instrument financier ou les flux de trésorerie qu'il génère varient en raison de modifications des prix sur le marché. Étant donné que ces placements sont soumis à des variations de prix sur le marché concurrentiel, les débetures, les obligations et les bons à moyen terme négociables détenus dans le portefeuille de placements de l'Office exposent ce dernier à un risque de marché.

d) Risque de liquidité

Le risque de liquidité correspond au risque que l'Office rencontre des difficultés à honorer ses obligations financières à leur échéance. La capacité de l'Office à honorer ses obligations dépend de l'encaissement des fonds, qu'il s'agisse de revenus ou d'avances.

11. Données budgétaires

Les données budgétaires présentées le sont à des fins de comparaison et n'ont pas été vérifiées. Il n'a pas été tenu compte de l'amortissement dans l'élaboration du budget qui n'a, en conséquence, pas été inclus ici

OFFICE CANADA – NOUVELLE-ÉCOSSE SUR LES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS**CALENDRIER DES IMMOBILISATIONS
31 MARS 2019**

COÛT

	<u>Début d'exercice</u>	<u>Ajouts</u>	<u>Cessions</u>	<u>Fin d'exercice</u>
Améliorations locatives	78 061 \$	- \$	- \$	78 061 \$
Meubles et accessoires à demeure	453 564	-	-	453 564
Équipements informatiques	647 652	19 980	8 281	659 351
Logiciels	625 539	-	74 987	550 552
Équipements	<u>198 430</u>	<u>3 040</u>	<u>-</u>	<u>201 470</u>
	<u>2 003 246 \$</u>	<u>23 020 \$</u>	<u>83 268 \$</u>	<u>1 942 998 \$</u>

AMORTISSEMENT ACCUMULÉ

	<u>Début d'exercice</u>	<u>Ajouts</u>	<u>Cessions</u>	<u>Fin d'exercice</u>
Améliorations locatives	66 358 \$	11 703 \$	- \$	78 061 \$
Meubles et accessoires à demeure	451 489	1 342	-	452 831
Matériel informatique	578 676	27 053	8 281	597 448
Logiciels	619 192	4 747	74 987	548 952
Équipements	<u>194 630</u>	<u>4 179</u>	<u>-</u>	<u>198 809</u>
	<u>1 910 345 \$</u>	<u>49 024 \$</u>	<u>83 268 \$</u>	<u>1 876 101 \$</u>

VALEUR COMPTABLE NETTE

	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Améliorations locatives	- \$	11 703 \$
Meubles et accessoires à demeure	733	2 075
Matériel informatique	61 903	68 976
Logiciels	1 600	6 347
Équipements	<u>2 661</u>	<u>3 799</u>
	<u>66 897 \$</u>	<u>92 900 \$</u>

OFFICE CANADA – NOUVELLE-ÉCOSSE SUR LES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

CALENDRIER DES DÉPENSES POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 MARS 2019

	(Note 11) <u>Budget</u>	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Recouvrements de frais remboursés à un gouvernement			
Gouvernement du Canada	4 305 000 \$	4 043 751 \$	4 026 126 \$
Gouvernement de la Nouvelle-Écosse	<u>4 305 000</u>	<u>4 043 751</u>	<u>4 026 126</u>
Total des recouvrements de frais remboursés à un gouvernement	<u>8 610 000 \$</u>	<u>8 087 502 \$</u>	<u>8 052 252 \$</u>
 Réglementation des activités pétrolières			
Personnel, consultations et membres de l'Office	5 585 000 \$	5 360 093 \$	5 358 338 \$
Administration générale et activités de soutien	1 290 000	1 105 301	951 013
Coût des locaux administratifs et de laboratoire	700 000	698 555	693 937
Conseils et juridiques	775 000	705 782	643 497
Coût du régime supplémentaire de retraite des employés	108 000	104 385	118 717
Coûts des allocations de retraite et de soins de santé des pensionnés	142 000	124 679	211 603
Brevets de plongeur	<u>10 000</u>	<u>20 000</u>	<u>35 000</u>
Total pour la réglementation des activités pétrolières	<u>8 610 000 \$</u>	<u>8 118 795 \$</u>	<u>8 012 105 \$</u>