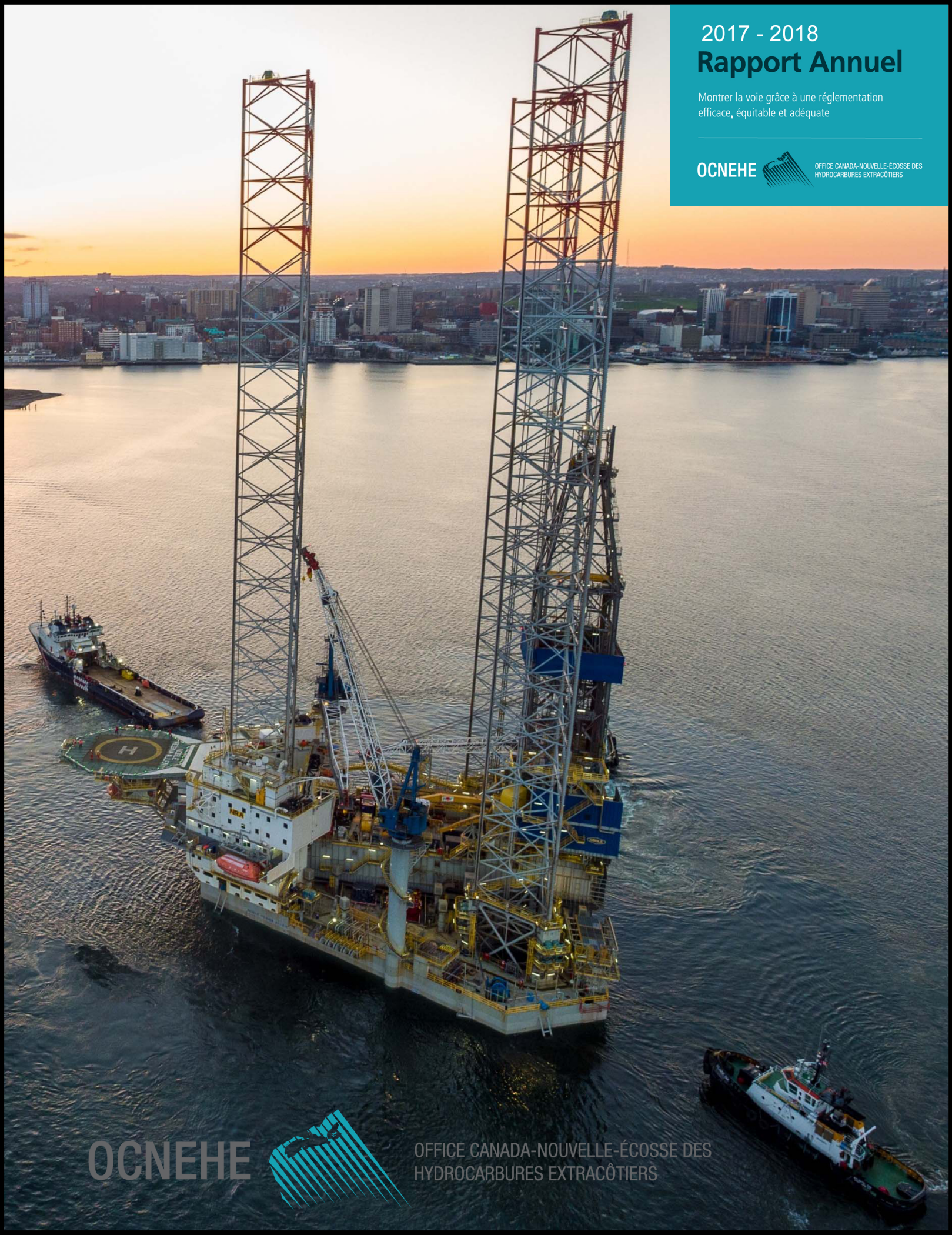


2017 - 2018

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

Au cours des dernières années, l'Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (OCNEHE) a travaillé à simplifier son rapport annuel. Il a notamment déterminé qu'afin de devenir plus respectueux de l'environnement, il produirait uniquement une version numérique du rapport et ne remettrait de copie imprimée que sur demande. Les parties intéressées qui souhaitent en savoir davantage sur l'Office peuvent obtenir des renseignements additionnels 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 2017-2018 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 2017-2018 de l'OCNEHE

Message du président et du chef de la direction....1
1.0 Sommaire des travaux et des activités en zone extracôtière....2
1.1 Autorisations et approbations....2
Figure 1: Autorisation et approbations, 2017-2018....2
1.2 Processus d'autorisation....2
1.3 Encadrement et surveillance....3
1.4 Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable (exploitant: ExxonMobil Canada Ltd.)....3
1.5 Projet gazier extracôtier Deep Panuke (exploitant: Encana Corporation)....3
1.6 Programme de forage exploratoire dans le bassin Shelburne (exploitant: Shell Canada Limited)....4
1.7 Projet de forage de reconnaissance dans le bassin Scotian (exploitant: BP Canada Energy Group ULC)....4
2.0 Santé, sécurité et protection de l'environnement....5
2.1 Rendement en matière de sécurité....5
Figure 2: Statistiques sur les blessures invalidantes....5
2.2 Performance environnementale....5
Figure 3: Déversements dans la mer (L = Litres)....6
2.3 Surveillance des effets sur l'environnement....6
2.4 Évaluations environnementales....6
3.0 Gestion des droits....7
3.1 Appel d'offres NS17-1 et mise à jour concernant la délivrance des permis....7
Figure 4: Intérêts dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse....7
4.0 Ressources....8
4.1 Données sur la production du projet énergétique extracôtier de l'île de Sable....8
Figure 5: Production annuelle totale de gaz par champ au 31 mars 2018....8
Figure 6: Débit gazeux moyen pour chaque champ du PÉES au 31 mars 2018....9
Figure 7: Débit gazeux moyen du PÉES par exercice....9
4.2 Données sur la production du projet gazier extracôtier Deep Panuke....10
Figure 8: Production mensuelle totale de gaz par puits du projet Deep Panuke jusqu'au 31 mars 2018....10
Figure 9: Deep Panuke – Taux moyens mensuels par puits jusqu'au 31 mars 2018....10
Figure 10: Deep Panuke – Débit moyen par exercice....11
5.0 Retombées économiques....11
5.1 Projet énergétique extracôtier Sable....11
5.2 Projet gazier extracôtier Deep Panuke....11
5.3 Programmes d'exploration....11
6.0 États financiers....11

Message du président et du chef de la direction

L'exercice 2017-2018 nous a certainement offert une belle démonstration de la rigueur avec laquelle l'OCNEHE réglemente les activités pétrolières dans la zone extracôtière Canada-Nouvelle-Écosse.

En tant qu'organisation, nous sommes extrêmement fiers de l'expertise, de la diligence et de l'indépendance de notre équipe. Qu'il s'agisse de la surveillance réglementaire des projets d'exploration, des opérations de production ou des activités de déclassement et d'abandon, nos experts techniques et notre personnel de soutien dévoué, bien formé et compétent ont en tout temps veillé à ce que tout l'équipement nécessaire, tous les systèmes, procédures, plans d'exploitation, plans d'intervention en cas d'incident (y compris en cas de déversement soient en place, peu importe les activités qui se déroulent en mer. Lorsqu'il s'agit de conformité réglementaire, la sécurité et la protection de l'environnement sont de la plus haute importance.

Cette année, nous avons mis davantage l'accent sur la participation de l'ensemble des parties prenantes et nous avons continué à prioriser le partage d'informations transparentes et factuelles. Ainsi, nous avons organisé des séances de consultation avec des représentants municipaux, des associations de pêcheurs et des communautés autochtones dans le but non seulement de favoriser l'établissement de bonnes relations, mais aussi de donner à ces groupes l'occasion d'exprimer leurs préoccupations et de participer à notre processus décisionnel.

Bien qu'il y ait certainement eu d'importantes leçons apprises tout au long de ce processus, nous sommes convaincus que les commentaires que nous avons recueillis et les conversations que nous avons eues avec les parties prenantes ont fortement contribué à renforcer la confiance dans notre rôle d'organisme indépendant de réglementation des activités pétrolières et gazières dans la zone extracôtière Canada-Nouvelle-Écosse.

Pour nous en assurer, il est essentiel de veiller à ce que nous puissions continuer à communiquer l'information pertinente afin que tous les intervenants demeurent bien informés. Pour nous aider à y parvenir, nous avons mis en œuvre notre nouvelle stratégie de communication d'entreprise, qui met l'accent sur la diffusion d'informations exactes de manière ouverte, opportune et facile à comprendre, et ce, par le biais de multiples canaux de communication.

Une fois qu'il sera finalisé, ce contenu sera affiché en direct sur notre nouveau site Web d'entreprise. Notre projet de refonte de notre site Web est en cours et son lancement est prévu pour la fin de 2018. Une plate-forme en ligne moderne et facile à naviguer offrira à nos visiteurs une expérience utilisateur plus transparente et soutiendra nos efforts de partage de l'information. Notre Centre de gestion des données sera également mis à jour afin d'améliorer la diffusion des données géoscientifiques. Le nouveau système permettra d'améliorer l'évolutivité et la croissance, et l'interface sera plus logique et intuitive pour que les utilisateurs puissent naviguer et trouver l'information dont ils ont besoin.

Au cours de l'année à venir, de nombreuses possibilités passionnantes et stimulantes s'offriront à nous. Nous sommes convaincus que notre équipe possède les compétences et l'expertise nécessaires pour veiller à ce que l'industrie se comporte de manière responsable en matière de sécurité et de respect de l'environnement. Nous ne prenons pas à la légère le fait qu'on nous accorde une « licence » pour réglementer. Nous sommes déterminés à tirer parti des principales leçons que nous avons apprises pour favoriser un dialogue constructif avec l'industrie et poursuivre dans la voie de l'excellence en matière de réglementation.

Keith MacLeod
Président

Stuart Pinks
Chef de la direction

1.0 Sommaire des travaux et des activités en zone extracôtière

1.1 Autorisations et approbations

La **Figure 1** présente un sommaire des demandes d'autorisation de travaux présentées et approuvées le 1er avril 2017 et le 31 mars 2018.

Figure 1: Autorisation et approbations, 2017-2018

Autorisations poursuivies, 2017-2018	
Exploitant	Autorisation
ExxonMobil Canada Ltd.	Autorisation d'activités – Production (du 28 février 2017 au 28 février 2020)
Encana Corporation	Autorisation d'activités – Production (du 1er août 2017 au 1er août 2019)
Autorisations et approbations délivrées en 2017-2018	
ExxonMobil Canada Ltd.	Approbation de modifier l'état d'un puits (South Venture 2) (date d'approbation : 12 mai 2017)
ExxonMobil Canada Ltd.	Autorisation d'activité – Production; modification pour inclure l'obturation d'un puits et l'abandon des activités (du 21 novembre 2017 au 28 février 2020)
ExxonMobil Canada Ltd.	Approbation de modifier l'état d'un puits (Thebaud 1) (date d'approbation : 11 décembre 2017)
ExxonMobil Canada Ltd.	Approbation de modifier l'état d'un puits (Thebaud 2) (date d'approbation : 11 décembre 2017)
ExxonMobil Canada Ltd.	Approbation de modifier l'état d'un puits (Thebaud 3) (date d'approbation : 11 décembre 2017)
ExxonMobil Canada Ltd.	Approbation de modifier l'état d'un puits (Thebaud 4) (date d'approbation : 11 décembre 2017)
ExxonMobil Canada Ltd.	Approbation de modifier l'état d'un puits (Thebaud 5) (date d'approbation : 11 décembre 2017)
ExxonMobil Canada Ltd.	Approbation de modifier l'état d'un puits (Thebaud 6) (date d'approbation : 11 décembre 2017)

1.2 Processus d'autorisation

Les exploitants doivent obtenir une autorisation de l'OCNEHE avant de mener quelque activité pétrolière que ce soit dans la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse. Pour déterminer s'il y a lieu d'accorder une autorisation, l'OCNEHE exige des opérateurs potentiels qu'ils suivent un processus rigoureux dont les éléments doivent être présentés de manière satisfaisante et dont certains sont:

- un exposé sommaire des opérations proposées;
- un plan faisant état des mesures de sécurité;
- un certificat de conformité (dans les cas où c'est applicable);
- 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 en outre, avant d'accorder une autorisation, que les exploitants effectuent des audits et des inspections de tous les bâtiments et de toutes les installations (comme les plateformes de forage) qui seront utilisés dans le cadre d'un programme. De plus, dans le cadre du processus d'autorisation, l'OCNEHE mène ses propres audits et inspections de manière indépendante. Note:

en ce qui a trait à la mise en valeur d'un gisement de pétrole ou de gaz, un plan de mise en valeur doit être présenté à l'OCNEHE pour approbation avant toute demande d'autorisation ou d'approbation d'exploitation.

1.3 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 (en anglais).

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.

1.4 Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable (exploitant: ExxonMobil Canada Ltd.)

Au cours de l'exercice 2017-2018, la production de gaz naturel s'est poursuivie dans le cadre du Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable (PÉES). Au quatrième trimestre de 2017, l'OCNEHE a approuvé le début des activités d'obturation et d'abandon des puits au champ pétrolier Thebaud. La production de gaz à Thebaud a été arrêtée pour permettre l'obturation et l'abandon en toute sécurité des puits de production de Thebaud. Thebaud est le premier des cinq champs de production à être obturés et abandonnés. Les autres champs PÉES (Venture, South Venture, Alma et North Triumph) sont restés en production pendant la période considérée et seront abandonnés au cours des deux prochaines années. Les opérations de production en cours dans les champs de PÉES continuent de faire l'objet d'une surveillance régulière de la part du personnel de l'OCNEHE.

Tout au long de l'exercice financier 2017-2018, ExxonMobil Canada Ltd. (ExxonMobil) a poursuivi la planification du déclassement et de l'abandon éventuel du projet. Ces plans sont rigoureusement analysés par l'OCNEHE pour garantir que les activités seront complétés dans le plus grand respect des normes de sécurité et environnementales, et qu'aucune ressource ne sera gaspillée. ExxonMobil a accordé d'importants contrats liés à cette phase du projet, contrats qui ont fait l'objet d'un examen approfondi par les employés de l'OCNEHE qui s'occupent des retombées industrielles. Le personnel de l'OCNEHE a rencontré des représentants d'ExxonMobil à de nombreuses reprises pour discuter des exigences réglementaires, pour s'assurer que les engagements pris dans la demande approuvée concernant les plans de retombées économiques et de développement seront respectés et pour définir et planifier les différentes interfaces et soumissions réglementaires qui seront nécessaires.

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

Les activités de production se sont poursuivies à Deep Panuke jusqu'au mois de juin 2017, lorsque le champ a été fermé pour la saison. Les activités ont repris en décembre 2017 et ont continué pendant le reste de l'exercice 2017-2018. Le personnel de l'OCNEHE continue de surveiller tous les aspects du projet pour assurer la conformité aux exigences réglementaires.

1.6 Programme de forage exploratoire dans le bassin Shelburne (exploitant : Shell Canada Limited)

En décembre 2017, Shell Canada Limited a renoncé à ses six (6) permis d'exploration associés à ce projet. Veuillez vous référer à la section 3.1 pour plus d'informations.

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

BP Canada Energy Group ULC (BP Canada) n'a mené aucune activité dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse pendant l'exercice financier 2017-2018. L'OCNEHE et BP Canada ont poursuivi leurs discussions sur les exigences réglementaires et sur les attentes concernant le programme de forage exploratoire de BP Canada (projet de forages exploratoires dans le bassin Scotian) dont la réalisation devrait commencer au printemps 2018.

L'OCNEHE a commencé à examiner l'information présentée à l'appui de la demande d'autorisation visant le premier puits de son programme de forage exploratoire prévu en avril 2017, et BP Canada a officiellement présenté une demande le 21 septembre 2017. Le processus d'examen se poursuivait jusqu'à la fin de l'exercice 2017-2018 et comprenait un examen rigoureux des documents justificatifs, des politiques, des plans et des procédures, ainsi que des vérifications et des inspections de l'exploitant et de ses principaux entrepreneurs afin de vérifier l'état de préparation à l'exploitation et la conformité à la réglementation.

L'Agence canadienne d'évaluation environnementale (l'ACÉE) a procédé à une évaluation environnementale (ÉE) du Projet de forage de reconnaissance de BP dans le bassin Scotian sous le régime de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale, 2012.* Ce processus a débuté en août 2015, lorsque BP Canada a déposé une description de projet auprès de l'ACÉE, et s'est poursuivi jusqu'en janvier 2018. Le processus d'ÉE mené en 2012 par l'ACÉE comprenait un certain nombre de possibilités offertes au public pour formuler des commentaires, ainsi que des consultations directes avec les groupes autochtones, toutes dirigées par l'ACÉE. Le 1er février 2018, la ministre d'Environnement et de Changement climatique Canada a publié sa déclaration de décision indiquant que le projet désigné n'était pas susceptible d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants et que le projet pouvait être réalisé sous réserve d'un certain nombre de conditions et d'autres approbations prévues par la loi. L'évaluation environnementale a porté sur le forage d'un maximum de sept puits d'exploration au total. L'ÉE dirigée par l'ACÉE et la déclaration de décision de la ministre font alors partie de la documentation requise à l'appui de la demande d'autorisation du programme de forage présentée par BP Canada à l'OCNEHE.

Après la publication de l'énoncé de décision de la ministre et une fois les conditions remplies, l'OCNEHE a tenu des séances de consultation publique en février et mars 2018 afin de discuter du processus d'autorisation du programme de forage et de donner aux principaux intervenants l'occasion de cerner les enjeux et les préoccupations qui relèvent de la compétence de l'OCNEHE. Cela pourrait entraîner d'autres échanges d'information, l'application d'exigences supplémentaires à l'égard de l'octroi d'une autorisation de forage et/ou des ajustements aux programmes de surveillance de la conformité et d'application de la loi.

L'OCNEHE et l'ACÉE ont conclu un protocole d'entente en vertu duquel la surveillance et l'application des conditions de l'ACÉE seront mieux coordonnées et assurées. Le respect des conditions de l'ACÉE sera également une condition d'une autorisation de programme de forage qui peut être délivrée par l'OCNEHE à BP Canada.

En avril 2017, l'OCNEHE a approuvé une demande de BP Canada pour l'obtention des Permis d'exploration (PE) 2431, 2432, 2433 et 2434, afin de conclure une entente en vue de consolider ces

quatre PE en un seul. Conformément aux conditions énoncées dans l'entente, la date d'entrée en vigueur du PE consolidé sera la date de démarrage du forage du premier puits de validation visé par l'un des PE. « Puits de validation » est un terme utilisé pour décrire le premier puits foré visé par un PE.

2.0 Santé, sécurité et protection de l'environnement

2.1 Rendement en matière de sécurité

Pendant l'exercice 2017-2018, le nombre d'heures-personnes travaillées sous l'autorité de l'OCNEHE dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse s'est établi à 927 877. Pendant cette période, deux (2) blessures invalidantes ont été enregistrées. Les agents de santé et sécurité au travail ainsi que les agents de sécurité de l'exploitation de l'OCNEHE ont fait un suivi de chacun de ces incidents pour s'assurer que leurs causes profondes avaient été déterminées et que les mesures correctives nécessaires avaient 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	**2013-14**	**2014-15**	**2015-16**	**2016-17**	**2017-18**
Installations	1	3	3	2	2
Navires	3	0	0	0	0
Aviation	0	0	0	0	0
Total	**4**	**3**	**3**	**2**	**2**

Heures-personnes	**2013-14**	**2014-15**	**2015-16**	**2016-17**	**2017-18**
Installations	562 584	526 440	808 104	1 005 852	626 079
Navires	591 084	735 992	397 791	427 464	278 503
Aviation	28 177	8 421	10 207	10 401	7 276
Transport de personnel	-	25 482	20 083	23 502	16 019
Total	**1 181 845**	**1 296 335**	**1 236 185**	**1 467 219**	**927 877**

Fréquence (par 200 000 heures-personnes)**	**2013-14**	**2014-15**	**2015-16**	**2016-17**	**2017-18**
Installations	0,36	1,14	0,74	0,40	0,63
Navires	1,02	0	0	0	0
Aviation	0	0	0	0	0
Total	**0,68**	**0,46**	**0,49**	**0,27**	**0,43**

** 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.*

2.2 Performance environnementale

Les exploitants doivent signaler tous les déversements qui se produisent à toutes les installations extracôtières. L'OCNEHE effectue un suivi de chaque déversement, l'accent étant mis sur la prévention de récidives. Sept (7) déversements en mer se sont produits au cours de l'exercice financier 2017-2018. La **Figure 3** présente et catégorise ces déversements.

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

Produit	Moins de 1L	1-10L	11-150L	Plus de 150L	Total
Huile hydraulique	3				3
Diesel	1				1
Condensat	1	1			2
Hydrocarbures	1				1
Total	**6**	**1**			**7**

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

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 et, à l'occasion, pour certaines activités d'exploration. Les rapports déposés au cours de l'exercice financier 2017-2018 peuvent être consultés à l'adresse www.cnsopb.ns.ca/environment/environmental-effects-monitoring (en anglais uniquement).

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 de prospection 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 juin 2016, l'OCNEHE a réalisée une ÉES pour les zones du bassin de Sydney et le graben Orpheus en préparation de l'appel d'offres NS17-1. Bien qu'aucune nouvelle EES n'ait été effectuée au cours de l'exercice 2017-2018, un examen interne d'une ÉES remontant à au moins cinq ans a été effectué. Les différentes ÉES sont mises à jour au besoin.

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).

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'ACÉE. Tel qu'indiqué à la section 1.7 ci-dessus, la ministre d'Environnement et Changements climatiques Canada a publié sa déclaration de décision le 1er février 2018 indiquant que le projet désigné n'était pas susceptible d'entraîner des effets environnementaux négatifs importants et que le projet pouvait aller de l'avant, sous réserve d'autres approbations législatives.

De plus, au cours de l'exercice 2017-2018, l'OCNEHE a reçu une description de projet d'Eqinor (officiellement Statoil) pour un programme sismique et a préparé un document établissant la portée du projet et décrivant les exigences en matière d'ÉE pour le programme.

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/environment/environmental-assessments (en anglais).

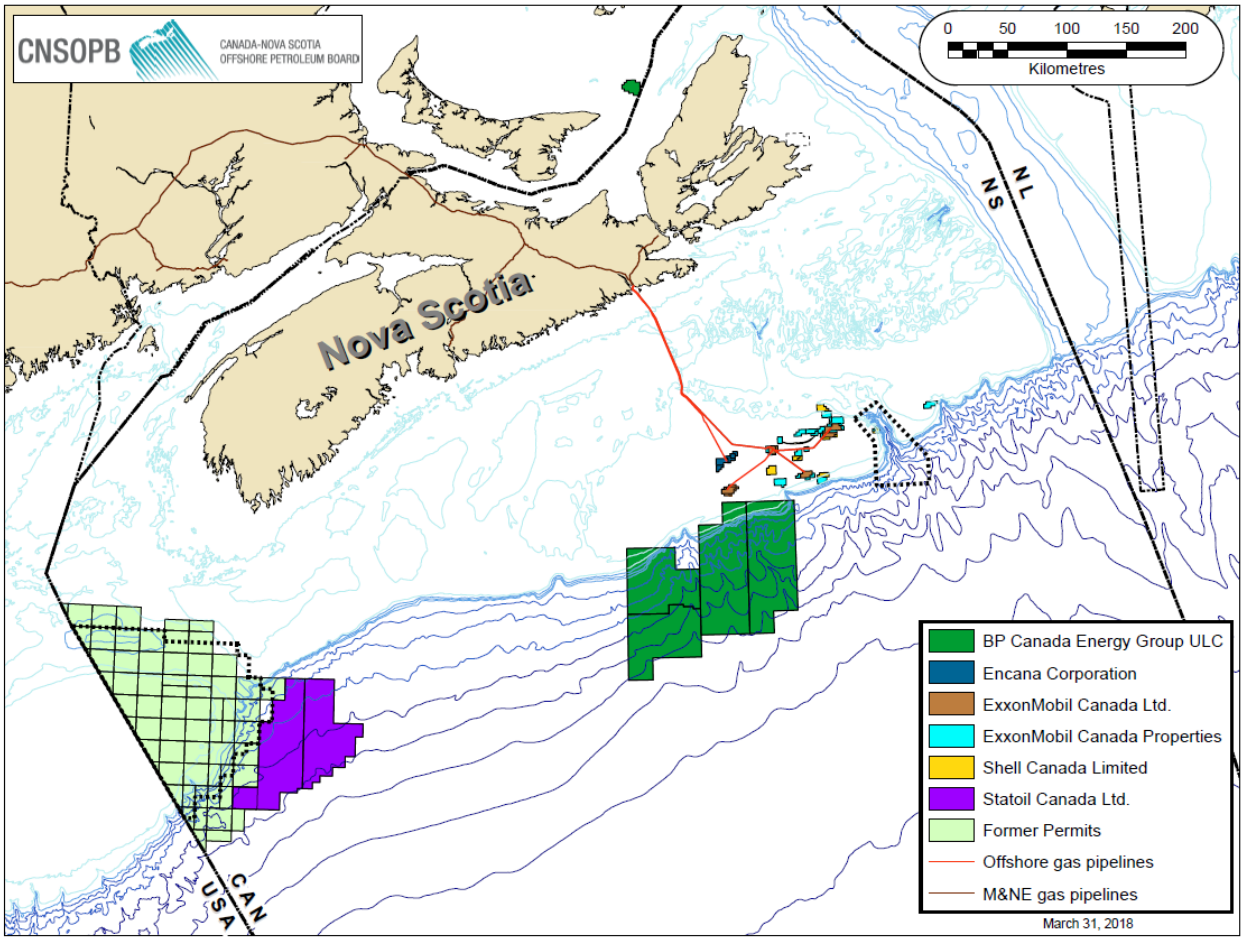
3.0 Gestion des droits

3.1 Appel d'offres NS17-1 et mise à jour concernant la délivrance des permis

L'appel d'offres NS17-1 a été annoncé le 24 juillet 2017 et a pris fin le 14 décembre 2017. Cet appel visait trois (3) parcelles, situées à l'est de l'île du Cap-Breton par des profondeurs d'eau de 50 à 450 mètres. Une période de consultation publique était prévue au cours de la période couverte par l'appel d'offres. Aucune offre n'ayant été reçue, les terres restent dans le domaine de la Couronne.

Aucun changement n'a été apporté au nombre de permis de découverte importante ou de permis de production au cours de la dernière année. Shell Canada a renoncé aux PE 2423, 2424, 2425, 2426, 2427, 2428, 2429 et 2430 en décembre 2017. Deux dépôts de garantie d'exécution totalisant 1 000 000,00 $ ont été confisqués pour les PE 2427 et 2428. L'OCNEHE examine actuellement une demande relative aux dépenses admissibles de Shell Canada pour les PE 2423, 2424, 2424, 2425, 2426 et 2429. Pour le PE 2430, il n'y a pas eu de confiscation puisque les dépenses admissibles approuvées ont dépassé l'offre d'exécution des travaux.

Figure 4: Intérêts dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse



La **Figure 4** montre les PE en vigueur au large des côtes de la Nouvelle-Écosse en date du 31 mars 2018. 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 2,9 E6m3/j (millions de mètres cubes par jour), ou 101 MMscf/j (millions de pieds cubes standard par jour). Au 31 mars 2018, la production totale de gaz du projet énergétique extracôtier de l'île de Sable était de 59,4 E9m3 (milliards de mètres cubes), soit 2,1 Tcf (mille milliards de pieds cubes). La **Figure 5** 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 pour chaque exercice.

Figure 5: Production annuelle totale de gaz par champ au 31 mars 2018

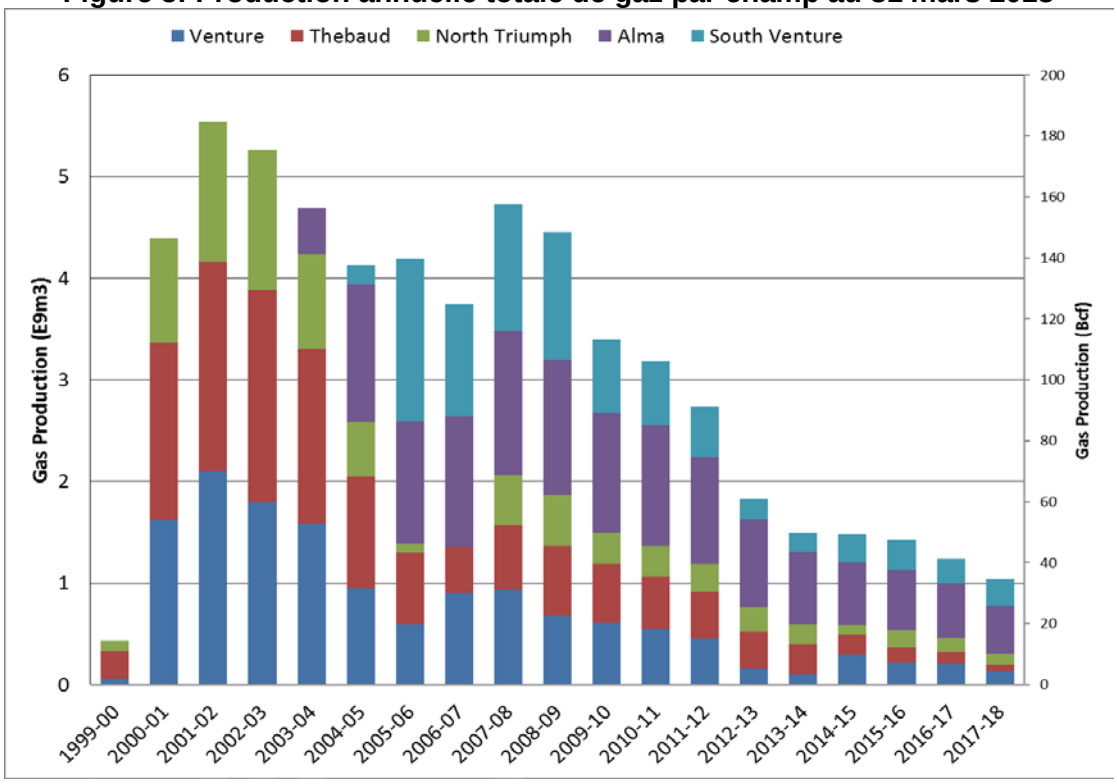


Figure 6: Débit gazeux moyen pour chaque champ du PÉES au 31 mars 2018

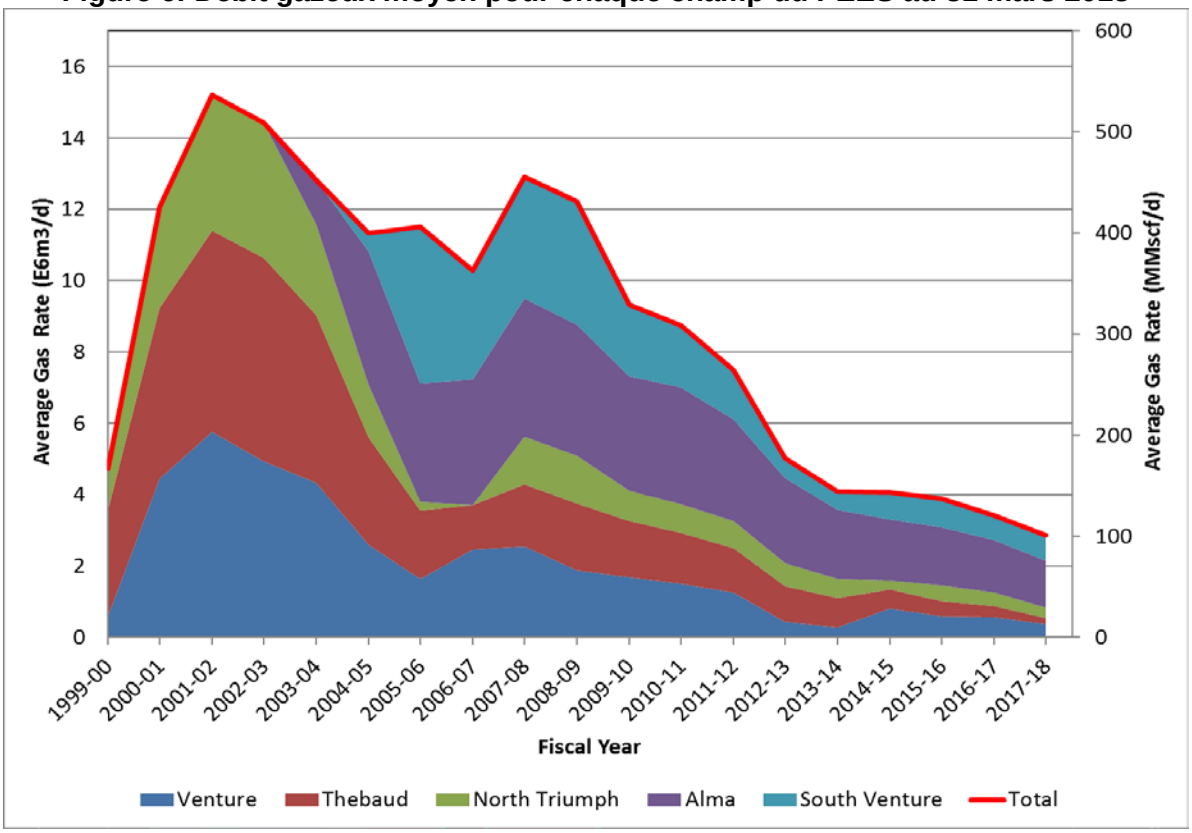


Figure 7: Débit gazeux moyen du PÉES par exercice

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
2015-2016	3,9	137
2016-2017	3,4	120
2017-2018	2,9	101

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 0,3 E6m3/j (million de mètres cubes par jour), ou 10,7 MMscf/j (millions de pieds cubes standard par jour). Au 31 mars 2018, la production gazeuse totale de Deep Panuke était de 4,2 E9m3 (milliards de mètres cubes), soit 146,6 Bcf (milliards de pieds cubes). La **Figure 8** illustre la production mensuelle totale du projet Deep Panuke par puits, depuis sa mise en service en août 2013. La **Figure 9** illustre le débit gazeux mensuel moyen par puits. La **Figure 10** illustre le débit de gaz moyen de Deep Panuke pour chaque exercice.

Figure 8: Production mensuelle totale de gaz par puits du projet Deep Panuke jusqu'au 31 mars 2018

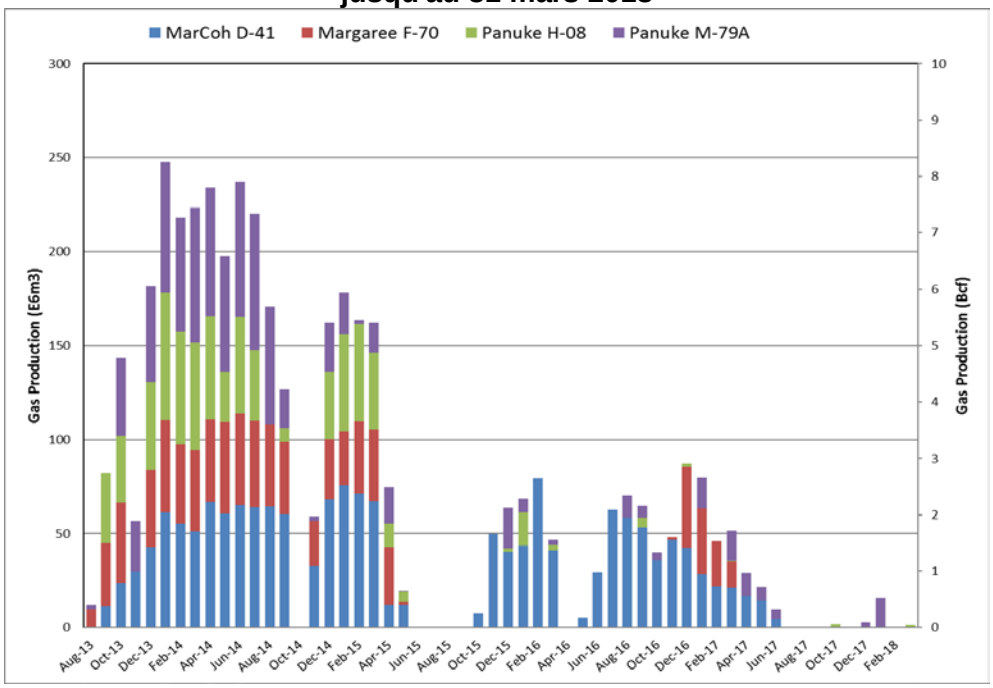


Figure 9: Deep Panuke – Taux moyens mensuels par puits jusqu'au 31 mars 2018

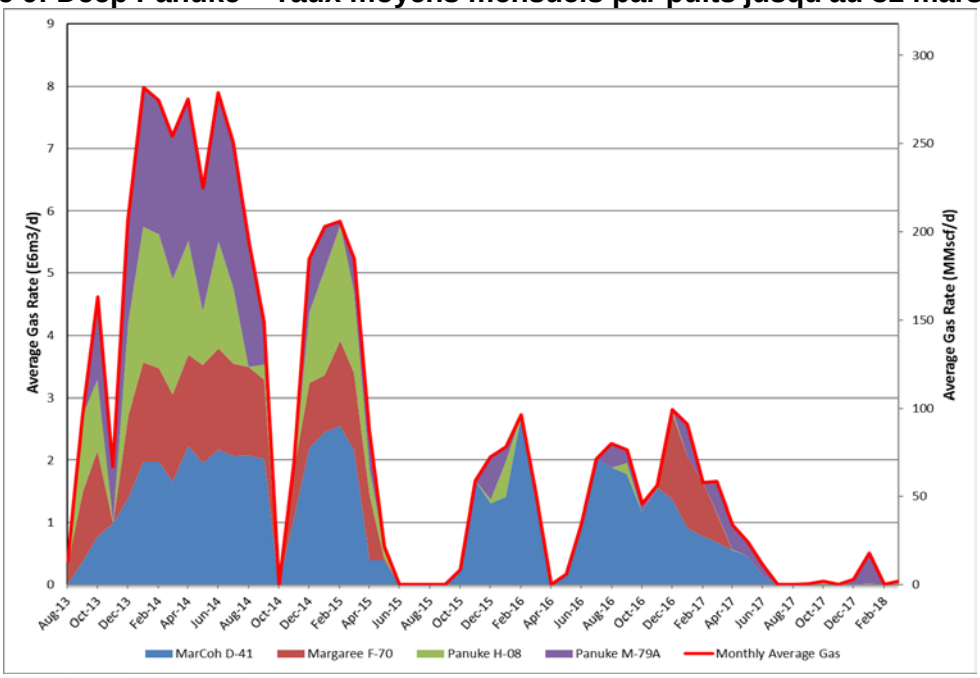


Figure 10: Deep Panuke – Débit moyen par exercice*

Exercice	(Millions de m^3/jour)	(Millions de pi^3/jour)
2013-2014	4,79	169
2014-2015	5,72	202
2015-2016	1,67	59
2016-2017	1,76	62
2017-2018	0,31	11
***** Pour chaque année, seuls les mois où il y a eu production ont été comptabilisés pour établir la moyenne.		

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 Sable

ExxonMobil, exploitant du 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 2017, les dépenses du PÉES à cette date s'élèvent à 2,97 milliards de dollars en Nouvelle-Écosse, à 1,32 milliard de dollars dans le reste du Canada, soit des dépenses totales de 4,30 milliards de dollars au Canada. Au total, 25,2 millions d'heures-personnes ont été travaillées en Nouvelle-Écosse et 3,8 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'Office un rapport sur les retombées économiques. Selon le rapport déposé pour la période terminée le 31 décembre 2017, un total de 7,0 millions heures-personnes avaient été travaillées en Nouvelle-Écosse et de 1,2 million dans le reste du Canada.

5.3 Programmes d'exploration

L'Office a fait le suivi des retombées pour les activités de prospection 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 2017-2018 préparés par Levy Casey Carter MacLean sont présentés aux pages suivantes.

OFFICE CANADA – NOUVELLE-ÉCOSSE SUR LES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

ÉTATS FINANCIERS
31 MARS 2018

INDEX

	Page
Énoncé sur la responsabilité de la direction	**1**
Rapport des auditeurs indépendants	**2**
État de la situation financiere	**3**
État des résultats et de l'excédent de fonctionnement accumulé	**4**
État des gains (pertes) de réévaluation	**5**
État de l'évolution de l'actif net	**6**
État des flux de trésorerie	**7**
Notes afférentes aux états financiers	**8**
Calendrier des immobilisations corporelles	**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 10 mai 2018

RAPPORT DES AUDITEURS INDÉPENDANTS

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

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 2018 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.

Levy
Casey
Carter
MacLean
Chartered Professional
Accountants

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.

Responsabilités des auditeurs

Notre responsabilité consiste à donner un avis sur ces états financiers en nous fondant sur notre vérification, laquelle a été exécutée conformément aux normes de vérification généralement reconnues au Canada. Ces normes nous imposent de respecter des règles déontologiques et de planifier et d'exécuter la vérification de façon à avoir la certitude raisonnable que les états financiers ne comportent pas d'inexactitude importante.

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

La vérification comprend des procédures visant l'obtention de données probantes sur les montants et les éléments présentés dans les états financiers. Le vérificateur exerce son jugement pour choisir les procédures, notamment en évaluant le risque que les états financiers comportent des inexactitudes importantes attribuables à la fraude ou à l'erreur. Pour évaluer ce risque, le vérificateur examine le mécanisme de contrôle interne utilisé par l'Office dans la préparation et la présentation de ses états financiers. Il procède à cet examen pour concevoir des procédures de vérification adaptées et non pour émettre un avis sur l'efficacité du mécanisme. La vérification consiste également à évaluer le caractère approprié des politiques comptables appliquées et le caractère raisonnable des estimations comptables établies par la direction ainsi que la présentation générale des états financiers.

Nous pensons que les données probantes que nous avons obtenues sont suffisantes et adéquates pour étayer notre opinion.

Opinion

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 2018 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.

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

Halifax, Nouvelle-Écosse
Le 10 mai 2018

Comptables Professionnels gréés
CPA Auditeurs

OFFICE CANADA – NOUVELLE-ÉCOSSE SUR LES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIERE
31 MARS 2018

	2018	2017
ACTIFS FINANCIERS		
Espèces et quasi-espèces	**4 117 390** $	3 417 297 $
Créances clients	**270 725**	118 120
Placements (note 2j) (note 3)	**2 809 358**	2 570 354
	7 197 473	6 105 771
PASSIF		
Comptes fournisseurs et ajustement	**1 206 836**	956 628
Payable aux gouvernements (note 4)	**2 755 162**	2 262 432
Obligation liée au régime supplémentaire de retraite des employés (note 5)	**922 208**	832 177
Obligation liée aux allocations de retraite et de soins de santé aux pensionnés (note 6)	**1 550 754**	1 806 628
	6 434 960	5 857 865
Actifs financiers nets (dette)	**762 513**	247 906
ACTIFS NON FINANCIERS		
Charges payées d'avance	**365 199**	197 863
Immobilisations corporelles (page 16)	**92 900**	322 012
	458 099	519 875
Excédent accumulé	**1 220 612 $**	767 781 $
Composition de l'excédent accumulé		
Excédent de fonctionnement accumulé (page 4)	**1 241 385 $**	725 816 $
Gains (pertes) de réévaluation accumulés (page 5)	**(20 773)**	41 965
	1 220 612 $	767 781 $

Engagements (note 9)
Obligations éventuelles (note 11)

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 2018

	(Note 12) **Budget**	**2018**	2017
Revenus			
Subventions gouvernement			
Gouvernement du Canada	**4 355 000 $**	**4 355 000** $	4 355 000 $
Gouvernement de la Nouvelle-Écosse	**4 355 000**	**4 355 000**	4 355 000
Frais recouvrés auprès de l'industrie	**8 710 000**	**8 052 252**	8 392 724
Intérêts et autres	**-**	**33 441**	9 149
Intérêts sur les soldes impayés	**-**	**13 742**	58 570
	17 420 000	**16 809 435**	17 170 443
Moins:			
Recouvrements de frais remboursés à un gouvernement (page 17)	**8 710 000**	**8 052 252**	8 392 724
Recouvrements de frais remboursable à l'industrie	**-**	**-**	292 391
Remboursement des subventions gouvernement			
Gouvernement du Canada	**-**	**-**	36 210
Gouvernement de la Nouvelle-Écosse	**-**	**-**	36 210
Intérêts versés au gouvernement	**-**	**13 742**	58 570
	8 710 000	**8 065 994**	8 816 105
Revenus net	**8 710 000**	**8 743 441**	8 354 338
Dépenses			
Réglementation des activités pétrolières (page 17)	**8 710 000**	**8 012 105**	7 950 937
Excédent de fonctionnement avant autres revenus (charges)		**731 336**	403 401
Amortissement des immobilisations corporelles	**-**	**(273 747)**	(351 867)
Revenus nets des placements (note 7)	**-**	**59 862**	56 829
	-	**(213 885)**	(295 038)
Excédent de fonctionnement	**-**	**517 451**	108 363
Excédent accumulé en début d'exercice	**-**	**725 816**	706 277
Remboursement au gouvernement du Canada – Excédent de l'année précédente	**-**	**(941)**	(44 412)
Remboursement du gouvernement de la Nouvelle-Écosse – Excédent de l'année précédente	**-**	**(941)**	(44 412)
Excédent accumulé en fin d'exercice	**- $**	**1 241 385 $**	725 816 $

OFFICE CANADA – NOUVELLE-ÉCOSSE SUR LES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

ÉTAT DES GAINS (PERTES) DE RÉÉVALUATION
POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 MARS 2018

	2018	2017
Gains de réévaluation accumulés en début d'exercice	**41 965 $**	74 951 $
Pertes non réalisés – placements durant l'exercice	**(62 738)**	(32 986)
Gains (pertes) de réévaluation accumulés en fin d'exercice	**(20 773) $**	41 965 $

OFFICE CANADA – NOUVELLE-ÉCOSSE SUR LES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

ÉTAT DE L'ÉVOLUTION DE L'ACTIF NET
POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 MARS 2018

	(Note 12) **Budget**	**2018**	2017
Excédent de fonctionnement	**-**	**$ 517 451**	**$** 108 363 $
Remboursement au gouvernement du Canada	-	**(941)**	(44 412)
Remboursement au gouvernement de la Nouvelle-Écosse	**-**	**(941)**	(44 412)
	-	**515 569**	19 539
Évolution des immobilisations corporelles			
Acquisition d'immobilisations corporelles	**(710 000)**	**(44 636)**	(148 856)
Amortissement d'immobilisations corporelles	**-**	**273 747**	351 867
Augmentation des immobilisations corporelles	**(710 000)**	**229 111**	203 011
Évolution des autres actifs non financiers			
Utilisation (acquisition) de charges prépayées	**-**	**(167 335)**	226 631
Perte nette de réévaluation (page 5)	**-**	**(62 738)**	(32 986)
Augmentation (diminution) des actifs financiers nets	**(710 000)**	**514 607**	416 195
Actifs financiers nets (dette) au début d'exercice	**247 906**	**247 906**	(168 289)
Actifs financiers nets (dette) en fin d'exercice	**(462 094)**	**$ 762 513**	**$** 247 906 $

OFFICE CANADA – NOUVELLE-ÉCOSSE SUR LES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

ÉTAT DES FLUX DE TRÉSORERIE
POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 MARS 2018

	2018	2017
Activités de fonctionnement		
Excédent de fonctionnement	**517 451 $**	108 363 $
Amortissement des immobilisations corporelles	**273 747**	351 867
Perte sur les cessions de placements	**1 540**	1 673
Remboursement au gouvernement du Canada	**(941)**	(44 412)
Remboursement du gouvernement de la Nouvelle-Écosse	**(941)**	(44 412)
Augmentation de l'obligation liée au régime suppl. de retraite des employés	**90 031**	77 892
Augmentation de l'obligation liée aux allocations de retraite et de soins de santé des pensionnés	**(255 874)**	105 776
	625 013	556 747
Variation nette des soldes de fonds de roulement hors disponibilités liés aux opérations (note 8)	**423 000**	739 274
	1 048 013	1 296 021
Activités de placement		
Diminution des intérêts courus sur les placements	**(1 422)**	978
Achat de placements	**(754 681)**	(565 832)
Produits sur les cessions de placements	**452 794**	505 069
	(303 309)	(59 785)
Activités d'investissement en immobilisations		
Achats de:		
Améliorations locatives	**-**	(40 205)
Équipements informatiques	**(44 636)**	(99 048)
Logiciels	**-**	(9 603)
	(44 636)	(148 856)
Augmentation des espèces et quasi-espèces durant l'exercice	**700 068**	1 087 380
Espèces et quasi-espèces en début d'exercice	**3 425 735**	2 338 355
Espèces et quasi-espèces en fin d'exercice	**4 125 803 $**	3 425 735 $
Représentées par:		
Espèces	**4 117 390 $**	**3** 417 297 $
Placements en espèces	**8 413**	8 438
	4 125 803 $	3 425 735 $

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 50% 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.

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 ajustées 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.

L'exercice de l'Office se termine le 31 mars, date à laquelle les actifs et les obligations du régime sont aussi mesurés.

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 admissibles aux allocations de retraite devaient avoir été employés au 30 juin 2015 et la durée d'activité pour les allocations était bloquée à la même date. Les prestations sont calculées en fonction du taux salarial de l'employé au 31 mars 2018. Les employés embauchés pour la première fois après le 30 juin 2015 ne sont pas admissibles aux prestations.

Les obligations sont attribuées à la période commençant à la date d'embauche du membre et se terminant à la date à laquelle il atteint sa première année complète d'admissibilité aux prestations pour le programme de soins de santé après la retraite et au moment de la date de la retraite pour le programme des allocations de retraite.

L'exercice de l'Office se termine le 31 mars, date à laquelle les obligations des programmes sont aussi mesurées.

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 accumulé 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

	2018	2017
Prix coûtant des placements	**2 797 587 $**	2 497 241 $
Revenus de placements accumulés	**24 132**	22 710
Profit (perte) non réalisé sur les placements	**(20 774)**	41 965
Flux d'investissement	**8 413**	8 438
Placements, à la valeur du marché	**2 809 358 $**	2 570 354 $

4. Dettes gouvernementales

	2018	2017
Gouvernement fédéral – fonds de recouvrement des frais	**1 377 581 $**	1 095 006 $
Gouvernement fédéral – subvention gouvernementale	**-**	36 210
Gouvernement provincial – fonds de recouvrement des frais	**1 377 581**	1 095 006
Gouvernement provincial – fonds gouvernementale	**-**	36 210
	2 755 162 $	2 262 432 $

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 2018. 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:

	2018	2017
Éléments du coût du régime supplémentaire de retraite des employés		
Coût du service actuel	**33 003 $**	29 864 $
Coût des intérêts	**35 561**	35 762
Amortissement des pertes nettes actuarielles	**49 698**	40 259
Coût du régime supplémentaire de retraite des employés	**118 262 $**	105 885 $
Hypothèses moyennes pondérées aux fins du calcul de la charge		
Taux d'actualisation	**4,10 %**	4,10 %
Taux des augmentations salariales	**2,25 %**	2,25 %

5. Obligations relatives aux pensions (suite)

Hypothèses moyennes pondérées aux fins de présentation		
Taux d'actualisation	**4,10 %**	4,10 %
Taux des augmentations salariales	**2,25 %**	2,25 %
Évolution de l'obligation au titre des prestations constituées		
Obligation au titre des prestations constituées en fin d'exercice précédent	**956 134 $**	871 306 $
Coût des services rendus au cours de l'exercice	**33 003**	29 864
Coût des intérêts	**35 561**	35 762
Prestations payées	**(28 231)**	(27 993)
Perte actuarielle	**33 066**	47 195
Obligation au titre des prestations constituées en fin d'exercice	**1 029 533 $**	956 134 $
Rapprochement de la situation de capitalisation et de l'obligation au titre des prestations constituées		
Obligation de prestations en fin d'exercice	**1 029 533 $**	956 134 $
Perte actuarielle nette non amortie	**(107 325)**	(123 957)
Obligation au titre des prestations constituées	**922 208 $**	832 177 $

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 % (2017 : 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 % (2017: 10,9 %) sur la part de leur salaire dépassant le MGAP. L'Office a constaté des contributions de 398 440 $ en 2018 (2017: 397 909 $). Au 31 mars 2018, 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.

Comme indiqué à la note 2i), le programme d'allocations de retraite a été modifié à partir du 30 juin 2015. Les allocations de retraite ne sont plus payées aux employés qui quittent leur emploi avant la retraite ou qui sont embauchés après le 30 juin 2015. La durée d'activité est bloquée à partir de la même date, et l'allocation est calculée à partir du salaire de l'employé au 31 mars 2018. La modification du programme d'allocation est considérée comme une compression de régime de retraite en vertu de l'article 3250 du Manuel des normes comptables pour le secteur public et, par conséquent, la totalité des gains et des pertes actuariels non amortis est immédiatement constatée.

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

Une valorisation actuarielle du régime de retraite a été effectuée à des fins de financement en date du 31 mars 2018. 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.

	2018	2017
Éléments du coût des allocations de retraite et de soins de santé des pensionnés		
Coût des services rendus au cours de l'exercice (part de l'employeur)	**58 369 $**	50 610 $
Coût des intérêts	**67 356**	68 093
Perte actuarielle	**6 932**	(802)
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	**296 680 $**	117 901 $
Hypothèses moyennes pondérées aux fins du calcul de la charge		
Taux d'actualisation	**4,10 %**	4,10 %
Taux des augmentations salariales	**2,25 %**	2,25 %
Taux tendanciel final moyen pondéré relatif aux soins de santé	**6,83 %**	6,83 %
Taux tendanciel final moyen pondéré relatif aux soins de santé	**4,50 %**	4,50 %
Année d'atteinte du taux final	**2030**	2030
Hypothèses moyennes pondérées aux fins de présentation		
Taux d'actualisation	**3,59 %**	3,71 %
Taux des augmentations salariales	**2,25 %**	2,25 %
Taux tendanciel initial moyen pondéré relatif aux soins de santé	**6,50 %**	6,67 %
Taux tendanciel final moyen pondéré relatif aux soins de santé	**4,50 %**	4,50 %
Année d'atteinte du taux final	**2030**	2030
Évolution de l'obligation au titre des prestations constituées		
Obligation au titre des prestations constituées en fin d'exercice précédent	**1 857 194 $**	1 641 544 $
Coût des services rendus au cours de l'exercice (part de l'employeur)	**58 369**	50 610
Coût des intérêts	**67 356**	68 093
Impact de la perte de règlement	**158 382**	-
Prestations à régler	**(410 816)**	-
Prestations payées	**(141 738)**	(12 125)
Perte actuarielle (gain)	**(75 831)**	109 072
Obligation au titre des prestations constituées en fin d'exercice	**1 512 916 $**	1 857 194 $
Rapprochement de la situation de capitalisation et de l'obligation au titre des prestations constituées		
Obligation de prestations en fin d'exercice	**1 512 916 $**	1 857 194 $
Perte actuarielle non amortie	**37 838**	(50 566)
Obligation au titre des prestations constituées	**1 550 754 $**	1 806 628 $

7. Revenu de placements net

	2018	2017
Revenu de placements	**77 057 $**	73 627
Perte sur cession de placements	**(1 540)**	(1 673)
Frais de gestion du portefeuille	**(15 655)**	(15 125)
	59 862 $	56 829 $

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

	2018	2017
Augmentation (diminution) des disponibilités à la suite de variations :		
Des créances clients	**(152 604)** $	(96 469) $
Des charges payées d'avance	**(167 335)**	226 631
Des comptes fournisseurs et des ajustements	**250 210**	257 145
Des dettes gouvernementales	**492 729**	351 967
	423 000 $	739 274 $

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:

2019	350 765 $
2020	354 658 $
2021	348 724 $
2022	356 863 $
2023	357 988 $

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 débentures, 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 1,65 % à 5,04 %. Par conséquent, l'exposition du conseil au risque de taux d'intérêts est minimale.

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 débentures, 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. Obligations éventuelles

Au cours de l'exercice, l'Office est engagé dans les procédures judiciaires suivantes:

En 2013, GSI a déposé une action devant la Cour fédérale du Canada relativement à une prétendue violation du droit d'auteur concernant les documents du conseil d'administration en circulation en 2013 et avant cette date. GSI demande des dommages pour violation du droit d'auteur et se réserve le droit de réclamer des dommages-intérêts d'origine législative en vertu de la *Loi sur le droit d'auteur*. Il réclame également des dommages-intérêts exemplaires ou punitifs. Cette affaire est en suspens et le conseil à demander son arrêt. À ce jour, GSI a refusé la demande.

Au moment où nous rédigeons, le résultat de ces procédures judiciaires est inconnu. En raison de l'incertitude du résultat, aucun passif n'a été constaté dans ces états financiers relativement aux requêtes ci-dessus.

12. 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 CORPORELLES
31 MARS 2018

COÛT

	Début d'exercice	Ajouts	Cessions	Fin d'exercice
Améliorations locatives	78 061 $	- $	- $	78 061 $
Meubles et accessoires à demeure	453 564	-	-	453 564
Équipements informatiques	603 016	44 636	-	647 652
Logiciels	625 539	-	-	625 539
Équipements	198 430	-	-	198 430
	1 958 610 $	44 636 $	- $	2 003 246 $

AMORTISSEMENT ACCUMULÉ

	Début d'exercice	Ajouts	Cessions	Fin d'exercice
Améliorations locatives	41 715 $	24 643 $	- $	66 358 $
Meubles et accessoires à demeure	448 474	3 015	-	451 489
Matériel informatique	415 388	163 288	-	578 676
Logiciels	543 990	75 202	-	619 192
Équipements	187 032	7 599	-	194 631
	1 636 599 $	273 747 $	- $	1 910 346 $

VALEUR COMPTABLE NETTE

	2018	2017
Améliorations locatives	**11 703** $	36 346 $
Meubles et accessoires à demeure	**2 075**	5 090
Matériel informatique	**68 976**	187 628
Logiciels	**6 347**	81 550
Équipements	**3 799**	11 398
	92 900 $	322 012 $

OFFICE CANADA – NOUVELLE-ÉCOSSE SUR LES HYDROCARBURES EXTRACÔTIERS

CALENDRIER DES DÉPENSES
POUR L'EXERCICE TERMINÉ LE 31 MARS 2018

	(Note 12) **Budget**	**2018**	2017
Recouvrements de frais remboursés à un gouvernement			
Gouvernement du Canada	**4 355 000 $**	**4 026 126 $**	4 196 362 $
Gouvernement de la Nouvelle-Écosse	**4 355 000**	**4 026 126**	4 196 362
Total des recouvrements de frais remboursés à un gouvernement	**8 710 000 $**	**8 052 252 $**	8 392 724 $
Réglementation des activités pétrolières			
Personnel, consultations et membres de l'Office	**5 875 000 $**	**5 358 338 $**	5 274 138 $
Administration générale et activités de soutien	**1 452 000**	**951 013**	1 247 749
Coût des locaux administratifs et de laboratoire	**693 000**	**693 937**	694 929
Conseils et juridiques	**455 000**	**643 497**	500 335
Coût du régime supplémentaire de retraite des employés	**106 000**	**118 717**	105 885
Coûts des allocations de retraite et de soins de santé des pensionnés	**119 000**	**211 603**	117 901
Brevets de plongeur	**10 000**	**35 000**	10 000
Total pour la réglementation des activités pétrolières	**8 710 000 $**	**8 012 105 $**	7 950 937 $