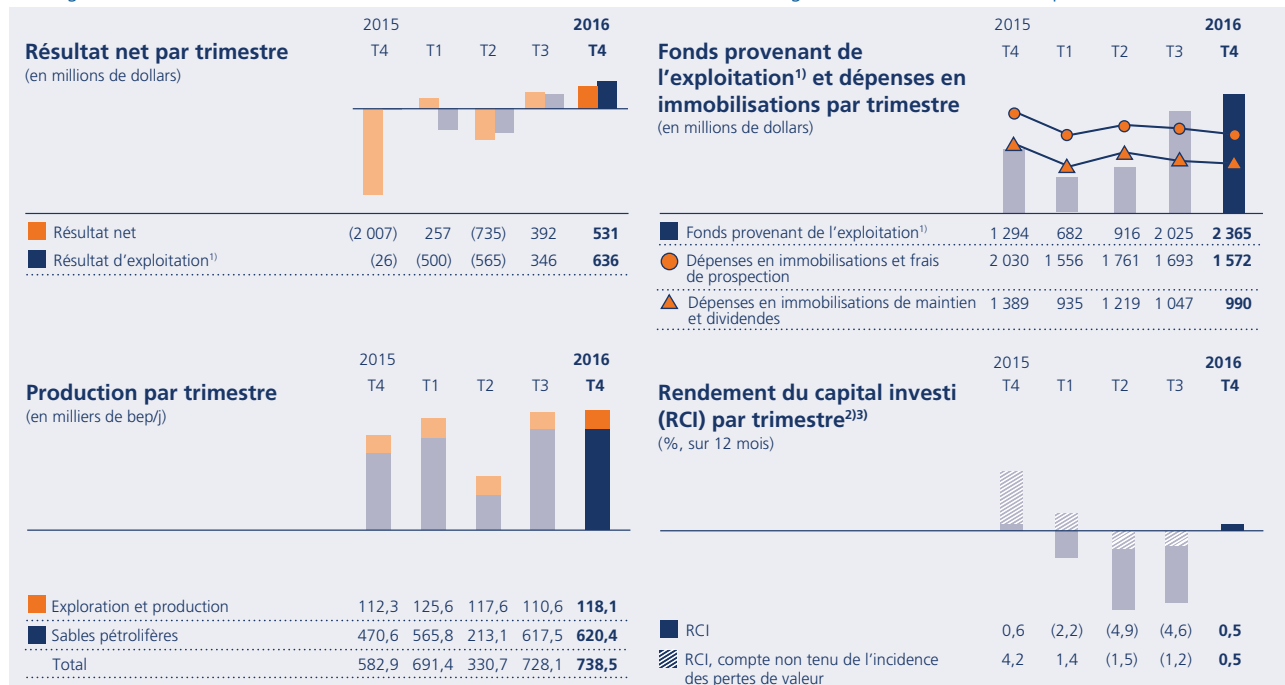


RAPPORT AUX ACTIONNAIRES POUR LE QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2016

Toute l'information financière est non audité et présentée en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Les volumes de production sont présentés selon la participation directe avant redevances, à moins d'indication contraire. Certaines mesures financières du présent document ne sont pas prescrites par les principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») du Canada. Pour une description de ces mesures financières hors PCGR, voir la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport aux actionnaires (le présent document). Se reporter aussi à la rubrique « Mises en garde » du présent document. Les informations concernant les activités du secteur Sables pétrolifères ne tiennent pas compte de la participation de Suncor dans les activités de Syncrude.

« Suncor a généré pour 2,4 G\$ de trésorerie au quatrième trimestre, grâce à l'apport important de tous nos actifs ainsi qu'à la priorité que nous avons accordée à la gestion des coûts, a déclaré Steve Williams, président et chef de la direction. Une excellente performance tout au long de l'exercice nous a aidés à surmonter les difficultés représentées par la baisse des cours du brut et par l'interruption des activités entraînée par les feux de forêt à Fort McMurray, et a fait en sorte que les flux de trésorerie annuels ont été largement supérieurs à nos engagements annuels sur le plan des dépenses en immobilisations de maintien et des dividendes. »

- Fonds provenant de l'exploitation¹⁾ (auparavant appelés « flux de trésorerie d'exploitation ») de 2,365 G\$ (1,42 \$ par action ordinaire), en raison d'une hausse des cours de référence du brut, de l'accroissement de la production du secteur Sables pétrolifères et du secteur Exploration et production (« E&P »), d'une diminution des charges d'exploitation pour ces deux secteurs, ainsi que du solide bénéfice du secteur Raffinage et commercialisation (« R&C »). Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, qui comprennent les variations du fonds de roulement hors trésorerie, se sont établis à 2,791 G\$ (1,68 \$ par action ordinaire).
- Bénéfice d'exploitation²⁾ de 636 M\$ (0,38 \$ par action ordinaire), et bénéfice net de 531 M\$ (0,32 \$ par action ordinaire), y compris un profit de 114 M\$ lié à la méthode du premier entré, premier sorti (« PEPS ») pour le secteur R&C.
- Suncor a atteint une nouvelle production trimestrielle record de brut, avec 738 500 barils d'équivalent pétrole par jour (bep/j), dont 187 000 bep/j sont issus de la production de Syncrude, ce qui rend compte des participations directes supplémentaires dans Syncrude, acquises en 2016, et d'un rehaussement considérable de la fiabilité de Syncrude.
- Les charges d'exploitation décaissées par baril²⁾ du secteur Sables pétrolifères ont diminué pour s'établir à 24,95 \$ pour le quatrième trimestre de 2016, contre 28,00 \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Pour ces mêmes périodes, les charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude ont diminué, passant de 40,15 \$ à 32,55 \$.
- Suncor a conclu des ententes concernant la vente du groupe Lubrifiants Petro-Canada et de sa participation dans le projet éolien Cedar Point. La clôture des deux transactions aura lieu au cours du premier trimestre de 2017, et les transactions généreront un produit en trésorerie de 1,4 G\$, ce qui porte à 2,0 G\$ le produit total tiré de la cession depuis le début de 2016, résultat largement supérieur à la cible prévue de 1,0 G\$ à 1,5 G\$.
- Après la clôture du trimestre, le conseil d'administration de Suncor a approuvé une augmentation du dividende par action ordinaire de la Société, qui a été porté à 0,32 \$, ce qui représente une augmentation de 10 % et témoigne de l'engagement et de la capacité de la Société à générer des flux de trésorerie et à redistribuer de la trésorerie aux actionnaires, malgré un contexte de baisse du prix des marchandises.



1) Fonds provenant de l'exploitation (auparavant appelés « flux de trésorerie d'exploitation »), calculés de la même manière que pour les périodes précédentes. Les fonds provenant de l'exploitation sont une mesure hors PCGR. Voir la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

2) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la page 4 pour un rapprochement du résultat net et du résultat d'exploitation. Le RCI ne tient pas compte des coûts inscrits à l'actif au titre des projets majeurs en cours. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

3) Compte non tenu de l'incidence des pertes de valeur de 1,599 G\$ inscrites au quatrième trimestre de 2015, le RCI aurait été respectivement de 4,2 %, de 1,4 %, négatif de 1,5 % et négatif de 1,2 % pour le quatrième trimestre de 2015, le premier trimestre de 2016, le deuxième trimestre de 2016 et le troisième trimestre de 2016.

Résultats financiers

Pour le quatrième trimestre de 2016, Suncor a comptabilisé un bénéfice d'exploitation¹⁾ de 636 M\$ (0,38 \$ par action ordinaire), comparativement à une perte d'exploitation de 26 M\$ (0,02 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. La progression du résultat découle essentiellement d'une hausse des cours de référence du brut, d'un profit lié à la méthode du PEPS, et d'une hausse du bénéfice d'exploitation de Syncrude attribuable à l'acquisition de participations directes supplémentaires en 2016 ainsi qu'au rehaussement considérable de la fiabilité des installations de valorisation de Syncrude. La baisse des charges d'exploitation du secteur Sables pétrolifères et du secteur E&P a aussi contribué au bénéfice d'exploitation.

Les fonds provenant de l'exploitation¹⁾ (auparavant appelés « flux de trésorerie d'exploitation ») se sont établis en hausse, à 2,365 G\$ (1,42 \$ par action ordinaire), comparativement à 1,294 G\$ (0,90 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2015, hausse attribuable aux mêmes facteurs que ceux (indiqués ci-dessus) qui ont contribué au bénéfice d'exploitation.

Le bénéfice net s'est chiffré à 531 M\$ (0,32 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2016, comparativement à une perte nette de 2,007 G\$ (1,38 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. En plus des facteurs indiqués ci-dessus, le bénéfice d'exploitation du quatrième trimestre de 2016 inclut une perte de change latente après impôt de 222 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains, un profit hors trésorerie après impôt de 188 M\$ découlant de l'évaluation à la valeur de marché de dérivés de taux d'intérêt conclus en prévision des émissions futures de titres d'emprunt et la décomptabilisation d'un montant de 71 M\$ après impôt. La perte nette du trimestre correspondant de l'exercice précédent tenait compte de pertes de valeur hors trésorerie de 1 599 G\$ et d'une perte de change latente après impôt de 382 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains.

Résultats d'exploitation

La production en amont totale de Suncor a atteint un nouveau record trimestriel, s'établissant à 738 500 bep/j pour le quatrième trimestre de 2016, par rapport à 582 900 bep/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse est avant tout attribuable à l'acquisition de la participation additionnelle de 41,74 % dans Syncrude au cours de 2016 ainsi qu'au rehaussement considérable de la fiabilité des installations de valorisation de Syncrude. L'augmentation de la production pour le secteur E&P, au quatrième trimestre de 2016, a été contrebalancée par une légère baisse de la production du secteur Sables pétrolifères, comparativement à la période correspondante de l'exercice précédent.

Malgré que les volumes de production du secteur Sables pétrolifères sont demeurés élevés à 433 400 b/j, ils ont légèrement diminué en comparaison de 439 700 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison d'une augmentation du volume de travaux de maintenance non planifiés au quatrième trimestre de 2016. La composition de la production au quatrième trimestre a subi l'incidence favorable d'une proportion accrue du pétrole brut synthétique, en raison d'une réduction des travaux de maintenance planifiés sur l'usine de valorisation par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La hausse de la production du pétrole brut synthétique a été contrebalancée par une baisse de la production du bitume non valorisé.

Au quatrième trimestre de 2016, les charges d'exploitation décaissées par baril¹⁾ du secteur Sables pétrolifères ont diminué pour s'établir à 24,95 \$/b, comparativement à 28,00 \$/b pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la diminution des charges d'exploitation qui a découlé des mesures de réduction des coûts mises en œuvre par la Société, en partie contrebalancée par une hausse des prix du gaz naturel.

La quote-part de Suncor dans la production de pétrole brut synthétique peu sulfureux de Syncrude s'est établie à 187 000 b/j au quatrième trimestre de 2016, comparativement à 30 900 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'importante hausse est attribuable aux participations directes supplémentaires dans Syncrude acquises en 2016, ainsi qu'à un rehaussement considérable de la fiabilité des installations de valorisation. Le taux d'utilisation des installations de valorisation de Syncrude a représenté 102 % de la capacité nominale pour la période, en comparaison de 73 % pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude ont été ramenées de 40,15 \$/b, au quatrième trimestre de l'exercice précédent, à 32,55 \$/b, au quatrième trimestre de 2016, en raison essentiellement d'une production accrue, en partie contrebalancée par une augmentation des charges d'exploitation attribuable à la hausse des prix du gaz naturel.

Les volumes de production du secteur E&P se sont établis à 118 100 bep/j au quatrième trimestre de 2016, en hausse par rapport à 112 300 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de la production issue des nouveaux puits à Hibernia, de l'optimisation des réservoirs ainsi que de la fiabilité accrue de Terra Nova, facteurs en partie atténués par les travaux de maintenance planifiés à Buzzard et par la déplétion naturelle à White Rose.

1) Mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

Le débit moyen de traitement du brut par les raffineries s'est établi à 427 300 b/j, comparativement à 430 200 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.

« Nos mesures de réduction des coûts se sont traduites par des économies importantes pour l'exercice, largement supérieures aux cibles que nous avons fixées au début de 2016, et l'amélioration de la fiabilité de Syncrude d'une période à l'autre a été impressionnante, a déclaré Steve Williams. Cette année, nous avons franchi une étape sur le plan de l'efficacité de l'exploitation, les charges d'exploitation décaissées par baril, pour notre secteur Sables pétrolifères, étant demeurées constamment inférieures à 25 \$, compte non tenu de l'incidence des feux de forêt. »

Mise à jour concernant la stratégie

D'importants progrès ont continué d'être réalisés en ce qui concerne Fort Hills et Hebron, nos principaux projets de croissance, de même que les investissements dans les actifs existants afin d'assurer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité de l'exploitation. La mise en œuvre rigoureuse du programme d'immobilisations de la Société pour 2016 s'est traduite par des dépenses en immobilisations de 5,986 G\$, compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif, ce qui se situe dans la fourchette prévisionnelle révisée de 5,8 G\$ à 6,0 G\$. Cette fourchette représentait une réduction de 1,0 G\$ par rapport au point milieu de la fourchette initiale.

Le projet Fort Hills était achevé à hauteur de 76 % à la fin du quatrième trimestre de 2016, le reste des travaux à réaliser étant sur le chantier. Les activités de la période comprennent l'achèvement du programme de modules d'extraction secondaire, et les activités de construction des installations d'extraction secondaire et des services publics ont atteint un sommet, et la priorité demeure la productivité et la réalisation des étapes critiques. Les activités de maintien préalables visant à soutenir l'exécution du plan de mine et de gestion des résidus miniers après le début de la production se sont également poursuivies au quatrième trimestre.

La Société a évalué l'incidence des retards de construction occasionnés par les feux de forêt au deuxième trimestre de 2016 ainsi que des modifications aux plans de construction dues à la complexité et à l'ampleur des travaux de conception détaillée des installations d'extraction secondaire, et elle estime maintenant que le coût total du projet Fort Hills se situera entre 16,5 G\$ et 17,0 G\$. La quote-part revenant à Suncor du reste des dépenses en immobilisations dans le projet Fort Hills se situe entre 1,6 G\$ et 1,8 G\$. La majeure partie des dépenses sera effectuée en 2017, selon la fourchette prévisionnelle existante. De plus, après avoir passé en revue les possibilités d'optimisation et les aspects techniques liés au projet, la Société a augmenté la capacité nominale pour la porter à 194 000 b/j. Compte tenu de ces changements, l'intensité capitalistique totale de Suncor devrait continuer à concorder avec l'estimation initialement approuvée de 84 000 \$ par baril de bitume produit. Les premiers barils sont toujours attendus à la fin de 2017.

La construction du projet Hebron s'est poursuivie au quatrième trimestre de 2016, alors que les modules en surface intégrés ont été remorqués jusqu'au chantier de construction en eaux profondes et fixés à la plateforme gravitaire. Les premiers barils sont toujours attendus à la fin de 2017. Les dépenses de croissance pour le secteur E&P incluent aussi le forage d'un deuxième puits d'exploration dans le bassin Shelburne, au large de la côte Est canadienne, ces coûts étant ensuite imputés aux frais de prospection de la période, de même que des activités de forage de développement à Hibernia et White Rose.

« Amener nos principaux projets de croissance que sont Fort Hills et Hebron à l'étape d'une première production d'ici la fin du présent exercice demeure l'une de nos principales priorités stratégiques, a déclaré Steve Williams. Nous sommes encouragés par les étapes importantes réalisées à Fort Hills et à Hebron, ainsi que par l'augmentation de la capacité de Fort Hills, et prévoyons donc atteindre les cibles en matière d'intensité capitalistique établies lorsque nous avons approuvé le projet de Fort Hills en 2013. »

La priorité pour le secteur Sables pétrolifères au quatrième trimestre de 2016 consistait à veiller à la sécurité, à la fiabilité et à l'efficacité de l'exploitation, et des progrès ont été réalisés pour les projets clés visant la fiabilité, la sécurité et la performance environnementale. Les dépenses en immobilisations au quatrième trimestre de 2016 ont porté notamment sur la poursuite de la construction du projet d'agrandissement du Parc de stockage Est et sur la réalisation de travaux de maintenance planifiés à l'usine de valorisation 1, qui avaient commencé au troisième trimestre de 2016.

Le quatrième trimestre de 2016 comprend aussi une quote-part accrue dans les dépenses de maintien de Syncrude, lesquelles ont été essentiellement affectées à des projets clés visant la fiabilité, la sécurité et l'environnement.

Suncor a conclu des ententes visant la vente du groupe Lubrifiants Petro-Canada et de sa participation dans le projet éolien Cedar Point. La clôture des deux transactions a eu lieu au premier trimestre de 2017, générant un produit en trésorerie de 1,4 G\$, ce qui porte à 2,0 G\$ le produit total tiré de la cession depuis le début de 2016, résultat largement supérieur à la cible prévue de 1,0 G\$ à 1,5 G\$.

Rapprochement du résultat d'exploitation¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2016	31 décembre 2015	2016	31 décembre 2015
Résultat net	531	(2 007)	445	(1 995)
Perte (profit) de change latente sur la dette libellée en dollars américains	222	382	(524)	1 930
Profit hors trésorerie découlant de l'évaluation à la valeur de marché des swaps de taux d'intérêt ²⁾	(188)	—	(6)	—
Décomptabilisation et pertes de valeur ³⁾	71	1 599	71	1 599
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ⁴⁾	—	—	(180)	17
Perte hors trésorerie découlant du remboursement anticipé d'une dette à long terme ⁵⁾	—	—	73	—
Coûts d'acquisition et d'intégration de COS ⁶⁾	—	—	38	—
Profit sur cessions importantes ⁷⁾	—	—	—	(68)
Charges de restructuration ⁸⁾	—	—	—	57
Produit d'assurance ⁹⁾	—	—	—	(75)
Bénéfice (perte) d'exploitation¹⁾	636	(26)	(83)	1 465

- 1) Le résultat d'exploitation est une mesure non conforme aux PCGR. Tous les éléments de rapprochement sont présentés déduction faite de l'impôt. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.
- 2) Profit hors trésorerie sur les swaps de taux d'intérêt découlant d'une hausse des taux d'intérêt à long terme dans le secteur Siège social.
- 3) Au quatrième trimestre de 2016, la Société a décomptabilisé un montant après impôt de 40 M\$ à l'égard de certains actifs de valorisation et de logistique du secteur Sables pétrolifères, en raison de l'incertitude entourant les avantages futurs qui seront tirés de ces actifs, ainsi qu'un montant de 31 M\$ dans le secteur Siège social relativement à un investissement initial dans un pipeline non aménagé et dans certains actifs de mise en valeur d'énergie renouvelable, en raison de l'incertitude entourant les avantages futurs qui seront tirés de ces actifs. Au quatrième trimestre de 2015, la Société a inscrit des pertes de valeur après impôt de 798 M\$ à l'égard de certains actifs extracôtiers du secteur E&P, en raison de la baisse des prix du pétrole brut, de 415 M\$ à l'égard des actifs de la Société en Libye, de 290 M\$ à l'égard de la participation de la Société dans le projet minier Joslyn et de 96 M\$ à l'égard de certains actifs du secteur Sables pétrolifères, à la suite d'un examen des possibilités de réaffectation de ces actifs entrepris à la lumière des stratégies de croissance précédemment révisées.
- 4) L'exercice clos le 31 décembre 2016 reflète l'incidence d'un ajustement de l'impôt différé de la Société résultant d'une réduction de 10 % du taux d'imposition du Royaume-Uni sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord. L'exercice clos le 31 décembre 2015 reflète l'incidence d'une baisse de 12 % du taux d'impôt au Royaume-Uni sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord, laquelle a été plus que contrebalancée par une hausse de 2 % du taux d'imposition des sociétés en Alberta.
- 5) Charge liée au remboursement anticipé d'une dette dans le secteur Siège social.
- 6) Coûts de transaction et charges connexes liées à l'acquisition de Canadian Oil Sands Limited (« COS »), dans le secteur Siège social.
- 7) Profit après impôt découlant de la vente de la quote-part de la Société dans certains actifs et passifs de Pioneer Energy faisant partie du secteur R&C.
- 8) Charges de restructuration liées aux mesures de réduction des coûts du secteur Siège social.
- 9) Produit d'assurance contre les pertes d'exploitation visant les actifs de Terra Nova dans le secteur E&P.

Prévisions de la Société

Aucune modification n'a été apportée aux fourchettes prévisionnelles de la Société publiées le 17 novembre 2016. Pour plus de précisions et des mises en garde concernant les prévisions de Suncor pour 2017, veuillez consulter la page www.suncor.com/perspectives.

Conversion des mesures

Dans le présent rapport, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en bep en supposant que six kpi³ équivalent à un baril. Se reporter à la rubrique « Mises en garde » du présent document.

RAPPORT DU QUATRIÈME TRIMESTRE

Le 8 février 2017

Les autres documents déposés par Suncor auprès des Autorités canadiennes en valeurs mobilières et de la Securities and Exchange Commission (la « SEC ») des États-Unis, y compris les rapports trimestriels, les rapports annuels et la notice annuelle de Suncor datée du 25 février 2016 (la « notice annuelle de 2015 »), qui est également déposée auprès de la SEC sur formulaire 40-F, sont accessibles en ligne sur www.sedar.com, sur www.sec.gov et sur notre site Web, www.suncor.com. Les informations se trouvant sur le site Web de Suncor ou pouvant être obtenues par l'intermédiaire de celui-ci ne font pas partie du présent rapport de gestion et n'y sont pas intégrées par renvoi.

Les expressions « nous », « notre », « nos », « Suncor » ou « la Société » font référence à Suncor Énergie Inc. ainsi qu'à ses filiales et à ses participations dans des entreprises associées et des entités sous contrôle commun, sauf si le contexte exige une interprétation différente.

Table des matières

1. Mises en garde	5
2. Faits saillants du quatrième trimestre	7
3. Information financière consolidée	8
4. Résultats sectoriels et analyse	14
5. Dépenses en immobilisations	27
6. Situation financière et situation de trésorerie	29
7. Données financières trimestrielles	32
8. Autres éléments	33
9. Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR	34
10. Abréviations courantes	40
11. Énoncés prospectifs	41

1. MISES EN GARDE

Mode de présentation

Sauf indication contraire, toute l'information financière a été établie conformément aux principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») du Canada, plus précisément la Norme comptable internationale (« IAS ») 34 *Information financière intermédiaire* publiée par l'International Accounting Standards Board, laquelle s'inscrit dans le cadre conceptuel des Normes internationales d'information financière (les « IFRS »).

Toute l'information financière est présentée en dollars canadiens, sauf indication contraire. Les volumes de production sont présentés selon la participation directe, avant redevances, sauf indication contraire. Certains montants relatifs à l'exercice précédent présentés à l'état consolidé du résultat global ont été reclassés afin de rendre leur présentation conforme à celle de l'exercice écoulé.

Les informations concernant les activités du secteur Sables pétrolifères ne tiennent pas compte de la participation de Suncor dans les activités de Syncrude.

Des chiffres comparatifs ont été reclassés afin que leur présentation soit conforme à la présentation des états financiers de l'exercice écoulé; ainsi, les produits des activités ordinaires et charges de la Société liés à l'éthanol, qui étaient présentés dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations, sont désormais présentés dans le secteur Raffinage et commercialisation (« R&C »).

Mesures financières hors PCGR

Certaines mesures financières contenues dans le présent document, à savoir le résultat d'exploitation, les fonds provenant de l'exploitation (auparavant appelés « flux de trésorerie d'exploitation »), le rendement du capital investi (le « RCI »), les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, les flux de trésorerie disponibles et les stocks selon la méthode du dernier entré, premier sorti (« DEPS »), ne sont pas prescrites par les PCGR. Le résultat d'exploitation, les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères et les stocks selon la méthode DEPS sont définis à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures établies conformément aux PCGR aux rubriques « Information financière consolidée » et

« Résultats sectoriels et analyse » ci-après. Les fonds provenant de l'exploitation (auparavant appelés « flux de trésorerie d'exploitation »), le RCI et les flux de trésorerie disponibles sont décrits et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures établies conformément aux PCGR à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

Facteurs de risque et information prospective

Les résultats financiers et d'exploitation de la Société peuvent subir l'influence de multiples facteurs, y compris, sans s'y limiter, les facteurs décrits à la rubrique « Énoncés prospectifs » du présent document. Le présent document contient des énoncés prospectifs fondés sur les attentes, les estimations, les prévisions et les hypothèses actuelles de Suncor. Cette information est fournie dans le but d'aider les lecteurs à comprendre les plans futurs et les attentes de la Société, et elle pourrait ne pas convenir à d'autres fins. Pour plus d'information sur les facteurs de risque importants et les hypothèses qui sous-tendent les énoncés prospectifs, se reporter à la rubrique « Énoncés prospectifs » du présent document.

Conversions des mesures

Certains volumes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel ont été convertis en kpi³e de gaz naturel, en supposant que six kpi³ équivalent à un baril. De plus, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en bep ou en kbep selon le même ratio. Les unités de mesure kpi³e, bep et kbep peuvent porter à confusion, surtout si on les considère isolément. Le ratio de conversion de un baril de pétrole brut ou de liquides de gaz naturel pour six kpi³ de gaz naturel s'appuie sur une méthode de conversion d'équivalence énergétique applicable essentiellement à la pointe du brûleur et ne représente pas une équivalence de valeur à la tête du puits. Comme la valeur du ratio établi sur la base du prix courant du pétrole brut par rapport à celui du gaz naturel diffère considérablement de l'équivalence énergétique de 6:1, le ratio de conversion de 6:1 comme indice de valeur peut être trompeur.

Abréviations courantes

Pour obtenir une liste des abréviations pouvant être utilisées dans le présent document, se reporter à la rubrique « Abréviations courantes ».

2. FAITS SAILLANTS DU QUATRIÈME TRIMESTRE

• Résultats financiers du quatrième trimestre.

- Suncor a enregistré un bénéfice net de 531 M\$ pour le quatrième trimestre de 2016, en comparaison d'une perte nette de 2,007 G\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le bénéfice net du quatrième trimestre de 2016 reflète l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont décrits ci-dessous, et il rend également compte d'une perte de change latente après impôt de 222 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains, d'un profit hors trésorerie après impôt de 188 M\$ découlant de l'évaluation à la valeur de marché de dérivés de taux d'intérêt conclus en prévision des émissions futures de titres d'emprunt et de la décomptabilisation d'un montant de 71 M\$ après impôt. La perte nette du trimestre correspondant de l'exercice précédent tenait compte de pertes de valeur hors trésorerie de 1,599 G\$ et d'une perte de change latente après impôt à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains de 382 M\$.
- Pour le quatrième trimestre de 2016, la Société a enregistré un bénéfice d'exploitation¹⁾ de 636 M\$, en comparaison d'une perte d'exploitation de 26 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette amélioration s'explique par une hausse des cours de référence du brut, par un profit lié à la méthode PEPS inscrit par le secteur R&C et par une augmentation de la quote-part du bénéfice d'exploitation de Syncrude attribuable à l'acquisition de participations directes supplémentaires en 2016 et au rehaussement considérable de la fiabilité des installations de valorisation. La baisse des charges d'exploitation du secteur Sables pétrolifères et du secteur Exploration et production (« E&P ») a également contribué à cette amélioration.
- Les fonds provenant de l'exploitation¹⁾ (auparavant appelés « flux de trésorerie d'exploitation ») se sont établis à 2,365 G\$ au quatrième trimestre de 2016, en comparaison de 1,294 G\$ au quatrième trimestre de 2015. Cette amélioration est attribuable aux facteurs ayant influé sur le résultat d'exploitation qui sont mentionnés ci-dessus. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, qui comprennent les variations du fonds de roulement hors trésorerie, se sont établis à 2,791 G\$ pour le quatrième trimestre de 2016, contre 1,443 G\$ pour le quatrième trimestre de 2015.
- **Suncor a atteint un nouveau record trimestriel au chapitre de la production de pétrole brut, soit 738 500 bep/j.** L'amélioration est attribuable à l'accroissement de la production de Syncrude, conjuguée à l'excellente performance que continuent d'enregistrer les secteurs Sables pétrolifères et E&P.
- **La production de Syncrude a augmenté, passant de 30 900 b/j à 187 000 b/j.** Cette hausse est attribuable aux participations directes supplémentaires dans Syncrude acquises en 2016 ainsi qu'au taux d'utilisation des installations de valorisation, qui a représenté 102 % de la capacité nominale. Les charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude ont diminué, passant de 40,15 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent à 32,55 \$, grâce à une hausse de la production, qui a toutefois été partiellement neutralisée par une augmentation des prix du gaz naturel.
- **Les charges d'exploitation décaissées¹⁾ du secteur Sables pétrolifères se sont établies en moyenne à 24,95 \$/b pour le trimestre, en comparaison de 28,00 \$/b pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.** Les efforts soutenus de la Société pour réduire les coûts se sont traduits par une diminution des charges d'exploitation absolues décaissées par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent et ont plus que contrebalancé la hausse des prix du gaz naturel.
- **La production de pétrole brut synthétique du secteur Sables pétrolifères s'est accrue, passant de 292 200 b/j à 324 500 b/j.** La hausse de la production de pétrole brut synthétique à marge plus élevée est attribuable au volume moins élevé de travaux de maintenance planifiés des installations de valorisation au quatrième trimestre de 2016, le taux d'utilisation des installations de valorisation s'étant amélioré pour représenter 93 % de la capacité nominale.
- **Les fonds provenant de l'exploitation¹⁾ du secteur R&C ont augmenté de près de 20 %.** La hausse des fonds provenant de l'exploitation du secteur R&C est attribuable notamment au profit lié à la comptabilisation des stocks selon la méthode PEPS et à la composition favorable de la production.
- **Cessions d'actifs.** Suncor a conclu des ententes prévoyant la vente du groupe Lubrifiants Petro-Canada et de sa participation dans le projet éolien de Cedar Point. La clôture des deux transactions aura lieu au premier trimestre de 2017. Ces transactions portent à 2,0 G\$ le produit de cession réalisé depuis le début de 2016.

1) Le résultat d'exploitation, les fonds provenant de l'exploitation (auparavant appelés « flux de trésorerie d'exploitation » et dont le calcul n'a pas changé par rapport aux trimestres précédents) et les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères sont des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

- **À Hebron, les modules en surface au large des côtes ont été intégrés avec succès à la structure gravitaire.** Le projet se déroule selon le calendrier prévu, les premiers barils étant attendus vers la fin du quatrième trimestre de 2017.
- **Suncor a augmenté les dividendes.** La Société a versé à ses actionnaires des dividendes de 483 M\$ au quatrième trimestre de 2016, augmentant ainsi son dividende annuel pour la 14^e année consécutive. De plus, après la clôture du trimestre, le conseil d'administration de Suncor a approuvé une hausse du dividende de la Société de 0,32 \$ par action ordinaire, lequel sera versé au premier trimestre de 2017 et témoigne encore une fois de l'engagement et de la capacité de la Société à redistribuer de la trésorerie aux actionnaires, malgré un contexte de faibles prix des marchandises.

3. INFORMATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

Faits saillants financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2016	31 décembre 2015	2016	31 décembre 2015
Résultat net				
Sables pétrolifères	276	(616)	(1 149)	(856)
Exploration et production	54	(1 263)	190	(758)
Raffinage et commercialisation	524	506	1 890	2 306
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(323)	(634)	(486)	(2 687)
Total	531	(2 007)	445	(1 995)
Résultat d'exploitation¹⁾				
Sables pétrolifères	316	(230)	(1 109)	(111)
Exploration et production	54	(50)	10	7
Raffinage et commercialisation	524	506	1 890	2 274
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(258)	(252)	(874)	(705)
Total	636	(26)	(83)	1 465
Fonds provenant de l'exploitation²⁾				
Sables pétrolifères	1 372	467	2 669	2 835
Exploration et production	385	257	1 313	1 386
Raffinage et commercialisation	722	605	2 606	2 921
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(114)	(35)	(600)	(336)
Total	2 365	1 294	5 988	6 806
Dépenses en immobilisations et frais de prospection³⁾				
Maintien	497	952	2 275	2 602
Croissance	913	949	3 711	3 618
Total	1 410	1 901	5 986	6 220

(en millions de dollars)	Périodes de 12 mois closes les	
	2016	31 décembre 2015
Flux de trésorerie disponibles¹⁾	(594)	139

1) Mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

2) Les fonds provenant de l'exploitation étaient auparavant appelés « flux de trésorerie d'exploitation » et leur calcul n'a pas changé par rapport aux trimestres précédents. Les fonds provenant de l'exploitation sont une mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

3) Ne tiennent pas compte des intérêts incorporés à l'actif.

Faits saillants de l'exploitation

	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes	
	2016	31 décembre 2015	2016	les 31 décembre 2015
Volumes de production par secteur				
Sables pétrolifères (kb/j)	620,4	470,6	504,9	463,4
Exploration et production (kbep/j)	118,1	112,3	117,9	114,4
Total	738,5	582,9	622,8	577,8
Composition de la production				
Pétrole brut et liquides / gaz naturel (%)	99/1	99/1	99/1	99/1
Taux d'utilisation des raffineries (%)	93	93	93	94
Pétrole brut traité par les raffineries (kb/j)	427,3	430,2	428,6	432,1

Résultat net

La Société a enregistré un bénéfice net consolidé de 531 M\$ pour le quatrième trimestre de 2016, en comparaison d'une perte nette de 2,007 G\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Pour l'exercice, elle a inscrit un bénéfice net de 445 M\$, en comparaison d'une perte nette de 1,995 G\$ pour l'exercice précédent. Le bénéfice net reflète l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont décrits plus loin. Les autres facteurs qui ont influé sur le résultat net de ces périodes comprennent les suivants :

- La réévaluation de la dette à long terme libellée en dollars américains a donné lieu à une perte de change latente après impôt de 222 M\$ pour le quatrième trimestre de 2016 et à un profit de change latent après impôt de 524 M\$ pour l'exercice, en comparaison d'une perte de change latente après impôt de 382 M\$ pour le quatrième trimestre de 2015 et d'une perte de change latente après impôt de 1,930 G\$ pour l'exercice 2015.
- Pour le quatrième trimestre de 2016 et l'exercice 2016, la Société a comptabilisé, à l'égard du secteur Siège social, des profit hors trésorerie d'un montant respectif de 188 M\$ et de 6 M\$ après impôt découlant de l'évaluation à la valeur de marché de dérivés de taux d'intérêt à long terme du secteur Siège social, par suite d'une augmentation des taux d'intérêt à long terme.
- Au quatrième trimestre de 2016, la Société a décomptabilisé un montant après impôt de 40 M\$ se rapportant à certains actifs de valorisation et de logistique du secteur Sables pétrolifères, en raison de l'incertitude entourant les avantages futurs qui seront tirés de ces actifs, ainsi qu'un montant après impôt de 31 M\$ dans le secteur Siège social relativement à des investissements initiaux de mise en valeur dans un pipeline non aménagé et dans certains actifs de mise en valeur d'énergie renouvelable, en raison de l'incertitude entourant les avantages futurs qui seront tirés de ces actifs.
- Au troisième trimestre de 2016, le gouvernement du Royaume-Uni a adopté une baisse du taux d'impôt supplémentaire sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord, ce qui a ramené de 50 % à 40 %, en date du 1^{er} janvier 2016, le taux d'impôt réglementaire s'appliquant au bénéfice de Suncor au Royaume-Uni. Le 1^{er} janvier 2016, la Société a réévalué ses soldes d'impôt différé, ce qui a donné lieu à une diminution de 180 M\$ de l'impôt différé pour le secteur E&P.
- Au deuxième trimestre de 2016, la Société a engagé, à l'égard du secteur Siège social, une charge hors trésorerie de 73 M\$ après impôt découlant du remboursement anticipé d'une dette à long terme prise en charge dans le cadre de l'acquisition de Canadian Oil Sands Limited (« COS »).
- Au premier trimestre de 2016, la Société a inscrit, à l'égard de son secteur Siège social, des charges après impôt de 38 M\$ liées à l'acquisition et à l'intégration de COS.
- Au quatrième trimestre de 2015, la Société a comptabilisé, à l'égard des immobilisations corporelles et des actifs de prospection et d'évaluation, des pertes de valeur après impôt de 359 M\$ pour White Rose, de 331 M\$ pour Golden Eagle, de 54 M\$ pour Terra Nova et de 54 M\$ pour Ballicatters, en raison de la baisse des prix du pétrole brut, et elle a comptabilisé, à l'égard de sa participation dans le projet minier Joslyn, une perte de valeur après impôt de 290 M\$, en raison de l'incertitude entourant le moment de la réalisation des plans de mise en valeur. De plus, elle a décomptabilisé un montant de 96 M\$ à l'égard du secteur Sables pétrolifères, à la suite d'un examen de certains

actifs qui ne cadraient plus avec les stratégies de croissance de Suncor et qui ne pouvaient être réaffectés ou utilisés d'une autre manière.

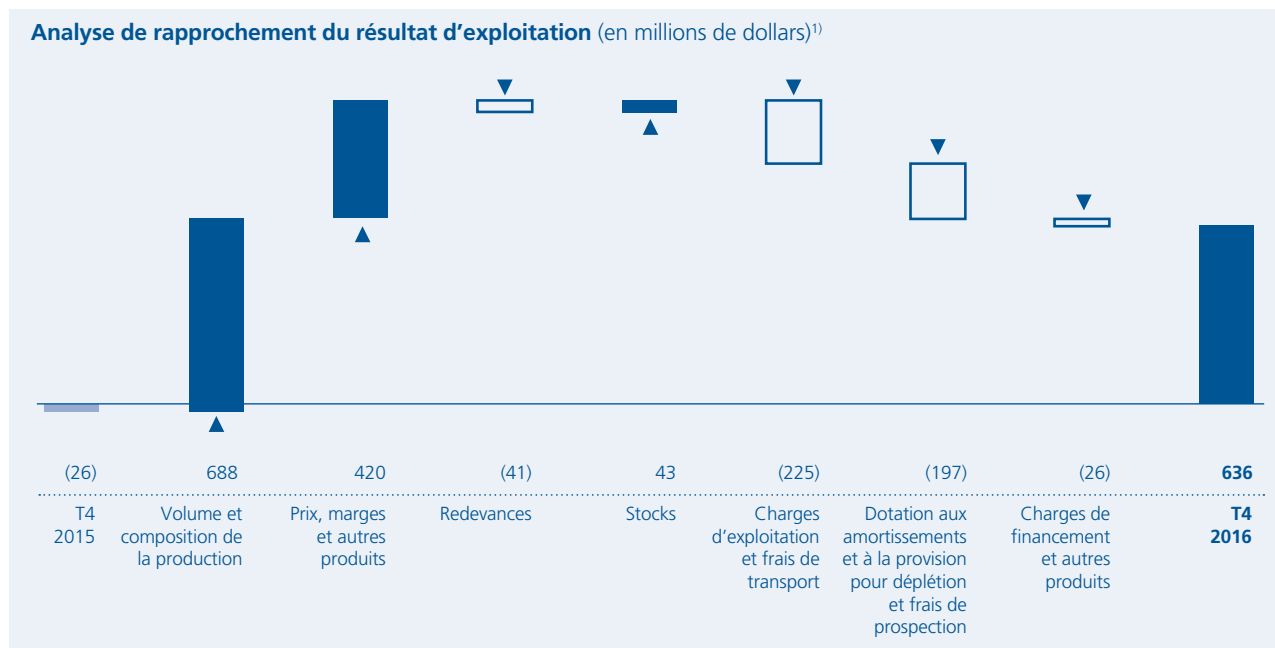
- Au quatrième trimestre de 2015, en raison de l'interruption de la production découlant de la fermeture de certains terminaux d'exportation en Libye, de la montée de l'agitation politique et de l'incertitude accrue en ce qui concerne la reprise du cours normal des activités de la Société dans ce pays, la Société a comptabilisé une perte de valeur après impôt de 415 M\$ à l'égard des immobilisations corporelles et des actifs de prospection et d'évaluation.
- Au deuxième trimestre de 2015, la Société a comptabilisé une charge d'impôt différé de 423 M\$ liée à une hausse de 2 % du taux d'imposition des sociétés en Alberta, ce qui a eu une incidence sur tous les secteurs.
- Au deuxième trimestre de 2015, la Société a comptabilisé un profit après impôt de 68 M\$ à la cession de la quote-part de la Société dans certains actifs et passifs de Pioneer Energy faisant partie du secteur R&C.
- Au premier trimestre de 2015, le gouvernement du Royaume-Uni a abaissé le taux de l'impôt supplémentaire sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord, ce qui a réduit de 62 % à 50 % le taux d'impôt réglementaire s'appliquant au bénéfice de Suncor au Royaume-Uni. La Société a réévalué ses soldes d'impôt différé, ce qui a donné lieu à la comptabilisation d'un produit d'impôt différé de 406 M\$ pour le secteur E&P.
- Au premier trimestre de 2015, la Société a comptabilisé un produit d'assurance après impôt de 75 M\$ lié à une réclamation portant sur les actifs de Terra Nova du secteur E&P.
- Au premier trimestre de 2015, la Société a comptabilisé des charges de restructuration après impôt de 57 M\$ liées aux mesures de réduction des coûts dans le secteur Siège social.

Rapprochement du résultat d'exploitation¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Périodes de 12 mois closes les 31 décembre	
	2016	2015	2016	2015
Résultat net	531	(2 007)	445	(1 995)
Perte (profit) de change latente sur la dette libellée en dollars américains	222	382	(524)	1 930
Profit hors trésorerie découlant de l'évaluation à la valeur de marché des swaps de taux d'intérêt ²⁾	(188)	—	(6)	—
Décomptabilisation et pertes de valeur ³⁾	71	1 599	71	1 599
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ⁴⁾	—	—	(180)	17
Perte hors trésorerie découlant du remboursement anticipé d'une dette à long terme ⁵⁾	—	—	73	—
Coûts liés à l'acquisition et à l'intégration de COS ⁶⁾	—	—	38	—
Profits sur cessions importantes ⁷⁾	—	—	—	(68)
Charges de restructuration ⁸⁾	—	—	—	57
Produit d'assurance ⁹⁾	—	—	—	(75)
Résultat d'exploitation¹⁾	636	(26)	(83)	1 465

- 1) Le résultat d'exploitation est une mesure financière hors PCGR. Tous les éléments de rapprochement sont présentés déduction faite de l'impôt. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.
- 2) Profit hors trésorerie sur les swaps de taux d'intérêt découlant d'une hausse des taux d'intérêt à long terme dans le secteur Siège social
- 3) Au quatrième trimestre de 2016, la Société a décomptabilisé un montant après impôt de 40 M\$ à l'égard de certains actifs de valorisation et de logistique du secteur Sables pétroliers, en raison de l'incertitude entourant les avantages futurs qui seront tirés de ces actifs, ainsi qu'un montant après impôt de 31 M\$ dans le secteur Siège social relativement à un investissement initial dans un pipeline non aménagé et dans certains actifs de mise en valeur d'énergie renouvelable, en raison de l'incertitude entourant les avantages futurs qui seront tirés de ces actifs. Au quatrième trimestre de 2015, la Société a comptabilisé une perte de valeur après impôt de 798 M\$ à l'égard de certains actifs extracôtiers du secteur E&P, en raison de la baisse des prix du pétrole, ainsi que des pertes de valeur après impôt de 415 M\$ à l'égard des actifs de la Société en Libye, de 290 M\$ à l'égard de la participation de la Société dans le projet minier Joslyn et de 96 M\$ à l'égard de certains actifs du secteur Sables pétroliers, à la suite d'un examen des possibilités de réaffectation de ces actifs entrepris à la lumière des stratégies de croissance précédemment révisées.

- 4) Le résultat d'exploitation de l'exercice clos le 31 décembre 2016 reflète l'incidence d'un ajustement de l'impôt différé de la Société découlant d'une baisse de 10 % du taux d'impôt au Royaume-Uni sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord. Le résultat d'exploitation de l'exercice clos le 31 décembre 2015 reflète l'incidence d'une baisse de 12 % du taux d'impôt au Royaume-Uni sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord, laquelle a été plus que contrebalancée par une hausse de 2 % du taux d'imposition des sociétés en Alberta.
- 5) Charge liée au remboursement anticipé d'une dette dans le secteur Siège social.
- 6) Coûts de transaction et charges connexes liés à l'acquisition de COS dans le secteur Siège social.
- 7) Profit après impôt découlant de la vente de la quote-part de la Société dans certains actifs et passifs de Pioneer Energy faisant partie du secteur R&C.
- 8) Charges de restructuration liées aux mesures de réduction des coûts du secteur Siège social.
- 9) Produit d'assurance contre les pertes d'exploitation relatif aux actifs de Terra Nova du secteur E&P.



1) Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document pour une explication de l'analyse de rapprochement.

Pour le quatrième trimestre de 2016, Suncor a inscrit un bénéfice d'exploitation consolidé de 636 M\$, en comparaison d'une perte d'exploitation de 26 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette amélioration est attribuable à la hausse du cours de référence du brut, au profit lié à la méthode PEPS dans le secteur R&C, à l'augmentation de la quote-part du bénéfice d'exploitation de Syncrude et à la diminution des charges d'exploitation des secteurs Sables pétrolifères et E&P. L'augmentation de la quote-part du bénéfice d'exploitation de Syncrude est attribuable à l'acquisition de participations directes supplémentaires en 2016, conjuguée au rehaussement considérable de la fiabilité des installations de valorisation de Syncrude.

Pour 2016, Suncor a inscrit une perte d'exploitation consolidée de 83 M\$, en comparaison d'un bénéfice d'exploitation de 1,465 G\$ pour l'exercice précédent. Ce recul est principalement attribuable à la diminution des prix obtenus en amont pour les neuf premiers mois de 2016 en raison de la baisse des cours de référence du brut, à l'incidence de l'interruption de la production qu'ont entraînée les feux de forêt dans la région de Fort McMurray au deuxième trimestre de 2016 et à la diminution des marges de craquage de référence. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par un profit lié à la méthode PEPS, alors qu'une perte liée à la méthode PEPS avait été réalisée pour l'exercice précédent, par l'augmentation de la quote-part de la production de Syncrude qui a résulté de l'acquisition de participations directes supplémentaires en 2016, par le rehaussement considérable de la fiabilité des installations de valorisation au deuxième semestre de l'exercice, par la baisse des charges d'exploitation liées aux actifs exploités de la Société, et par l'élargissement des écarts liés à l'emplacement pour les produits raffinés.

Charge de rémunération fondée sur des actions après impôt par secteur

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes	
	2016	31 décembre 2015	2016	les 31 décembre 2015
Sables pétroliers	42	17	90	67
Exploration et production	6	2	10	8
Raffinage et commercialisation	23	9	53	39
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	82	31	182	120
Total de la charge de rémunération fondée sur des actions	153	59	335	234

La charge de rémunération fondée sur des actions après impôt a augmenté pour s'établir à 153 M\$ au quatrième trimestre de 2016, en comparaison de 59 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison d'une hausse importante du cours de l'action de la Société au quatrième trimestre de 2016 par rapport au trimestre correspondant de 2015.

Contexte commercial

Les cours des marchandises, les marges de craquage de raffinage et les taux de change constituent les principaux facteurs qui influent sur le résultat d'exploitation de Suncor.

		Moyenne des trimestres clos les		Moyenne des périodes de 12 mois	
		2016	31 décembre 2015	2016	closes les 31 décembre 2015
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	49,35	42,15	43,35	48,75
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	49,50	43,70	43,75	52,40
Écart de prix pétrole brut Brent daté/ Maya FOB	\$ US/b	6,70	10,35	7,50	9,50
MSW à Edmonton	\$ CA/b	62,00	53,55	51,90	57,60
WCS à Hardisty	\$ US/b	35,00	27,70	29,55	35,25
Écart léger/lourd WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	14,35	14,50	13,85	13,50
Condensat à Edmonton	\$ US/b	48,35	41,65	42,50	47,35
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	3,10	2,45	2,15	2,65
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	21,95	21,20	18,20	33,40
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	14,35	13,60	14,05	19,70
Chicago, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	10,55	13,90	12,60	18,50
Portland, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	14,95	17,90	16,50	25,15
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	13,15	11,05	13,40	18,35
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,75	0,75	0,75	0,78
Taux de change à la fin de la période	\$ US/\$ CA	0,74	0,72	0,74	0,72

1) Les marges de craquage 3-2-1 sont des indicateurs de la marge de raffinage obtenus en convertissant trois barils de WTI en deux barils d'essence et un baril de diesel. Les marges de craquage présentées reposent en général sur une estimation fondée sur les régions où la Société vend ses produits raffinés par l'intermédiaire de réseaux de vente au détail et en gros.

Le prix obtenu par Suncor pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux est influencé principalement par le cours du WTI à Cushing et par l'offre et la demande de pétrole brut synthétique peu sulfureux dans l'Ouest canadien. Les prix obtenus au quatrième trimestre de 2016 pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux reflètent l'incidence positive de la hausse du prix du WTI, qui est passé de 42,15 \$ US/b au quatrième trimestre de 2015 à 49,35 \$ US/b, partiellement contrebalancée par un écart défavorable entre le pétrole brut synthétique peu sulfureux et le WTI. Suncor produit également du pétrole brut synthétique sulfureux, dont le prix est influencé par divers cours de référence du brut, notamment, sans toutefois s'y limiter, le MSW à Edmonton et le WCS à Hardisty, et peut aussi varier en fonction des prix négociés pour les ventes au comptant. Les cours du MSW à Edmonton ont augmenté pour atteindre 62,00 \$/b, comparativement à 53,55 \$/b au quatrième trimestre de l'exercice précédent, et les cours du WCS à Hardisty ont augmenté pour atteindre 35,00 \$ US/b, comparativement à 27,70 \$ US/b au quatrième trimestre de 2015.

La production de bitume que Suncor ne valorise pas est mélangée à du diluant ou à du pétrole brut synthétique afin de faciliter la livraison par le système de pipelines. Les prix nets obtenus par Suncor pour le bitume sont donc influencés à la fois par les prix du pétrole brut lourd canadien (le WCS à Hardisty est un cours de référence couramment utilisé) et les prix du diluant (condensat à Edmonton) et du pétrole brut synthétique. La qualité du bitume et les ventes au comptant peuvent aussi influencer sur les prix obtenus pour le bitume.

Le prix obtenu par Suncor pour la production provenant de la côte Est du Canada et des actifs à l'étranger est influencé principalement par le cours du pétrole brut Brent, lequel a augmenté pour s'établir en moyenne à 49,50 \$ US/b au quatrième trimestre de 2016, en comparaison de 43,70 \$ US/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le prix du gaz naturel utilisé pour les activités liées aux sables pétrolifères de Suncor et pour ses activités de raffinage est établi essentiellement en fonction des prix au comptant en Alberta au carrefour AECO. Le cours de référence AECO s'est établi en moyenne à 3,10 \$ le kpi³ au quatrième trimestre de 2016, en hausse comparativement à 2,45 \$ le kpi³ au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les marges de raffinage de Suncor sont influencées principalement par les marges de craquage 3-2-1, qui sont des indicateurs sectoriels qui donnent une estimation de la marge brute sur un baril de pétrole brut qui est raffiné pour produire de l'essence et des distillats, et par les écarts de prix léger/lourd et peu sulfureux/sulfureux. Les raffineries plus perfectionnées peuvent obtenir des marges de raffinage plus élevées en traitant du pétrole brut plus lourd et moins coûteux. Les marges de craquage ne reflètent pas nécessairement les marges d'une raffinerie en particulier. Les marges de craquage sont fondées sur les prix courants des charges d'alimentation en brut, tandis que les marges de raffinage réelles sont établies d'après la méthode PEPS, selon laquelle il existe un délai entre le moment où la charge d'alimentation est achetée et le moment où elle est traitée puis vendue à un tiers. En règle générale, les pertes liées à la méthode PEPS rendent compte d'une diminution des prix du pétrole brut et des produits finis, alors que les profits liés à cette méthode rendent compte d'une hausse des prix du pétrole brut et des produits finis. Les coûts d'achat réels du brut, de même que la configuration de la raffinerie, la composition de la production et les prix obtenus pour les produits raffinés dans les marchés propres à chaque raffinerie influent également sur les marges spécifiques à chacune des raffineries.

Le surplus d'électricité produit par le secteur Sables pétrolifères de Suncor est vendu à l'Alberta Electric System Operator (« AESO »), et le produit tiré de ces ventes est porté en déduction des charges d'exploitation décaissées par baril. Le prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta a augmenté pour s'établir en moyenne à 21,95 \$/MWh au quatrième trimestre de 2016, comparativement à 21,20 \$/MWh au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

La majeure partie des produits des activités ordinaires de Suncor qui proviennent des ventes de marchandises pétrolières et gazières reflètent des prix déterminés par les cours de référence en dollars américains ou en fonction de ceux-ci. La majeure partie des dépenses de Suncor sont engagées en dollars canadiens. Le dollar canadien a peu varié par rapport au dollar américain si l'on compare les quatrièmes trimestres de 2016 et de 2015, le taux de change moyen s'étant établi à 0,75 \$ US pour un dollar canadien.

Suncor détient également des actifs et des passifs, notamment 75 % de sa dette, qui sont libellés en dollars américains et convertis dans la monnaie de présentation de Suncor (le dollar canadien) à chaque date de clôture. Une diminution de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain d'une date de clôture à l'autre a pour effet d'augmenter le montant requis en dollars canadiens pour régler les obligations libellées en dollars américains.

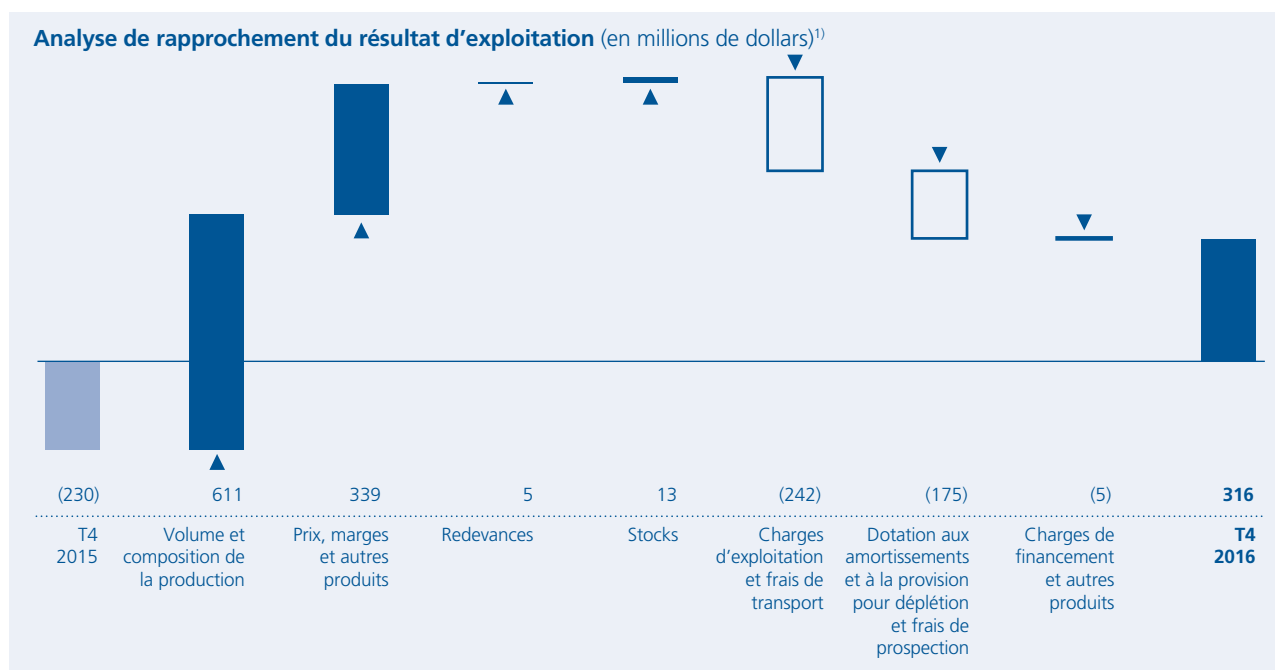
4. RÉSULTATS SECTORIELS ET ANALYSE

SABLES PÉTROLIFÈRES

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes	
	2016	31 décembre 2015	2016	les 31 décembre 2015
Produits bruts	3 356	2 017	9 522	9 332
Moins les redevances	(4)	(10)	(52)	(114)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	3 352	2 007	9 470	9 218
Résultat net	276	(616)	(1 149)	(856)
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Décomptabilisation et pertes de valeur ¹⁾	40	386	40	386
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ²⁾	—	—	—	359
Résultat d'exploitation ³⁾	316	(230)	(1 109)	(111)
<i>Sables pétrolifères</i>	192	(231)	(1 135)	(33)
<i>Coentreprises des Sables pétrolifères</i>	124	1	26	(78)
Fonds provenant de l'exploitation ⁴⁾	1 372	467	2 669	2 835

- 1) Au quatrième trimestre de 2016, la Société a décomptabilisé un montant après impôt de 40 M\$ à l'égard de certains actifs de valorisation et de logistique du secteur Sables pétrolifères, en raison de l'incertitude entourant les avantages futurs qui seront tirés de ces actifs. Au quatrième trimestre de 2015, la Société a comptabilisé des pertes de valeur après impôt de 290 M\$ à l'égard de sa participation dans le projet minier Joslyn et de 96 M\$ à l'égard de certains actifs du secteur Sables pétrolifères.
- 2) Ajustement de l'impôt différé de la Société découlant d'une hausse de 2 % du taux d'imposition des sociétés en Alberta au deuxième trimestre de 2015.
- 3) Mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.
- 4) Les fonds provenant de l'exploitation étaient auparavant appelés « flux de trésorerie d'exploitation » et leur calcul n'a pas changé par rapport aux trimestres précédents. Les fonds provenant de l'exploitation sont une mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.



1) Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion pour une explication de l'analyse de rapprochement.

Le secteur Sables pétrolifères a inscrit un bénéfice d'exploitation de 192 M\$, en comparaison d'une perte d'exploitation de 231 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'amélioration est attribuable à l'augmentation des prix obtenus pour le pétrole brut qui a découlé de la hausse des cours de référence, à la diminution des charges d'exploitation et des coûts de maintenance qui a résulté des mesures de réduction des coûts mises en œuvre par la Société et à un règlement favorable par suite d'une vérification des redevances, partiellement contrebalancés par la hausse des prix du gaz naturel.

Le secteur Coentreprises des Sables pétrolifères a inscrit un bénéfice d'exploitation de 124 M\$ au quatrième trimestre de 2016, en comparaison d'un bénéfice d'exploitation de 1 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse est principalement attribuable à l'augmentation de la quote-part du bénéfice d'exploitation de Syncrude qui a résulté de l'acquisition de participations directes supplémentaires en 2016. La progression du bénéfice d'exploitation de Syncrude est attribuable à l'amélioration du taux d'utilisation des installations de valorisation et à la hausse des prix obtenus, partiellement contrebalancées par l'augmentation des charges de redevances et par la hausse des prix du gaz naturel.

Volumes de production¹⁾

(kb/j)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes	
	2016	31 décembre 2015	2016	les 31 décembre 2015
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	324,5	292,2	258,9	320,1
Bitume non valorisé	108,9	147,5	115,9	113,5
Sables pétrolifères	433,4	439,7	374,8	433,6
Coentreprises des Sables pétrolifères – pétrole brut synthétique peu sulfureux de Syncrude	187,0	30,9	130,1	29,8
Total	620,4	470,6	504,9	463,4

1) La production de bitume du secteur Sables pétrolifères – Activités de base est valorisée, tandis que la production de bitume issue des activités in situ est soit valorisée, soit vendue directement aux clients, y compris aux raffineries de Suncor. Le pétrole brut synthétique et le diesel provenant des usines de valorisation de Suncor représentent environ 79 % de la charge d'alimentation en bitume.

Volume des ventes

(kb/j)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes	
	2016	31 décembre 2015	2016	les 31 décembre 2015
Volume des ventes du secteur Sables pétrolifères				
Pétrole brut synthétique peu sulfureux	87,2	100,2	87,3	107,0
Diesel	28,4	29,4	21,2	31,3
Pétrole brut synthétique sulfureux	201,5	154,2	153,4	182,5
Produits valorisés	317,1	283,8	261,9	320,8
Bitume non valorisé	103,5	136,3	117,4	107,7
Sables pétrolifères	420,6	420,1	379,3	428,5
Coentreprises des Sables pétrolifères – Syncrude (pétrole brut synthétique peu sulfureux)	187,0	30,9	130,1	29,8
Total	607,6	451,0	509,4	458,3

Les volumes de production du secteur Sables pétrolifères se sont établis à 433 400 b/j au quatrième trimestre de 2016, en comparaison de 439 700 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ce recul est attribuable à l'augmentation du volume de travaux de maintenance non planifiés exécutés au cours du trimestre écoulé. Les volumes de production du quatrième trimestre de 2016 rendent compte d'une composition favorable de la production, la hausse de la production de pétrole brut synthétique à valeur plus élevée ayant entraîné une diminution des exportations de bitume. Le taux d'utilisation des installations de valorisation du secteur Sables pétrolifères s'est amélioré pour atteindre 93 %, contre 83 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent, grâce à une diminution des travaux de maintenance planifiés des installations de valorisation au quatrième trimestre de 2016.

Le volume des ventes du secteur Sables pétrolifères s'est établi à 420 600 b/j au quatrième trimestre de 2016, ce qui avoisine celui de 420 100 b/j enregistré au trimestre correspondant de l'exercice précédent, l'accumulation des stocks ayant toutefois été moins grande au quatrième trimestre de 2016.

La production de pétrole brut synthétique peu sulfureux de Syncrude a augmenté pour se chiffrer à 187 000 b/j au quatrième trimestre de 2016, en comparaison de 30 900 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation est attribuable aux participations directes supplémentaires acquises en 2016 et au rehaussement considérable de la fiabilité des installations de valorisation. Le taux d'utilisation des installations de valorisation de Syncrude a représenté 102 % de la capacité nominale au quatrième trimestre de 2016, en comparaison de 73 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Production de bitume

	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes	
	2016	31 décembre 2015	2016	les 31 décembre 2015
Sables pétrolifères – Activités de base				
Production de bitume (kb/j)	284,8	292,4	238,0	307,3
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	420,3	433,7	351,1	461,3
Qualité du minerai de bitume (b/t)	0,68	0,67	0,68	0,67
Production <i>in situ</i>				
Production de bitume – Firebag (kb/j)	204,5	198,8	180,8	186,9
Production de bitume – MacKay River (kb/j)	33,9	34,5	27,6	30,7
Total de la production de bitume <i>in situ</i>	238,4	233,3	208,4	217,6
Ratio vapeur-pétrole – Firebag	2,7	2,7	2,6	2,6
Ratio vapeur-pétrole – MacKay River	3,1	3,0	3,2	2,9

La production de bitume provenant des activités d'exploitation et d'extraction minières du secteur Sables pétrolifères – Activités de base s'est établie en moyenne à 284 800 b/j au quatrième trimestre de 2016, en comparaison de 292 400 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par l'augmentation du volume de travaux de maintenance non planifiés exécutés au cours de la période écoulée.

La production de bitume tirée des activités *in situ* a augmenté pour s'établir à 238 400 b/j au quatrième trimestre de 2016, en comparaison de 233 300 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement d'un accroissement de la production à Firebag attribuable à la grande fiabilité soutenue des installations.

Les ratios vapeur-pétrole de Firebag et de Mackay River ont été comparables à ceux enregistrés au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Prix obtenus

Déduction faite des frais de transport, mais avant redevances (\$/b)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes	
	2016	31 décembre 2015	2016	les 31 décembre 2015
Secteur Sables pétrolifères				
Pétrole brut synthétique et diesel	58,30	51,33	49,77	56,45
Bitume	26,16	18,58	18,12	25,92
Ensemble des ventes de pétrole brut (tous les produits)	50,39	40,69	39,97	48,78
Ensemble des ventes de pétrole brut, par rapport au WTI	(15,41)	(15,51)	(17,83)	(13,72)
Secteur Coentreprises des Sables pétrolifères				
Syncrude (pétrole brut synthétique peu sulfureux)	63,93	59,83	56,38	59,74
Syncrude, par rapport au WTI	(1,87)	3,63	(1,42)	(2,76)

Le prix moyen obtenu pour la production du secteur Sables pétrolifères a augmenté pour se chiffrer à 50,39 \$/b au quatrième trimestre de 2016, en comparaison de 40,69 \$/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation résulte principalement de la hausse des cours de référence du WTI et de la composition favorable des ventes, qui comprennent une plus grande proportion de pétrole brut synthétique à valeur plus élevée, facteurs en partie contrebalancés par les variations défavorables des écarts de prix du pétrole brut synthétique.

Le prix moyen obtenu pour la production de Syncrude a augmenté pour s'établir à 63,93 \$/b au quatrième trimestre de 2016, comparativement à 59,83 \$/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par l'augmentation des cours de référence du WTI, partiellement contrebalancée par les variations défavorables des écarts de prix du pétrole brut synthétique.

Redevances

Les redevances du secteur Sables pétrolifères ont diminué au quatrième trimestre de 2016 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par les règlements favorables découlant de la vérification des redevances du secteur Sables pétrolifères, qui ont plus que contrebalancé l'augmentation des redevances de Syncrude.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation unitaires du secteur Sables pétrolifères ont diminué au quatrième trimestre de 2016, en raison de l'incidence des mesures de réduction de Suncor. À Syncrude, les charges d'exploitation unitaires ont diminué en raison principalement de l'accroissement de la production. Le total des charges d'exploitation et des frais de transport a augmenté par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de l'augmentation de la participation directe de la Société dans Syncrude et de la hausse des prix du gaz naturel. Se reporter à la rubrique « Rapprochement des charges d'exploitation décaissées » ci-après pour plus de précisions concernant les charges d'exploitation décaissées et les coûts non liés à la production du secteur Sables pétrolifères.

La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion du quatrième trimestre de 2016 a augmenté par rapport au trimestre correspondant de 2015, en raison de l'augmentation de la participation directe dans Syncrude.

Charges d'exploitation décaissées

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes	
	2016	31 décembre 2015	2016	les 31 décembre 2015
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	1 634	1 317	5 777	5 220
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	(577)	(118)	(1 749)	(471)
Coûts non liés à la production ¹⁾	(54)	(28)	(136)	(97)
Coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts ²⁾	(51)	(60)	(197)	(245)
Variations des stocks	42	21	(63)	—
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ³⁾	994	1 132	3 632	4 407
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères (\$/b) ³⁾	24,95	28,00	26,50	27,85
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude				
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude ⁴⁾	560	116	1 718	464
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude (\$/b)	32,55	40,15	35,95	42,00

- 1) Les coûts significatifs non liés à la production comprennent, sans s'y limiter, les charges de rémunération fondée sur des actions et les frais de recherche et de développement.
- 2) Les coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts rendent compte notamment de l'incidence, sur les produits d'exploitation, de l'énergie excédentaire produite par des unités de cogénération et des charges liées au gaz naturel comptabilisées au titre d'un arrangement monétaire conclu avec un tiers assurant le traitement du minerai.
- 3) Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères et les charges d'exploitation décaissées par baril sont des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.
- 4) Les charges d'exploitation décaissées de Syncrude sont présentées en fonction des ventes, après déduction des coûts non liés à la production associés principalement aux activités de recherche et de développement.

Les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères ont diminué au quatrième trimestre de 2016 pour s'établir à 24,95 \$/b, en comparaison de 28,00 \$/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la diminution des charges d'exploitation et des coûts de maintenance qui a découlé des mesures de réduction des coûts mises en œuvre par la Société, en partie contrebalancée par la baisse du coût d'approvisionnement en gaz naturel. Les charges d'exploitation décaissées totales du secteur Sables pétrolifères ont diminué, passant de 1,132 G\$ au quatrième trimestre de 2015 à 994 M\$, malgré une hausse de 45 M\$ du coût du gaz naturel.

Au quatrième trimestre de 2016, les coûts non liés à la production, qui sont exclus des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, ont été plus élevés qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de l'augmentation de la charge de rémunération fondée sur des actions qui a découlé d'une hausse du cours de l'action de la Société.

Les variations des stocks au quatrième trimestre de 2016 représentent une plus petite accumulation de marchandises qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, le quatrième trimestre de 2015 ayant toutefois subi l'incidence d'une réduction de valeur des stocks à la juste valeur de marché.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude ont diminué au quatrième trimestre de 2016 pour s'établir à 32,55 \$/b, en comparaison de 40,15 \$/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par la hausse de la production qui a découlé de l'amélioration de la fiabilité. La quote-part de Suncor des charges d'exploitation décaissées totales de Syncrude a augmenté, passant de 116 M\$ au quatrième trimestre de 2015 à 560 M\$, en raison des participations directes supplémentaires dans Syncrude acquises en 2016.

Travaux de maintenance planifiés

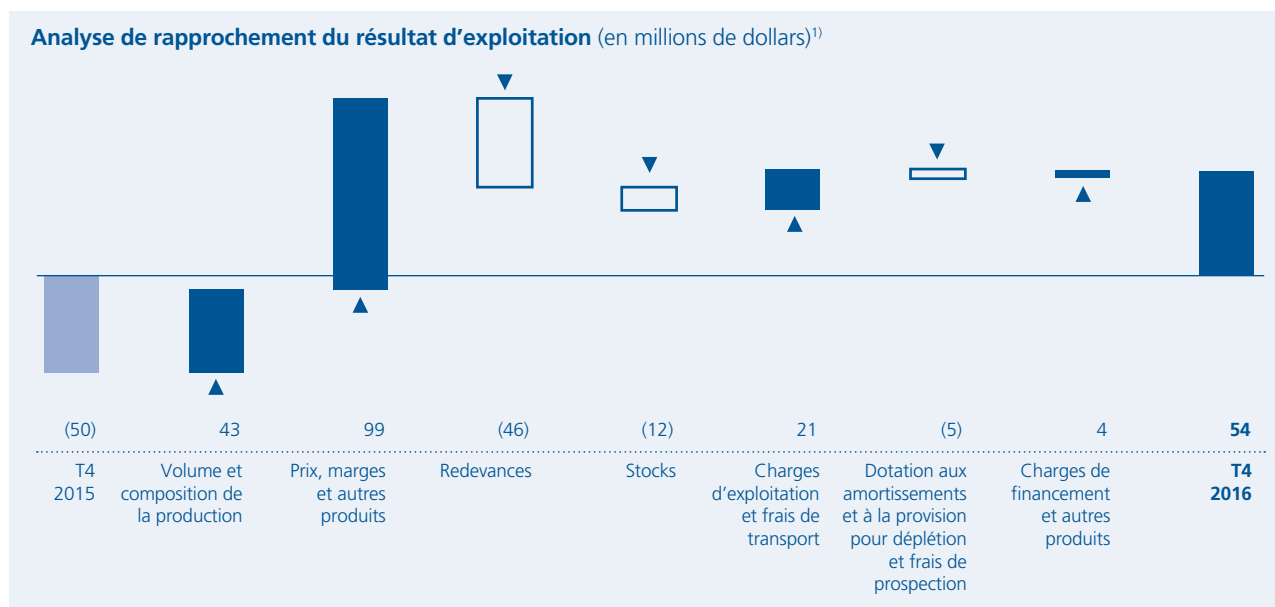
Des travaux de maintenance planifiés portant sur une unité de cokéfaction du secteur Sables pétrolifères devraient débuter à la fin du premier trimestre de 2017 et se terminer au deuxième trimestre de 2017. Les prévisions de la Société pour 2017 tiennent compte de l'incidence de ces travaux de maintenance.

EXPLORATION ET PRODUCTION

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes	
	2016	31 décembre 2015	2016	les 31 décembre 2015
Produits bruts	742	505	2 444	2 612
Moins les redevances	(95)	(33)	(213)	(267)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	647	472	2 231	2 345
Résultat net	54	(1 263)	190	(758)
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Pertes de valeur ¹⁾	—	1 213	—	1 213
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ²⁾	—	—	(180)	(373)
Produit d'assurance ³⁾	—	—	—	(75)
Résultat d'exploitation ⁴⁾	54	(50)	10	7
<i>E&P Canada</i>	2	(9)	(58)	(14)
<i>E&P International</i>	52	(41)	68	21
Fonds provenant de l'exploitation ⁵⁾	385	257	1 313	1 386

- 1) Pertes de valeur après impôt de 798 M\$ à l'égard de certains actifs extracôtiers du secteur E&P en raison de la baisse des prix du pétrole brut et de 415 M\$ à l'égard des actifs de la Société en Libye.
- 2) Ajustements de l'impôt différé de la Société résultant d'une réduction de 10 % et de 12 % du taux d'imposition du Royaume-Uni sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord pratiquée respectivement au troisième trimestre de 2016 et au premier trimestre de 2015 et d'une hausse de 2 % du taux d'imposition des sociétés en Alberta au deuxième trimestre de 2015.
- 3) Produit d'assurance contre les pertes d'exploitation visant les actifs de Terra Nova dans le secteur E&P.
- 4) Mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.
- 5) Les fonds provenant de l'exploitation étaient auparavant appelés « flux de trésorerie d'exploitation » et leur calcul n'a pas changé par rapport aux trimestres précédents. Les fonds provenant de l'exploitation sont une mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.



1) Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion pour une explication de l'analyse de rapprochement.

Le secteur E&P Canada a inscrit un bénéfice d'exploitation de 2 M\$, en comparaison d'une perte d'exploitation de 9 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'amélioration est attribuable à l'augmentation des prix obtenus pour le pétrole brut qui a découlé de la hausse des cours de référence, à l'accroissement de la production et à la baisse des charges d'exploitation, partiellement contrebalancés par l'augmentation des frais de prospection et des redevances.

Le secteur E&P International a inscrit un bénéfice d'exploitation de 52 M\$, en comparaison d'une perte d'exploitation de 41 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par la diminution de la dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation, par la hausse des prix obtenus pour le pétrole brut, par le taux d'impôt réduit au Royaume-Uni et par la baisse des charges d'exploitation, partiellement contrebalancés par le fléchissement de la production à Buzzard qu'ont entraîné les travaux de révision planifiés exécutés au quatrième trimestre de 2016.

Volumes de production

	Trimestres clos les 31 décembre		Périodes de 12 mois closes les 31 décembre	
	2016	2015	2016	2015
E&P Canada				
Terra Nova (kb/j)	16,7	13,1	12,4	13,5
Hibernia (kb/j)	30,1	15,6	26,8	18,1
White Rose (kb/j)	10,9	14,8	10,9	12,2
Amérique du Nord (activités terrestres) (kbep/j)	2,8	3,1	2,8	3,2
	60,5	46,6	52,9	47,0
E&P International				
Buzzard (kbep/j)	37,5	45,5	46,0	49,8
Golden Eagle (kbep/j)	19,0	17,7	18,6	14,8
Royaume-Uni (kbep/j)	56,5	63,2	64,6	64,6
Libye (kb/j) ¹⁾	1,1	2,5	0,4	2,8
	57,6	65,7	65,0	67,4
Production totale (kbep/j)	118,1	112,3	117,9	114,4
Composition (liquides/gaz) (%)	97/3	96/4	96/4	96/4

1) Depuis le quatrième trimestre de 2016, les volumes de production provenant de la Libye sont présentés en fonction des droits, tandis qu'en 2015, ils étaient présentés en fonction de la participation directe.

La production d'E&P Canada s'est établie à 60 500 bep/j au quatrième trimestre de 2016, en comparaison de 46 600 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation tient à la hausse de la production qui a été enregistrée à Hibernia en raison des nouveaux puits qui sont entrés en service en 2016, à l'accroissement de la production à Terra Nova qui a découlé de l'optimisation des réservoirs et de l'amélioration de la fiabilité, ainsi qu'à la diminution du volume de travaux de maintenance. La production du quatrième trimestre de 2015 reflétait l'incidence de travaux de révision planifiés menés à Hibernia et de travaux de maintenance non planifiés exécutés à Terra Nova.

La production du secteur E&P International s'est établie en moyenne à 57 600 bep/j au quatrième trimestre de 2016, en comparaison de 65 700 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ce recul est principalement attribuable à l'incidence des travaux de maintenance planifiés qui ont été amorcés à Buzzard vers la fin du troisième trimestre de 2016 et achevés au quatrième trimestre de 2016, partiellement contrebalancée par la hausse de la production à Golden Eagle, où les installations ont recommencé à fonctionner à plein régime à la suite de l'achèvement de travaux de maintenance planifiés au troisième trimestre de 2016. La production en Libye est demeurée pratiquement interrompue au quatrième trimestre de 2016, et on ne peut déterminer avec certitude à quel moment les activités reprendront leur cours normal.

Prix obtenus

	Trimestres clos les 31 décembre		Périodes de 12 mois closes les 31 décembre	
Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances	2016	2015	2016	2015
Exploration et production				
E&P Canada – pétrole brut et liquides de gaz naturel (\$/b)	66,33	49,69	57,37	62,87
E&P Canada – gaz naturel (\$/kpi ³ e)	2,43	1,03	1,71	1,78
E&P International (\$/bep)	61,01	52,68	52,07	61,44

Les prix obtenus pour la production provenant d'E&P Canada et d'E&P International ont augmenté au quatrième trimestre de 2016 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de l'augmentation des cours de référence du pétrole brut.

Redevances

Les redevances ont été plus élevées au quatrième trimestre de 2016 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par l'augmentation des prix obtenus pour le pétrole brut et par la hausse de la production sur la côte Est du Canada.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et les frais de transport ont diminué au quatrième trimestre de 2016, comparativement au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement des mesures de réduction des coûts et de la diminution des frais de transport au Royaume-Uni attribuable au fléchissement des volumes et à la baisse des tarifs.

Les frais de prospection ont augmenté au quatrième trimestre de 2016 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par la charge comptabilisée à l'égard d'un deuxième puits d'exploration en eaux profondes dans le bassin Shelburne, au large de la côte Est du Canada.

La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion a diminué au quatrième trimestre de 2016 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette baisse s'explique surtout par la diminution des taux de déplétion à Golden Eagle qui a découlé des pertes de valeur comptabilisées au quatrième trimestre de 2015 et par la baisse de la production à Buzzard par suite de l'exécution de travaux de maintenance planifiés, partiellement contrebalancées par une hausse de la production sur la côte Est du Canada.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2016	31 décembre 2015	2016	31 décembre 2015
Produits d'exploitation	4 675	4 456	17 567	19 882
Résultat net	524	506	1 890	2 306
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ¹⁾	—	—	—	36
Profit sur cession importante ²⁾	—	—	—	(68)
Résultat d'exploitation ³⁾	524	506	1 890	2 274
<i>Activités de raffinage et d'approvisionnement</i>	<i>439</i>	<i>432</i>	<i>1 527</i>	<i>1 904</i>
<i>Activités de commercialisation</i>	<i>85</i>	<i>74</i>	<i>363</i>	<i>370</i>
Fonds provenant de l'exploitation ⁴⁾	722	605	2 606	2 921

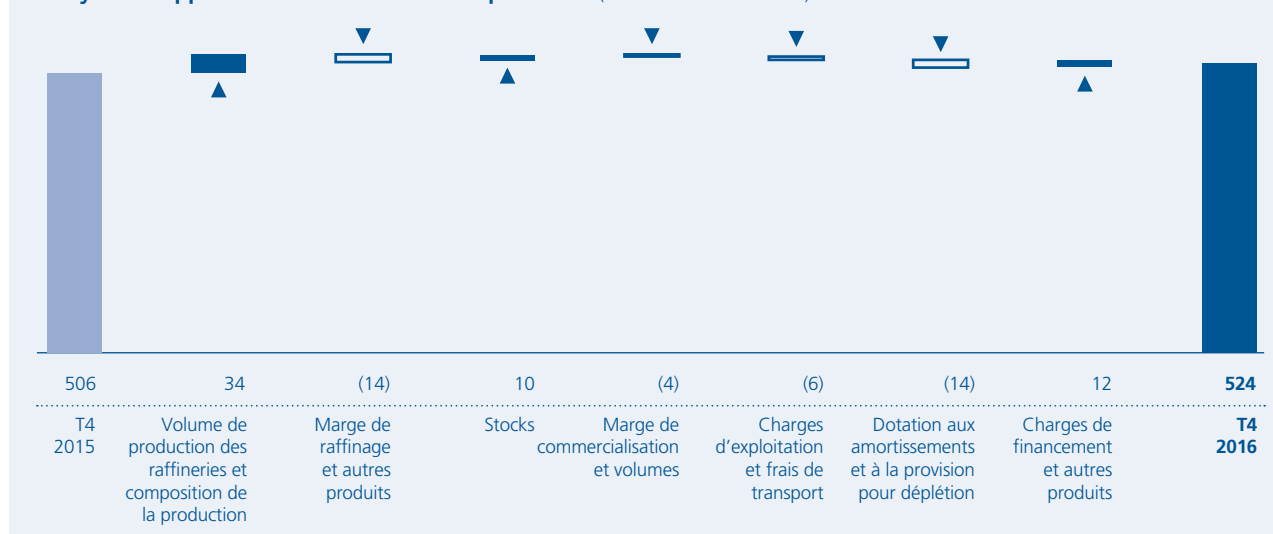
1) Ajustement de l'impôt différé de la Société découlant d'une hausse de 2 % du taux d'imposition des sociétés en Alberta au deuxième trimestre de 2015.

2) Profit après impôt découlant de la vente de la quote-part de la Société dans certains actifs et passifs de Pioneer Energy au deuxième trimestre de 2015.

3) Mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

4) Les fonds provenant de l'exploitation étaient auparavant appelés « flux de trésorerie d'exploitation » et leur calcul n'a pas changé par rapport aux trimestres précédents. Les fonds provenant de l'exploitation sont une mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

Analyse de rapprochement du résultat d'exploitation (en millions de dollars)¹⁾



1) Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document pour une explication de l'analyse de rapprochement.

Le secteur Raffinage et approvisionnement a inscrit un bénéfice d'exploitation de 439 M\$ au quatrième trimestre de 2016, en comparaison de 432 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation enregistrée au quatrième trimestre de 2016 est principalement attribuable à la comptabilisation d'un profit lié à la méthode PEPS de 114 M\$, en comparaison d'une perte liée à la méthode PEPS de 77 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le rétrécissement des marges de craquage de raffinage de référence et des écarts liés à l'emplacement se rapportant aux produits raffinés observé au quatrième trimestre de 2016 a également été partiellement contrebalancé par une composition de la production à valeur plus élevée et par des écarts de prix du brut favorables.

L'apport des activités de commercialisation au résultat d'exploitation s'est chiffré à 85 M\$ pour le quatrième trimestre de 2016, en comparaison de 74 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation est attribuable à un profit découlant de la vente de certains actifs liés à la vente au détail et à une augmentation des volumes et des marges enregistrés dans le réseau de ventes au détail de l'Est de l'Amérique du Nord, partiellement contrebalancés par une diminution des volumes et des marges enregistrés dans le réseau de ventes en gros de l'Ouest de l'Amérique du Nord.

Au cours du trimestre, Suncor a conclu une entente prévoyant la vente du groupe Lubrifiants Petro-Canada, la clôture de la transaction ayant eu lieu le 1^{er} février 2017, pour un produit brut de 1,125 G\$, sous réserve des ajustements postérieurs à la clôture habituels. L'entreprise de lubrifiants a contribué au bénéfice net à hauteur de 30 M\$ et aux fonds provenant de l'exploitation (auparavant appelés « flux de trésorerie d'exploitation ») à hauteur de 40 M\$ pour le quatrième trimestre de 2016, et au bénéfice net à hauteur de 133 M\$ et aux fonds provenant de l'exploitation à hauteur de 183 M\$ pour l'exercice 2016.

Volumes

	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2016	31 décembre 2015	2016	31 décembre 2015
Pétrole brut traité (kb/j)				
Est de l'Amérique du Nord	204,8	208,0	203,1	208,1
Ouest de l'Amérique du Nord	222,5	222,2	225,5	224,0
Total	427,3	430,2	428,6	432,1
Taux d'utilisation des raffineries¹⁾ (%)				
Est de l'Amérique du Nord	92	94	92	94
Ouest de l'Amérique du Nord	93	93	94	93
Total	93	93	93	94
Ventes de produits raffinés (kb/j)				
Essence	241,3	243,8	244,3	246,2
Distillat	186,7	187,0	186,1	198,0
Autres	86,8	70,4	91,0	79,1
Total	514,8	501,2	521,4	523,3
Marge de raffinage brute²⁾ (\$/b)	23,00	23,20	20,30	24,90
Charges d'exploitation de raffinage³⁾ (\$/b)	5,45	5,25	5,10	5,10

- 1) Le taux d'utilisation des raffineries représente la quantité de pétrole brut et de liquides de gaz naturel traitée par les unités de distillation de pétrole brut, exprimée en pourcentage de la capacité nominale de ces unités.
- 2) La marge de raffinage par baril est présentée en fonction de la production totale des quatre raffineries de la Société et est tirée de l'état du résultat net sectoriel du secteur R&C, puis ajustée en fonction de la marge brute associée aux activités de raffinage et d'approvisionnement, lesquelles sont incluses dans le secteur R&C, et de l'incidence des activités de couverture qui s'appliquent, prise en compte dans les autres produits à l'état du résultat net sectoriel du secteur R&C.
- 3) Les charges d'exploitation de raffinage par baril sont présentées en fonction de la production totale des quatre raffineries de la Société et sont tirées du poste « Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux » de l'état du résultat net sectoriel du secteur R&C, puis ajustées en fonction des charges d'exploitation associées aux activités de raffinage et d'approvisionnement, lesquelles sont incluses dans le secteur R&C.

Les ventes totales de produits raffinés se sont chiffrées à 514 800 b/j au quatrième trimestre de 2016, en comparaison de 501 200 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par l'augmentation du volume de ventes au détail.

Prix et marges

Les marges des produits raffinés du secteur Raffinage et approvisionnement ont été moins élevées au quatrième trimestre de 2016 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, et elles tiennent compte de ce qui suit :

- Diminution des marges de craquage de raffinage de référence en raison du maintien des niveaux élevés des stocks de produits raffinés en Amérique du Nord.
- Rétrécissement des écarts liés à l'emplacement pour les produits raffinés attribuable à un recul de l'offre et de la demande locales.
- Au quatrième trimestre de 2016, l'incidence de l'évaluation des stocks par la Société selon la méthode PEPS, comparativement à l'incidence estimative de l'évaluation selon la méthode DEPS¹⁾, s'est traduite par une hausse du résultat d'exploitation d'environ 114 M\$ après impôt, tandis qu'elle s'était traduite par une baisse du résultat d'exploitation d'environ 77 M\$ après impôt au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui représente une variation favorable de 191 M\$ entre les deux trimestres.

1) La méthode DEPS est une mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

Les marges de commercialisation ont été plus élevées au quatrième trimestre de 2016 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de l'augmentation des marges qui ont été dégagées sur les ventes au détail et les lubrifiants, partiellement contrebalancée par la diminution des marges dégagées sur les ventes en gros.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux et les frais de transport ont été plus élevés au quatrième trimestre de 2016 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de l'augmentation de la charge de rémunération fondée sur des actions et de la hausse des prix du gaz naturel, partiellement contrebalancées par la diminution des charges d'exploitation contrôlables qui a découlé des mesures de réduction des coûts mises en œuvre par la Société.

La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion a été plus élevée au quatrième trimestre de 2016 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la décomptabilisation de certains actifs de raffinage.

SIÈGE SOCIAL, NÉGOCIATION DE L'ÉNERGIE ET ÉLIMINATIONS

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2016	2015	2016	2015
Résultat net	(323)	(634)	(486)	(2 687)
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Perte (profit) de change latente sur la dette libellée en dollars américains	222	382	(524)	1 930
Profit hors trésorerie découlant de l'évaluation à la valeur de marché des swaps de taux d'intérêt ¹⁾	(188)	—	(6)	—
Décomptabilisation et pertes de valeur ²⁾	31	—	31	—
Perte hors trésorerie découlant du remboursement anticipé d'une dette à long terme ³⁾	—	—	73	—
Coûts liés à l'acquisition de COS et charges connexes ⁴⁾	—	—	38	—
Charges de restructuration ⁵⁾	—	—	—	57
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ⁶⁾	—	—	—	(5)
Résultat d'exploitation ⁷⁾	(258)	(252)	(874)	(705)
<i>Énergie renouvelable</i>	23	5	38	16
<i>Négociation de l'énergie</i>	19	(13)	4	36
<i>Siège social</i>	(261)	(249)	(864)	(799)
<i>Éliminations</i>	(39)	5	(52)	42
Fonds provenant de l'exploitation ⁸⁾	(114)	(35)	(600)	(336)

1) Profit hors trésorerie sur les swaps de taux d'intérêt découlant d'une hausse des taux d'intérêt à long terme.

2) Montant après impôt décomptabilisé se rapportant à un investissement initial dans un pipeline non aménagé et dans certains actifs de mise en valeur d'énergie renouvelable en raison de l'incertitude entourant les avantages futurs qui seront tirés de ces actifs.

3) Charges liées au remboursement anticipé d'une dette.

4) Coûts de transaction et charges connexes liés à l'acquisition de COS.

5) Charges de restructuration liées aux mesures de réduction des coûts.

6) Ajustement de l'impôt différé de la Société découlant d'une hausse de 2 % du taux d'imposition des sociétés en Alberta au deuxième trimestre de 2015.

7) Mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

8) Les fonds provenant de l'exploitation étaient auparavant appelés « flux de trésorerie d'exploitation » et leur calcul n'a pas changé par rapport aux trimestres précédents. Les fonds provenant de l'exploitation sont une mesure financière hors PCGR. Voir la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

Énergie renouvelable

	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	31 décembre		31 décembre	
	2016	2015	2016	2015
Volume de production d'énergie commercialisé (gigawattheures)¹⁾	152	143	478	440

1) L'énergie produite tient compte d'une production réduite pour laquelle la Société a obtenu une compensation.

Au troisième trimestre de 2016, Suncor avait amorcé un processus de vente de certains de ses actifs et passifs associés à ses activités liées à l'énergie renouvelable. Au quatrième trimestre de 2016, la Société a conclu une entente prévoyant la vente de sa participation dans le projet éolien Cedar Point. La clôture de la transaction a eu lieu le 24 janvier 2017.

Les actifs liés à l'énergie renouvelable ont donné lieu à un bénéfice d'exploitation de 23 M\$ au quatrième trimestre de 2016, en hausse comparativement à celui de 5 M\$ inscrit au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison d'un produit d'impôt différé et de la hausse de la production éolienne.

Négociation de l'énergie

Les activités liées à la négociation de l'énergie se sont soldées par un bénéfice d'exploitation de 19 M\$ au quatrième trimestre de 2016, tandis qu'elles s'étaient soldées par une perte d'exploitation de 13 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'élargissement des écarts liés à l'emplacement pour le pétrole brut et l'amélioration des conditions de marché ont entraîné des profits liés aux activités de négociation du brut pour le quatrième trimestre de 2016 et ont donné lieu à des activités de négociation du gaz naturel favorables.

Siège social

Le secteur Siège social a inscrit une perte d'exploitation de 261 M\$ au quatrième trimestre de 2016, en hausse comparativement à celle de 249 M\$ inscrite au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation est attribuable à la hausse de la charge de rémunération fondée sur des actions, aux écarts de change défavorables liés aux activités d'exploitation et aux charges d'intérêts additionnelles liées à la dette reprise dans le cadre de l'acquisition de COS au premier trimestre de 2016. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par la diminution des charges d'exploitation qui a découlé des mesures de réduction de la Société et par la perte sur swaps de devises comptabilisée au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Au quatrième trimestre de 2016, la Société a incorporé une tranche de 162 M\$ de ses coûts d'emprunt au coût d'actifs liés à de grands programmes de mise en valeur et de construction en cours, en comparaison d'une tranche de 129 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse est attribuable à l'augmentation du solde cumulé des investissements relativement aux projets Fort Hills et Hebron.

Éliminations

Le secteur Éliminations reflète l'élimination du profit sur les ventes de pétrole brut entre les secteurs Sables pétrolifères et Côte Est du Canada et le secteur Raffinage et approvisionnement. Des profits consolidés ne sont réalisés que lorsque les produits raffinés produits à partir d'achats intersectoriels de charges d'alimentation en pétrole brut ont été vendus à des tiers. Au quatrième trimestre de 2016, la Société a éliminé un profit intersectoriel après impôt de 39 M\$, alors qu'elle avait réalisé un profit intersectoriel après impôt de 5 M\$ au quatrième trimestre de 2015. L'élimination du profit comptabilisée pour la période écoulée est attribuable à l'accroissement du volume de pétrole brut intragroupe détenu aux raffineries, conjugué à l'amélioration des marges bénéficiaires sur le pétrole brut qui a découlé de la hausse des cours de référence.

5. DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

Dépenses en immobilisations et frais de prospection par secteur

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2016	31 décembre 2015	2016	31 décembre 2015
Sables pétrolifères	1 057	1 267	4 724	4 181
Exploration et production	310	375	1 139	1 459
Raffinage et commercialisation	183	356	685	821
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	22	32	34	206
Total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection	1 572	2 030	6 582	6 667
Moins la tranche d'intérêts sur la dette incorporés à l'actif	(162)	(129)	(596)	(447)
	1 410	1 901	5 986	6 220

Dépenses en immobilisations et frais de prospection par catégorie ¹⁾²⁾³⁾

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 décembre 2016			Période de 12 mois close le 31 décembre 2016		
	Maintien	Croissance	Total	Maintien	Croissance	Total
Sables pétrolifères						
<i>Sables pétrolifères – Activités de base</i>	204	93	297	1 128	418	1 546
<i>Activités in situ</i>	19	1	20	110	21	131
<i>Coentreprises des Sables pétrolifères</i>	63	558	621	314	2 300	2 614
Exploration et production	6	261	267	12	969	981
Raffinage et commercialisation	183	—	183	680	3	683
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	22	—	22	31	—	31
	497	913	1 410	2 275	3 711	5 986

- 1) Les dépenses en immobilisations présentées dans le tableau ci-dessus ne tiennent pas compte des intérêts sur la dette incorporés à l'actif.
- 2) Les dépenses en immobilisations de croissance comprennent les investissements qui se traduisent par i) une augmentation des niveaux de production des secteurs Sables pétrolifères et R&C, ii) de nouvelles installations ou activités qui viennent accroître la production globale, iii) de nouvelles infrastructures qui sont nécessaires pour soutenir la croissance de la production, iv) de nouvelles réserves ou une variation favorable du profil des réserves de la Société dans le secteur E&P, ou v) l'accroissement de la marge, par une augmentation des produits des activités ordinaires ou une réduction des charges.
- 3) Les dépenses en immobilisations de maintien comprennent les investissements qui visent i) à assurer la conformité ou à entretenir de bonnes relations avec les autorités de réglementation et d'autres parties intéressées, ii) à améliorer l'efficacité et la fiabilité des activités ou à maintenir la capacité de production en remplaçant les immobilisations à la fin de leur durée d'utilité, iii) à exploiter les réserves mises en valeur prouvées du secteur E&P, ou iv) à maintenir les capacités de production actuelles des installations en exploitation des secteurs Sables pétrolifères et R&C.

Pour le quatrième trimestre de 2016, les dépenses en immobilisations et les frais de prospection se sont établis à 1,410 G\$ (compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif). Les dépenses en immobilisations et les frais de prospection du quatrième trimestre de 2016 ont diminué par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison des mesures de réduction des coûts mises en œuvre par la Société, de la diminution du volume de travaux de maintenance planifiés exécutés et de la baisse des achats de camions miniers du secteur Sables pétrolifères – Activités de base, partiellement contrebalancées par l'intensification des activités à Fort Hills et par les charges liées aux participations accrues dans Syncrude. L'activité du quatrième trimestre de 2016 est résumée ci-dessous par secteur d'activité.

Sables pétrolifères

Sables pétrolifères – Activités de base

Le secteur Sables pétrolifères – Activités de base a engagé des dépenses en immobilisations et des frais de prospection totalisant 297 M\$ au quatrième trimestre de 2016. De ce montant, des tranches de 204 M\$ et de 93 M\$ ont été affectées respectivement aux activités de maintien et aux activités de croissance. Les dépenses en immobilisations de maintien comprennent les dépenses liées aux travaux de maintenance planifiés d'envergure, y compris l'achèvement des travaux de maintenance portant sur l'unité de cokéfaction de l'usine de valorisation 1 entrepris au troisième trimestre de 2016, ainsi que les dépenses liées à certains travaux visant à assurer la fiabilité et le maintien de l'ensemble des installations.

Les dépenses en immobilisations de croissance ont été affectées principalement au projet d'agrandissement du Parc de stockage Est, qui facilitera l'accès au marché pour la production de bitume provenant de Fort Hills.

Activités *in situ*

Les dépenses en immobilisations et les frais de prospection liés aux activités *in situ* ont totalisé 20 M\$. De ce montant, une tranche de 19 M\$ représente des dépenses en immobilisations de maintien, notamment des dépenses liées à la poursuite des travaux de construction de plateformes de puits qui devraient assurer le maintien des niveaux de production actuels à Firebag et à MacKay River.

Coentreprises des Sables pétrolifères

Les dépenses en immobilisations et les frais de prospection du secteur Coentreprises des Sables pétrolifères ont totalisé 621 M\$. De ce montant, une tranche de 558 M\$ représente des dépenses en immobilisations de croissance et une tranche de 63 M\$ représente des dépenses en immobilisations de maintien. Les dépenses de croissance ont été affectées principalement au projet minier Fort Hills. Le projet est achevé à hauteur de 76 % et le reste des travaux sera effectué en Alberta. Les activités de la période ont compris l'achèvement du programme de modules d'extraction secondaire, et les activités de construction des installations d'extraction secondaire et des services publics ont atteint un sommet, alors que la priorité demeure la productivité et la réalisation des étapes critiques.

La Société a évalué l'incidence des retards de construction occasionnés par les feux de forêt au deuxième trimestre de 2016 ainsi que des modifications aux plans de construction dues à la complexité et à l'ampleur des travaux de conception détaillée des installations d'extraction secondaire, et elle estime maintenant que le coût total du projet Fort Hills se situera entre 16,5 G\$ et 17,0 G\$. La quote-part revenant à Suncor des dépenses en immobilisations qui restent à effectuer est de 1,6 G\$ à 1,8 G\$. La majeure partie des dépenses sera effectuée en 2017, et leur montant se situera dans la fourchette prévisionnelle en vigueur de Suncor. De plus, après avoir passé en revue les possibilités d'optimisation et les aspects techniques liés au projet, la Société a révisé à la hausse la capacité de production nominale de l'usine pour la porter à 194 000 b/j. Compte tenu de ces changements, l'intensité capitalistique totale devrait continuer à concorder avec l'estimation initialement approuvée de 84 000 \$ par baril de bitume produit. Les premiers barils de pétrole sont toujours attendus vers la fin de 2017.

Les dépenses en immobilisations de maintien engagées à Forts Hills comprennent l'élaboration d'activités de maintien préalable visant à soutenir l'exécution du plan de mine et de gestion des résidus miniers après le début de la production.

La quote-part des dépenses de maintien de Syncrude a également augmenté au quatrième trimestre de 2016. La majeure partie de ces dépenses de maintien ont été affectées à des projets clés visant la fiabilité, la sécurité et l'environnement.

Exploration et production

Des dépenses de croissance de 261 M\$ ont été affectées principalement aux travaux de construction du projet Hebron, lesquels se sont poursuivis au quatrième trimestre de 2016, alors que les modules en surface intégrés ont été remorqués jusqu'au chantier de construction en eaux profondes et fixés à la plateforme gravitaire. Les premiers barils de pétrole provenant de ce projet sont toujours attendus vers la fin de 2017. Les dépenses de croissance ont aussi compris le forage d'un deuxième puits d'exploration dans le bassin Shelburne, au large de la côte Est du Canada, les coûts ayant été ultérieurement imputés aux frais de prospection de la période, ainsi que des travaux de forage de développement à Hibernia et à White Rose.

Le démarrage des travaux liés au projet Oda mené au large des côtes de la Norvège, précédemment désigné comme le projet « Butch », a été autorisé au quatrième trimestre de 2016. Suncor détient une participation de non-exploitant de

30 % dans ce projet. Les premiers barils de pétrole sont attendus en 2019, et la quote-part de la production de pétrole qui reviendra à la Société, à cadence maximale, est estimée à 10 500 bep/j.

Raffinage et commercialisation

Les dépenses en immobilisations du secteur R&C, qui se sont élevées à 183 M\$, se rapportent principalement à l'achèvement de travaux de maintenance planifiés exécutés aux raffineries de Sarnia et de Montréal, ainsi qu'à des améliorations apportées à des commerces de vente au détail.

Siège social, négociation de l'énergie et éliminations

Les dépenses en immobilisations du siège social se sont établies à 22 M\$ et ont été affectées principalement aux initiatives de la Société en matière de technologies de l'information.

6. SITUATION FINANCIÈRE ET SITUATION DE TRÉSORERIE

Indicateurs

	Périodes de 12 mois closes les	
	2016	31 décembre 2015
Rendement du capital investi ¹⁾ (%)		
Compte non tenu des projets majeurs en cours	0,5	0,6
Compte tenu des projets majeurs en cours	0,4	0,5
Ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ²⁾ (en nombre de fois)	2,4	1,7
Couverture des intérêts sur la dette à long terme (en nombre de fois)		
Base du résultat ³⁾	0,5	(1,8)
Base des fonds provenant de l'exploitation ²⁾⁴⁾	6,5	9,3

1) Mesure financière hors PCGR. Un rapprochement du RCI figure à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

2) Les fonds provenant de l'exploitation étaient auparavant appelés « flux de trésorerie d'exploitation » et leur calcul n'a pas changé par rapport aux trimestres précédents. Les fonds provenant de l'exploitation sont une mesure financière hors PCGR. Voir la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

3) Somme du résultat net, de l'impôt sur le résultat et de la charge d'intérêts, divisée par la somme de la charge d'intérêts et des intérêts sur la dette incorporés à l'actif.

4) Somme des fonds provenant de l'exploitation (auparavant appelés « flux de trésorerie d'exploitation »), de l'impôt sur le résultat exigible et de la charge d'intérêts, divisée par la somme de la charge d'intérêts et des intérêts sur la dette incorporés à l'actif.

Sources de financement

Les sources de financement de Suncor se composent principalement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, de la trésorerie et de ses équivalents, des lignes de crédit disponibles et du produit tiré de la cession d'actifs non essentiels. La direction de la Société estime que celle-ci disposera des sources de financement dont elle a besoin pour financer ses dépenses en immobilisations prévues pour 2017, de l'ordre de 4,8 G\$ à 5,2 G\$, et pour répondre à ses besoins de fonds de roulement à court terme et à long terme au moyen des soldes de trésorerie et des équivalents, des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation qui seront générés, des facilités de crédit qui lui ont été consenties, de l'émission de papier commercial et, au besoin, de la cession d'actifs non essentiels et de fonds obtenus sur les marchés financiers. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de la Société dépendent de plusieurs facteurs, dont le prix des marchandises, les volumes de production et de vente, les marges de raffinage et de commercialisation, les charges d'exploitation, l'impôt et les taxes, les redevances et les taux de change.

La Société a investi la trésorerie excédentaire dans des instruments financiers à court terme qui sont présentés à titre de trésorerie et d'équivalents. Les objectifs de placement à court terme de la Société visent à préserver le capital, à disposer de liquidités suffisantes pour répondre aux besoins de flux de trésorerie de Suncor et à offrir des rendements concurrentiels au moyen de placements dont la qualité et la diversification sont compatibles avec des paramètres de

risque acceptables. La durée moyenne pondérée maximale à courir jusqu'à l'échéance du portefeuille de placements à court terme ne dépasse pas six mois, et toutes les contreparties ont une notation élevée.

Sources de financement disponibles

La trésorerie et les équivalents ont diminué pour s'établir à 3,016 G\$ en 2016, en comparaison de 4,049 G\$ au 31 décembre 2015. Cette diminution découle principalement de l'acquisition d'une participation supplémentaire de 5 % dans Syncrude auprès de Murphy Oil Company Ltd. (« Murphy ») pour une contrepartie de 946 M\$, des dépenses en immobilisations et frais de prospection, qui ont été supérieurs aux flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, après dividendes, ainsi que du remboursement anticipé d'obligations de 891 M\$ et du remboursement d'une dette bancaire de 600 M\$, obligations et dette qui avaient été prises en charge dans le cadre de l'acquisition de COS. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par le placement d'actions ordinaires de 2,8 G\$ (produit net) réalisé au deuxième trimestre de 2016, par l'émission de titres d'emprunt d'une valeur de 1,0 G\$ au troisième trimestre de 2016 et par l'augmentation des emprunts à court terme.

Au 31 décembre 2016, la durée moyenne pondérée à courir jusqu'à l'échéance du portefeuille de placements à court terme était d'environ 10 jours.

Les lignes de crédit disponibles totalisaient 7,467 G\$ au 31 décembre 2016, en hausse comparativement à 7,034 G\$ au 31 décembre 2015, en raison essentiellement des facilités de crédit obtenues par suite de l'acquisition de COS et de la diminution du montant des lettres de crédit, en partie contrebalancées par la hausse des emprunts à court terme et par l'incidence des variations des taux de change sur les facilités de crédit disponibles.

Après la clôture du quatrième trimestre de 2016, la Société a annulé une facilité de crédit de 950 M\$ qui avait été reprise lors de l'acquisition de COS, ramenant ainsi les lignes de crédit disponibles à 6,5 G\$. La facilité de crédit n'était plus nécessaire pour répondre aux besoins de liquidités de la Société, et son annulation permettra de réduire les charges financières des périodes à venir.

Activités de financement

La gestion du niveau d'endettement demeure une priorité pour Suncor, compte tenu de ses plans de croissance à long terme et du contexte actuel des prix. Suncor croit qu'une approche progressive et flexible des projets de croissance actuels et futurs l'aidera à gérer les niveaux d'endettement.

Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres

Suncor est assujettie à des clauses restrictives de nature financière et opérationnelle liées à ses emprunts bancaires et à ses titres d'emprunt auprès du public. Le manquement à une ou à plusieurs de ces clauses restrictives peut constituer un cas de défaillance au sens des conventions d'emprunt respectives pouvant donner lieu au remboursement anticipé de l'une ou de plusieurs de ces obligations. La Société se conforme à la clause restrictive financière exigeant que sa dette totale soit d'au plus 65 % de sa dette totale majorée des capitaux propres. Au 31 décembre 2016, le ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres était de 28,1 % (28,2 % au 31 décembre 2015). À l'heure actuelle, la Société respecte aussi toutes les clauses restrictives de nature opérationnelle.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 décembre 2016	31 décembre 2015
Dette à court terme	1 273	747
Tranche courante de la dette à long terme	54	70
Dette à long terme	16 103	14 486
Dette totale	17 430	15 303
Moins la trésorerie et ses équivalents	3 016	4 049
Dette nette	14 414	11 254
Capitaux propres	44 630	39 039
Dette totale majorée des capitaux propres	62 060	54 342
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres (%)	28,1	28,2

Évolution de la dette nette

(en millions de dollars)	Trimestre et période de 12 mois clos le	
	T4	31 décembre 2016 CUM
Dette nette au début de la période	14 729	11 254
(Diminution) augmentation de la dette nette	(315)	3 160
Dette nette au 31 décembre 2016	14 414	14 414
Diminution (augmentation) de la dette nette		
Fonds provenant de l'exploitation ¹⁾	2 365	5 988
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	(1 572)	(6 582)
Acquisitions	(68)	(1 014)
Trésorerie acquise dans le cadre de l'acquisition de COS	—	109
Dette prise en charge dans le cadre de l'acquisition de COS	—	(2 639)
Produit de la cession d'actifs	33	229
Dividendes moins le produit de l'exercice d'options sur actions	(367)	(1 744)
Variation du fonds de roulement hors trésorerie et des autres placements	233	(557)
Émission d'actions ordinaires	—	2 782
Incidence du change sur la trésorerie, la dette et d'autres soldes	(309)	268
	315	(3 160)

1) Les fonds provenant de l'exploitation étaient auparavant appelés « flux de trésorerie d'exploitation » et leur calcul n'a pas changé par rapport aux trimestres précédents. Les fonds provenant de l'exploitation sont une mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

Actions ordinaires

Actions en circulation

(en milliers)	31 décembre 2016
Actions ordinaires	1 667 914
Options sur actions ordinaires – exerçables	17 821
Options sur actions ordinaires – non exerçables	13 621

Au 3 février 2017, le nombre total d'actions ordinaires en circulation s'élevait à 1 688 518 630 et le nombre total d'options sur actions ordinaires en cours, exerçables et non exerçables, s'élevait à 29 982 051. Une fois exerçable, chacune des options sur actions ordinaires en cours peut être échangée contre une action ordinaire.

Obligations contractuelles, engagements, garanties et arrangements non comptabilisés

Dans le cours normal de ses activités, la Société a contracté des obligations relatives à des paiements futurs, notamment dans le cadre d'obligations contractuelles et d'engagements non résiliables. Suncor fait état de ces éléments à la rubrique « Situation financière et situation de trésorerie » de son rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, daté du 25 février 2016, (le « rapport de gestion annuel de 2015 ») et présente une mise à jour ci-dessous. La Société estime n'avoir aucune garantie ni aucun arrangement non comptabilisé qui a, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative, actuelle ou future, sur sa performance financière ou sa situation financière, ses résultats d'exploitation, sa liquidité ou ses dépenses en immobilisations.

Les engagements de la Société ont augmenté d'environ 7,0 G\$ (montant non actualisé) au cours de la période de 12 mois close le 31 décembre 2016, en raison principalement de l'acquisition de COS et de la participation de 5 % de Murphy dans Syncrude et de l'émission de titres d'emprunt à long terme totalisant 1,0 G\$ au cours du troisième trimestre de 2016, partiellement contrebalancées par une diminution des coûts liés au démantèlement et à la remise en état qui a découlé des estimations révisées de la trésorerie nécessaire au règlement des passifs actuels et par le remboursement anticipé d'une partie de la dette à long terme reprise dans le cadre de l'acquisition de COS.

7. DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES

Les tendances au chapitre du résultat net et des fonds provenant de l'exploitation¹⁾ trimestriels de Suncor sont influencées principalement par les volumes de production, qui peuvent se ressentir fortement de la réalisation de travaux de maintenance d'envergure, ainsi que par les variations des cours des marchandises, des marges de craquage de raffinage et des taux de change et par les autres événements importants ayant une incidence sur l'exploitation, comme les feux de forêt survenus dans la région de Fort McMurray au deuxième trimestre de 2016.

Sommaire des données financières

Trimestres clos les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 déc. 2016	30 sept. 2016	30 juin 2016	31 mars 2016	31 déc. 2015	30 sept. 2015	30 juin 2015	31 mars 2015
Production totale (kbep/j)								
Sables pétrolières	620,4	617,5	213,1	565,8	470,6	458,4	448,7	475,6
Exploration et production	118,1	110,6	117,6	125,6	112,3	107,7	111,2	126,8
	738,5	728,1	330,7	691,4	582,9	566,1	559,9	602,4
Produits des activités ordinaires et autres produits								
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	7 840	7 409	5 914	5 644	6 499	7 485	8 095	7 129
Autres produits (pertes)	301	(15)	(58)	(67)	94	72	49	257
	8 141	7 394	5 856	5 577	6 593	7 557	8 144	7 386
Résultat net	531	392	(735)	257	(2 007)	(376)	729	(341)
par action ordinaire – de base (en dollars)	0,32	0,24	(0,46)	0,17	(1,38)	(0,26)	0,50	(0,24)
par action ordinaire – dilué (en dollars)	0,32	0,24	(0,46)	0,17	(1,38)	(0,26)	0,50	(0,24)
Résultat d'exploitation²⁾	636	346	(565)	(500)	(26)	410	906	175
par action ordinaire – de base ²⁾ (en dollars)	0,38	0,21	(0,36)	(0,33)	(0,02)	0,28	0,63	0,12
Fonds provenant de l'exploitation¹⁾	2 365	2 025	916	682	1 294	1 882	2 155	1 475
par action ordinaire – de base ¹⁾ (en dollars)	1,42	1,22	0,58	0,45	0,90	1,30	1,49	1,02
RCI²⁾ (% , sur 12 mois)	0,5	(4,6)	(4,9)	(2,2)	0,6	5,1	7,2	5,8
(Perte) profit de change latent après impôt sur la dette libellée en dollars américains	(222)	(112)	(27)	885	(382)	(786)	178	(940)
Information sur les actions ordinaires (en dollars)								
Dividende par action ordinaire	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,28	0,28
Cours à la clôture des négociations								
Bourse de Toronto (\$ CA)	43,90	36,42	35,84	36,17	35,72	35,69	34,40	37,01
Bourse de New York (\$ US)	32,69	27,78	27,73	27,81	25,80	26,72	27,52	29,25

1) Les fonds provenant de l'exploitation étaient auparavant appelés « flux de trésorerie d'exploitation » et leur calcul n'a pas changé par rapport aux trimestres précédents. Les fonds provenant de l'exploitation sont une mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

2) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document. Le RCI exclut les coûts des projets majeurs en cours incorporés à l'actif.

Contexte commercial

Trimestres clos les (moyenne pour la période, sauf indication contraire)		31 déc. 2016	30 sept. 2016	30 juin 2016	31 mars 2016	31 déc. 2015	30 sept. 2015	30 juin 2015	31 mars 2015
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	49,35	44,95	45,60	33,50	42,15	46,45	57,95	48,65
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	49,50	45,85	45,60	33,90	43,70	50,30	61,95	53,85
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	6,70	6,80	7,65	8,95	10,35	8,50	8,15	11,05
MSW à Edmonton	\$ CA/b	62,00	55,10	55,80	34,50	53,55	56,55	68,05	52,25
WCS à Hardisty	\$ US/b	35,00	31,45	32,30	19,30	27,70	33,25	46,35	33,90
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	14,35	13,50	13,30	14,25	14,50	13,20	11,60	14,75
Condensat à Edmonton	\$ US/b	48,35	43,05	44,10	34,45	41,65	44,20	57,95	45,60
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	3,10	2,30	1,40	1,85	2,45	2,90	2,55	2,75
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	21,95	17,90	14,90	18,10	21,20	26,05	57,25	29,15
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	14,35	14,00	16,10	11,75	13,60	22,25	23,85	19,20
Chicago, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	10,55	14,15	16,65	9,10	13,90	23,95	20,30	16,00
Portland, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	14,95	18,75	19,30	13,00	17,90	28,75	32,55	21,50
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	13,15	14,50	14,85	11,05	11,05	21,55	22,90	18,00
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,75	0,77	0,78	0,73	0,75	0,76	0,81	0,81
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,74	0,76	0,77	0,77	0,72	0,75	0,80	0,79

1) Les marges de craquage 3-2-1 sont des indicateurs de la marge de raffinage obtenus en convertissant trois barils de WTI en deux barils d'essence et un baril de diesel. Les marges de craquage présentées dans le tableau ci-dessus reposent en général sur une estimation fondée sur les régions dans lesquelles la Société vend ses produits raffinés au sein des réseaux de vente au détail et en gros.

8. AUTRES ÉLÉMENTS

Méthodes comptables

Une description des principales méthodes comptables de Suncor et un résumé des normes comptables récemment publiées sont présentés à la rubrique « Méthodes comptables et estimations comptables critiques » du rapport de gestion annuel de 2015 de Suncor.

Estimations comptables critiques

Pour préparer des états financiers conformément aux PCGR, la direction doit procéder à des estimations, poser des jugements et formuler des hypothèses qui ont une incidence sur les montants présentés des actifs, des passifs, des produits, des charges, des profits et des pertes, ainsi que sur les informations à fournir sur les passifs éventuels. Ces estimations et ces hypothèses peuvent changer selon les résultats et de nouvelles informations. Les estimations comptables critiques sont celles qui exigent que la direction élabore des hypothèses concernant des questions hautement incertaines au moment de l'estimation. Les estimations comptables critiques sont également celles qui auraient pu être formulées différemment ou qui sont raisonnablement susceptibles d'être modifiées, ce qui aurait une incidence significative sur la situation financière ou sur la performance financière de la Société. Les estimations et les jugements comptables critiques sont revus tous les ans par le comité d'audit du conseil d'administration. Une description détaillée des estimations comptables critiques de Suncor figure à la note 4 de ses états financiers consolidés audités pour l'exercice

clos le 31 décembre 2015 et à la rubrique « Méthodes comptables et estimations comptables critiques » de son rapport de gestion annuel de 2015.

Instruments financiers

Suncor conclut périodiquement des contrats dérivés comme des contrats à terme de gré à gré, des contrats à terme standardisés, des swaps, des options et des tunnels à prime zéro pour gérer son exposition aux variations du prix des marchandises et des taux de change et pour optimiser sa position à l'égard des versements d'intérêts. La Société a aussi recours à des dérivés liés à l'énergie visant des échanges de marchandises et des échanges financiers pour dégager des profits de négociation. Pour un complément d'information sur les instruments financiers de Suncor et sur les facteurs de risques financiers s'y rapportant, il convient de se reporter à la note 26 des états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2015 et à la note 15 des états financiers consolidés intermédiaires non audités du trimestre et de la période de 12 mois clos le 31 décembre 2016, de même qu'à la rubrique « Situation financière et situation de trésorerie » du rapport de gestion annuel de 2015 de Suncor.

Impôt sur le résultat

Au cours du quatrième trimestre de 2016, la Cour canadienne de l'impôt a rendu une ordonnance en faveur de Suncor et mis fin à un litige fiscal de 1,3 G\$ mentionné précédemment qui opposait la Société à l'Agence du revenu du Canada (l'« ARC »). Le différend concernait le traitement fiscal de pertes réalisées en 2007 au règlement de certains contrats dérivés. L'ordonnance rendue par la Cour canadienne de l'impôt a confirmé la résolution de l'affaire opposant Suncor et l'ARC, sans qu'il n'en résulte aucun impôt, intérêt ni pénalité supplémentaires. La sûreté qu'avait donnée Suncor à cet égard lui a été rendue en totalité.

Au cours du quatrième trimestre de 2016, le gouvernement du Québec a promulgué une baisse graduelle sur quatre ans, à compter du 1^{er} janvier 2017, du taux d'imposition des sociétés, qui passera de 11,9 % à 11,5 %. En conséquence, la Société a réévalué ses soldes d'impôt différé, ce qui a donné lieu à un produit d'impôt différé de 10 M\$.

Au cours du troisième trimestre de 2016, le gouvernement du Royaume-Uni a adopté une baisse du taux de l'impôt supplémentaire sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord, ce qui a ramené de 50 % à 40 % le taux d'impôt réglementaire s'appliquant au bénéfice de Suncor au Royaume-Uni. La Société a réévalué ses soldes d'impôt différé, ce qui a donné lieu à une diminution non récurrente de l'impôt différé de 180 M\$ pour le secteur E&P.

Au deuxième trimestre de 2015, le gouvernement de l'Alberta a adopté une hausse du taux d'impôt des sociétés, qui est passé de 10 % à 12 % au 1^{er} juillet 2015. La Société a, par conséquent, réévalué ses soldes d'impôt différé, ce qui a donné lieu à une charge d'impôt différé de 423 M\$.

Au cours du premier trimestre de 2015, le gouvernement du Royaume-Uni a adopté une baisse du taux de l'impôt supplémentaire sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord, ce qui a ramené de 62 % à 50 % le taux d'impôt réglementaire s'appliquant au bénéfice de Suncor au Royaume-Uni. La Société a réévalué ses soldes d'impôt différé, ce qui a donné lieu à un produit d'impôt différé de 406 M\$.

9. MISE EN GARDE CONCERNANT LES MESURES FINANCIÈRES HORS PCGR

Certaines mesures financières dont il est question dans le présent document, notamment le résultat d'exploitation, le RCI, les fonds provenant de l'exploitation (auparavant appelés « flux de trésorerie d'exploitation »), les flux de trésorerie disponibles, les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères et les stocks selon la méthode DEPS, ne sont pas prescrites par les PCGR. Nous présentons ces mesures financières hors PCGR parce que la direction les utilise pour analyser la performance des activités, l'endettement et la liquidité. Ces mesures financières hors PCGR n'ont pas de définition normalisée et, par conséquent, il est peu probable qu'elles soient comparables aux mesures similaires présentées par d'autres sociétés. Par conséquent, elles ne doivent pas être utilisées isolément ni comme substituts aux mesures de rendement établies conformément aux PCGR. Sauf indication contraire, ces mesures financières hors PCGR sont calculées et présentées de la même manière d'une période à l'autre. Des ajustements particuliers pourraient être pertinents pour certaines périodes seulement.

Résultat d'exploitation

Le résultat d'exploitation est une mesure financière hors PCGR qui se calcule en ajustant le résultat net en fonction d'éléments significatifs qui ne sont pas indicatifs de la performance au chapitre de l'exploitation. La direction utilise le résultat d'exploitation pour évaluer la performance au chapitre de l'exploitation parce qu'elle estime que cette mesure donne une comparaison plus juste entre les périodes. Un rapprochement entre le résultat d'exploitation et le résultat net est présenté aux rubriques « Information financière consolidée » et « Résultats sectoriels et analyse » du présent document.

Analyses comparatives du résultat d'exploitation

Tout au long du présent document, la Société présente des graphiques qui illustrent la variation du résultat d'exploitation par rapport à celui de la période comparative en fonction de facteurs d'écart clés. Ces facteurs sont expliqués plus en détail dans l'analyse du résultat d'exploitation qui suit les analyses comparatives, que la direction utilise par ailleurs pour évaluer le rendement.

- Le facteur lié aux volumes et à la composition est calculé en fonction des volumes de production et de la composition de la production des secteurs Sables pétrolifères et E&P, ainsi qu'en fonction du volume de production et de la composition de la production du secteur R&C.
- Le facteur lié aux prix, aux marges et aux autres produits comprend les prix obtenus en amont avant les redevances, les marges de raffinage et de commercialisation, les autres produits d'exploitation et l'incidence nette des ventes de pétrole brut à des tiers et des achats de pétrole brut auprès de tiers, y compris les produits achetés qui servent de diluant pour le secteur Sables pétrolifères et qui sont ensuite vendus sous forme de bitume dilué.
- Le facteur lié aux redevances comprend les redevances en Libye, qui représentent l'écart entre les produits bruts, calculé d'après la quote-part de la production revenant à Suncor, et les produits nets lui revenant aux termes des contrats respectifs.
- Le facteur d'écart lié aux stocks reflète le coût d'opportunité lié à l'accumulation de stocks produits ou la marge additionnelle réalisée sur la réduction des stocks produits au cours de périodes précédentes. Dans l'analyse comparative, le calcul de ce facteur d'écart permet à la Société de présenter le facteur d'écart lié aux volumes et à la composition en fonction des volumes de production plutôt qu'en fonction des volumes de vente.
- Le facteur lié aux charges d'exploitation et aux frais de transport tient compte des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux (après ajustement pour tenir compte de l'incidence des variations des stocks) ainsi que des frais de transport.
- Le facteur lié aux charges de financement et aux autres produits tient compte des charges de financement, des autres produits, des profits et des pertes de change liés aux activités d'exploitation, de la variation des profits et des pertes à la cession d'actifs qui ne sont pas des ajustements du résultat d'exploitation, de l'incidence des variations des taux d'imposition réglementaires qui ne sont pas des ajustements du résultat d'exploitation et d'autres ajustements d'impôt sur le résultat.

Rendement du capital investi (RCI)

Le RCI est une mesure financière hors PCGR que la direction utilise pour analyser la performance au chapitre de l'exploitation et l'efficacité du processus de répartition du capital de Suncor. Le capital moyen investi correspond à la moyenne sur 12 mois du capital investi au début de la période de 12 mois et du capital investi à la fin de chacun des 12 mois. Les chiffres présentés pour le capital investi au début et à la fin de la période de 12 mois montrent la variation des composantes sur la période de 12 mois.

La Société procède à deux calculs du RCI, dont l'un tient compte de l'incidence des projets majeurs en cours sur le capital investi et l'autre, non. Le montant inscrit au titre des projets majeurs en cours inclut le cumul des dépenses en immobilisations et des intérêts incorporés à l'actif se rapportant aux projets majeurs qui en sont encore au stade de la construction ou qui sont sur le point d'atteindre le stade de la mise en service et aux actifs acquis qui sont encore en cours d'évaluation. La direction utilise le RCI, compte non tenu de l'incidence des projets majeurs en cours sur le capital investi, pour évaluer le rendement des actifs d'exploitation.

Périodes de 12 mois closes les 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2016	2015
Ajustements du résultat net		
Résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires	434	(1 995)
Plus les montants après impôt au titre des éléments suivants :		
(Profit) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	(524)	1 930
Charge d'intérêts nette	304	312
	A	214
Capital investi – début de la période de 12 mois		
Dette nette	11 254	7 834
Capitaux propres	39 039	41 603
	50 293	49 437
Capital investi – fin de la période de 12 mois		
Dette nette	14 414	11 254
Capitaux propres	44 630	39 039
	59 044	50 293
Capital moyen investi	B	57 999
RCI, y compris les projets majeurs en cours (%)	A/B	0,4
Coûts moyens des projets majeurs en cours incorporés à l'actif	C	7 195
RCI, à l'exclusion des projets majeurs en cours (%)	A/(B-C)	0,6

Fonds provenant de l'exploitation

Les fonds provenant de l'exploitation (auparavant appelés « flux de trésorerie d'exploitation » et dont le calcul n'a pas changé par rapport aux trimestres précédents) sont une mesure financière hors PCGR qui consiste à ajuster une mesure conforme aux PCGR, à savoir les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, en fonction des variations du fonds de roulement hors trésorerie et que la direction utilise pour analyser la performance au chapitre de l'exploitation et la liquidité. Les variations du fonds de roulement hors trésorerie peuvent inclure, entre autres facteurs, le calendrier des achats des charges d'alimentation destinées aux activités extracôtées et des paiements relatifs aux taxes sur les marchandises et à l'impôt sur le résultat ainsi que le calendrier des flux de trésorerie liés aux créances et aux dettes qui, de l'avis de la direction, réduisent la comparabilité d'une période à l'autre.

Les fonds provenant de l'exploitation présentés dans le présent document pour les périodes de 12 mois correspondent à la somme des fonds provenant de l'exploitation du trimestre clos le 31 décembre et des trois trimestres précédents. Les fonds provenant de l'exploitation pour chaque trimestre sont définis et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures établies conformément aux PCGR à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » des rapports de gestion trimestriels respectifs.

Trimestres clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolières		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Résultat net	276	(616)	54	(1 263)	524	506	(323)	(634)	531	(2 007)
Ajustements pour :										
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	1 038	1 260	294	2 063	196	176	73	30	1 601	3 529
Impôt sur le résultat différé	(14)	(174)	(44)	(579)	(3)	(36)	(9)	54	(70)	(735)
Augmentation des passifs	53	38	10	13	2	2	—	(2)	65	51
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	313	386	313	386
Variation de la juste valeur des instruments dérivés et des stocks de négociation	—	(14)	—	—	(1)	(32)	(271)	83	(272)	37
(Profit) à la cession d'actifs	—	—	—	—	(21)	(4)	—	(1)	(21)	(5)
Rémunération fondée sur des actions	57	21	7	3	32	11	105	35	201	70
Frais de prospection	—	—	65	41	—	—	—	—	65	41
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(55)	(37)	(1)	(3)	(7)	(7)	—	—	(63)	(47)
Autres	17	(11)	—	(18)	—	(11)	(2)	14	15	(26)
Fonds provenant de l'exploitation	1 372	467	385	257	722	605	(114)	(35)	2 365	1 294
Augmentation (diminution) du fonds de roulement hors trésorerie	217	(2)	156	45	982	424	(929)	(318)	426	149
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 589	465	541	302	1 704	1 029	(1 043)	(353)	2 791	1 443

Périodes de 12 mois closes les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Résultat net	(1 149)	(856)	190	(758)	1 890	2 306	(486)	(2 687)	445	(1 995)
Ajustements pour :										
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	3 864	3 583	1 381	3 106	702	685	170	126	6 117	7 500
Impôt sur le résultat différé	(78)	172	(506)	(1 235)	12	(21)	60	160	(512)	(924)
Augmentation des passifs	208	144	53	50	7	7	1	(4)	269	197
(Profit) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	(458)	1 967	(458)	1 967
Variation de la juste valeur des instruments dérivés et des stocks de négociation	19	20	—	—	27	60	(53)	7	(7)	87
Perte sur l'extinction d'une dette	—	—	—	—	—	—	99	—	99	—
(Profit) perte à la cession d'actifs	(33)	8	—	(5)	(35)	(109)	—	(4)	(68)	(110)
Rémunération fondée sur des actions	41	13	12	9	21	2	68	(6)	142	18
Frais de prospection	—	—	204	255	—	—	—	—	204	255
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(248)	(277)	(1)	(5)	(20)	(20)	—	—	(269)	(302)
Autres	45	28	(20)	(31)	2	11	(1)	105	26	113
Fonds provenant de l'exploitation	2 669	2 835	1 313	1 386	2 606	2 921	(600)	(336)	5 988	6 806
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	(383)	(27)	60	322	787	306	(772)	(523)	(308)	78
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 286	2 808	1 373	1 708	3 393	3 227	(1 372)	(859)	5 680	6 884

Flux de trésorerie disponibles

Les flux de trésorerie disponibles sont une mesure financière hors PCGR calculée en déduisant les dépenses en immobilisations et les frais de prospection pour la période de 12 mois des fonds provenant de l'exploitation¹⁾ pour la même période. Ils rendent compte de la trésorerie disponible pour les distributions aux actionnaires et les activités de financement. La direction utilise cette mesure pour analyser la performance financière et la liquidité.

(en millions de dollars)	Périodes de 12 mois closes les 31 décembre	
	2016	2015
Fonds provenant de l'exploitation ¹⁾	5 988	6 806
Moins les dépenses en immobilisations et les frais de prospection	6 582	6 667
Flux de trésorerie disponibles	(594)	139

1) Les fonds provenant de l'exploitation étaient auparavant appelés « flux de trésorerie d'exploitation » et leur calcul n'a pas changé par rapport aux trimestres précédents. Les fonds provenant de l'exploitation sont une mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères

Les charges d'exploitation décaissées et les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères sont des mesures financières hors PCGR que l'on obtient en ajustant les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères (une mesure conforme aux PCGR fondée sur les volumes de vente) en fonction de la production (une mesure hors PCGR fondée sur les volumes de production) ajustée pour l'incidence de la variation des niveaux des stocks. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères font l'objet d'un rapprochement à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse – Sables pétrolifères » du présent document. La direction utilise les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères pour évaluer la performance au chapitre de l'exploitation du secteur Sables pétrolifères par baril produit.

Les charges d'exploitation décaissées et les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères sont également ajustées en fonction : i) des coûts liés aux activités de Syncrude, ii) des coûts non liés à la production qui, de l'avis de la direction, n'ont pas d'incidence sur le volume de production provenant des activités du secteur Sables pétrolifères, ce qui comprend, sans s'y limiter, les ajustements de la rémunération fondée sur des actions, les frais de recherche, ainsi que les charges comptabilisées au titre d'une entente non monétaire conclue avec un tiers assurant le traitement du minerai, iii) les produits liés à la capacité excédentaire, dont la production et la vente d'énergie excédentaire qui est comptabilisée dans les produits d'exploitation, et iv) les frais de démarrage de projets.

Incidence de l'évaluation des stocks selon la méthode du premier entré, premier sorti (« PEPS ») sur le résultat net du secteur R&C

Les PCGR exigent que l'évaluation des stocks soit faite selon la méthode PEPS. Pour Suncor, cette exigence se traduit par un décalage entre les prix de vente des produits raffinés, qui rendent compte des conditions courantes du marché, et le coût des ventes comptabilisé au titre des charges d'alimentation connexes des raffineries, qui reflète les conditions de marché lors de l'achat des matières premières. Ce décalage entre l'achat et la vente peut s'étirer sur une période allant de plusieurs semaines à plusieurs mois et est influencé par les délais de livraison du brut après l'achat (qui peuvent atteindre plusieurs semaines dans le cas du brut extracôtier de provenance étrangère), par les niveaux des stocks de brut régional, par les délais de raffinage, par les délais de transport jusqu'aux circuits de distribution et par les niveaux de stocks de produits raffinés régionaux.

Suncor prépare et présente une estimation de l'incidence du recours à la méthode d'évaluation des stocks PEPS plutôt que de la méthode DEPS. La direction utilise cette information pour analyser la performance au chapitre de l'exploitation de la Société et pour la comparer avec celle des raffineries comparables qui sont autorisées à évaluer les stocks selon la méthode DEPS en vertu des PCGR des États-Unis.

L'estimation de la Société ne provient pas d'un calcul normalisé et, par conséquent, elle pourrait ne pas être directement comparable à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés. Elle ne doit donc pas être prise en considération isolément ni remplacer les mesures de la performance établies selon les PCGR ou les PCGR des États-Unis.

10. ABRÉVIATIONS COURANTES

Une liste des abréviations pouvant être utilisées dans le présent document est présentée ci-après :

Unités de mesure

b	baril
b/j	barils par jour
kb/j	milliers de barils par jour
bep	barils équivalent pétrole
bep/j	barils équivalent pétrole par jour
kbep	milliers de barils équivalent pétrole
kbep/j	milliers de barils équivalent pétrole par jour
GJ	gigajoule
kpi ³	milliers de pieds cubes de gaz naturel
kpi ³ e	milliers de pieds cubes équivalent gaz naturel
Mpi ³	millions de pieds cubes de gaz naturel
Mpi ³ /j	millions de pieds cubes de gaz naturel par jour
Mpi ³ e	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel
Mpi ³ e/j	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel par jour
MW	mégawatts
MWh	mégawattheures

Lieux et devises

É.-U.	États-Unis
R.-U.	Royaume-Uni
\$ ou \$CA	Dollars canadiens
\$US	Dollars américains

Contexte financier et commercial

T4	Trimestre clos le 31 décembre
WTI	West Texas Intermediate
WCS	Western Canadian Select
MSW	Mélange non corrosif mixte
NYMEX	New York Mercantile Exchange
CUM	Cumul depuis le début de l'exercice
ICE	Intercontinental Exchange

11. ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le présent document renferme de l'information prospective et des énoncés prospectifs (collectivement appelés « énoncés prospectifs » aux présentes), au sens des lois sur les valeurs mobilières canadiennes et américaines applicables. Les énoncés prospectifs et les autres informations reposent sur les attentes actuelles, les estimations, les projections et les hypothèses que la Société a formulées à la lumière des informations qui étaient à sa disposition au moment où les présents énoncés ont été formulés, et en fonction de son expérience et de sa perception des tendances historiques, notamment les attentes et hypothèses au sujet de l'exactitude des estimations des réserves et des ressources; les prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; la rentabilité des capitaux et les économies de coûts; les taux de redevances applicables et les lois fiscales; les niveaux de production futurs; la suffisance des dépenses en immobilisations budgétées pour l'exécution des activités planifiées; la disponibilité et le coût de la main-d'œuvre et des services; et la réception en temps utile des approbations des autorités de réglementation et des tiers. En outre, tous les autres énoncés et les autres informations traitant de prévisions ou de projections au sujet de l'avenir, ainsi que les autres énoncés et renseignements au sujet de la stratégie de croissance de Suncor, de ses prévisions courantes et futures en matière de dépenses ou de décisions d'investissement, des prix des marchandises, des coûts, des calendriers, des volumes de production, des résultats d'exploitation et des résultats financiers, des activités de financement et d'investissement futures et de l'incidence prévue des engagements futurs, constituent des énoncés prospectifs. Certains énoncés et renseignements prospectifs se reconnaissent à l'emploi d'expressions comme « s'attend à », « anticipe », « estime », « planifie », « prévu », « a l'intention de », « croit », « projette », « indique », « pourrait », « se concentre sur », « vision », « but », « perspectives », « proposé », « cible », « objectif », « continue », « futur », « avenir » et autres expressions analogues. Les énoncés prospectifs formulés dans le présent document font référence aux éléments suivants :

- le produit de cession attendu de 2,0 G\$ depuis le début de 2016;
- les projets de croissance de Suncor, y compris : i) les énoncés concernant le projet Fort Hills, notamment la prévision selon laquelle il est estimé que le coût global du projet se situera entre 16,5 G\$ et 17,0 G\$, que la quote-part revenant à Suncor des dépenses en immobilisations de Fort Hills qui restent à effectuer est de 1,6 G\$ à 1,8 G\$, que la majeure partie des dépenses sera effectuée en 2017 et que leur montant se situera dans la fourchette prévisionnelle en vigueur de Suncor, la capacité nominale de l'usine de 194 000 blj et l'attente selon laquelle l'intensité capitalistique totale de la Société pour le projet concordera avec l'estimation initiale de 84 000 \$ par baril de bitume produit, que les premiers barils de pétrole provenant du projet seront produits vers la fin de 2017, que les travaux qui restent à faire seront exécutés sur le site et que les activités de maintien préalable soutiendront le plan de mine et de gestion des résidus miniers après le début de la production; ii) les énoncés concernant le projet Hebron, notamment la prévision selon laquelle les premiers barils de pétrole seront produits vers la fin de 2017; et iii) les énoncés concernant le projet Oda, notamment la prévision selon laquelle les premiers barils de pétrole seront produits en 2019, et le fait qu'il est estimé que la quote-part de la production de pétrole qui reviendra à la Société, à cadence maximale, s'élèvera à 10 500 bep/j;
- la durée et les conséquences prévues des travaux de maintenance planifiés, y compris les travaux de maintien planifiés de l'unité de cokéfaction du secteur Sables pétrolifères – Activités de base;
- l'attente de Suncor selon laquelle les niveaux de production actuels à Firebag et à MacKay River seront maintenus en raison de la poursuite des travaux de construction de plateformes de puits;
- le fait que Suncor estime qu'elle disposera des sources de financement dont elle a besoin pour financer ses dépenses en immobilisations prévues pour 2017, de l'ordre de 4,8 G\$ à 5,2 G\$, et pour répondre à ses besoins de fonds de roulement à court terme et à long terme au moyen des soldes de trésorerie et des équivalents de trésorerie dont elle dispose, des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation qui seront générés, des facilités de crédit qui lui ont été consenties, de l'émission de papier commercial et, au besoin, de la cession d'actifs non essentiels et de l'accès aux marchés financiers;
- l'attente de Suncor selon laquelle la durée moyenne pondérée maximale à courir jusqu'à l'échéance du portefeuille de placements à court terme ne dépassera pas six mois et que tous les placements seront effectués auprès de contreparties jouissant de cotes de solvabilité élevées;
- le fait que Suncor est d'avis qu'une approche progressive et flexible des projets de croissance actuels et futurs l'aidera à gérer les niveaux d'endettement;

- le fait que la Société estime n'avoir aucune garantie ni aucun arrangement non comptabilisé qui a, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative actuelle ou future sur sa performance financière ou sa situation financière, ses résultats d'exploitation, sa liquidité ou ses dépenses en immobilisations.

Les énoncés et les renseignements prospectifs ne sont pas des garanties d'un rendement futur et comportent un certain nombre de risques et d'incertitudes, dont certains sont similaires à ceux qui touchent d'autres sociétés pétrolières et gazières et d'autres sont propres à Suncor. Les résultats réels de Suncor pourraient différer de façon significative de ceux exprimés ou suggérés de manière implicite dans ses énoncés ou renseignements prospectifs. Le lecteur est donc averti de ne pas s'y fier indûment. Les résultats financiers et le rendement d'exploitation des secteurs isolables de la Société, notamment Sables pétrolifères, E&P et R&C, peuvent subir l'influence de plusieurs facteurs.

Les facteurs influant sur les activités de notre secteur Sables pétrolifères sont, entre autres, les suivants : la volatilité des prix du pétrole brut et des autres matières produites et les conséquences connexes des fluctuations des écarts de prix entre le brut léger et le brut lourd et entre le brut peu sulfureux et le brut sulfureux; les fluctuations de la demande de charges d'alimentation de raffinerie et de diesel, y compris la possibilité que les raffineries qui traitent notre production exclusive soient fermées ou subissent des bris d'équipement ou d'autres accidents; notre capacité d'exploiter nos installations du secteur Sables pétrolifères de façon fiable afin de respecter nos objectifs de production; le rendement des installations récemment mises en service, ce rendement étant difficile à prévoir durant la période d'exploitation initiale; le risque que des travaux de maintenance achevés n'améliorent pas nos résultats d'exploitation ni la capacité de production des installations visées; notre dépendance à l'égard de la capacité de transport des pipelines et d'autres contraintes logistiques qui pourraient compromettre notre capacité de distribuer nos produits sur le marché; notre capacité de financer les dépenses en immobilisations de croissance et de maintien du secteur Sables pétrolifères; la disponibilité des charges d'alimentation de bitume pour nos activités de valorisation, qui pourrait souffrir de la piètre qualité du minerai, de la maintenance non planifiée du matériel minier et des usines d'extraction, du stockage des résidus, du rendement des gisements et des installations in situ ou de la non-disponibilité de bitume venant de tiers; les charges d'exploitation soumises aux pressions inflationnistes liées à la main-d'œuvre et influencées par la volatilité du prix du gaz naturel et des autres sources d'énergie utilisées dans le procédé de traitement des sables pétrolifères; notre capacité de mener à bien des projets, y compris des travaux de maintenance planifiés, en respectant les échéanciers et les budgets prévus, capacité qui pourrait être touchée par la concurrence d'autres projets (dont d'autres projets d'exploitation de sables pétrolifères) pour les biens et services et les infrastructures dans la région albertaine de Wood Buffalo et dans la région environnante (notamment les habitations, le réseau routier et les établissements d'enseignement); les risques et les incertitudes liés à l'obtention des autorisations réglementaires et à la consultation des parties intéressées pour exercer des activités de prospection et de mise en valeur; les modifications apportées à la législation sur les redevances et l'impôt et aux conventions connexes qui sont susceptibles de toucher nos activités; le risque que nos activités et nos projets de construction soient interrompus en conséquence de nos relations avec les syndicats représentant le personnel de nos installations; les modifications apportées à la réglementation et aux lois environnementales.

Les facteurs influant sur les activités de notre secteur E&P sont, entre autres, les suivants : la volatilité du cours du pétrole brut et du gaz naturel; les risques et les incertitudes d'exploitation inhérents à nos activités d'exploitation pétrolière et gazière, y compris les formations ou les pressions inattendues, la déplétion prématurée des gisements, les incendies, les éruptions, les bris d'équipement et autres accidents, les flux non contrôlables de pétrole brut, de gaz naturel ou de liquides de puits, la pollution et d'autres risques environnementaux; le risque que des travaux de maintenance achevés n'améliorent pas nos résultats d'exploitation ni la capacité de production des installations touchées; les conditions météorologiques défavorables susceptibles d'interrompre la production provenant de certains actifs ou de perturber certains programmes de forage, ce qui pourrait entraîner une hausse des coûts ou des retards dans les nouvelles activités de production; les risques d'ordre politique, économique et socio-économique associés aux activités de Suncor à l'étranger, y compris le caractère imprévisible des activités d'exploitation en Libye en raison de l'agitation politique persistante et le risque que les activités de Suncor en Syrie continuent d'être perturbées par des sanctions et des troubles politiques; les risques et les incertitudes associés à la consultation des parties intéressées et à l'obtention des autorisations réglementaires nécessaires pour exercer des activités de prospection et de mise en valeur; le risque que nos activités et nos projets de construction soient interrompus en conséquence de nos relations avec les syndicats représentant le personnel de nos installations; la demande du marché pour les droits miniers et les biens productifs, d'où le risque de subir une perte si nous vendons des actifs ou le risque de voir augmenter le coût lié à l'acquisition de biens.

Les facteurs influant sur les activités de notre secteur R&C sont, entre autres, les suivants : les fluctuations de la demande et de l'offre de produits raffinés, ce qui pourrait avoir une incidence sur les marges de la Société; la concurrence sur le marché, notamment celle venant de nouveaux concurrents potentiels; notre capacité d'exploiter de façon fiable nos

installations de raffinage et de commercialisation afin de respecter nos objectifs de production et de vente; le risque que des travaux de maintenance achevés n'améliorent pas nos résultats d'exploitation ni la capacité de production des installations touchées; des risques et des incertitudes susceptibles de perturber les calendriers de construction ou de maintenance planifiés, y compris la disponibilité de la main-d'œuvre et d'autres répercussions de projets concurrents qui comptent sur les mêmes ressources durant la même période; le risque que nos activités et nos projets de construction soient interrompus en conséquence de nos relations avec les syndicats ou les associations d'employés représentant le personnel de nos raffineries et de nos centres de distribution.

Les autres risques, incertitudes et facteurs susceptibles d'influencer les résultats financiers et d'exploitation de tous les secteurs et activités de Suncor sont, entre autres, les suivants : les changements dans la conjoncture économique, les conditions du marché et les conditions commerciales touchant notamment le prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; les fluctuations de l'offre et de la demande pour les produits de Suncor; la mise en œuvre réussie et en temps opportun des projets d'investissement, y compris les projets de croissance et les projets réglementaires; les mesures prises par les sociétés concurrentes, y compris la concurrence accrue d'autres sociétés pétrolières et gazières ou de sociétés qui fournissent des sources d'énergie de remplacement; les pénuries de main-d'œuvre et de matériel; les mesures prises par les pouvoirs publics, y compris les taxes et impôts ou les avis de nouvelle cotisation ou les modifications apportées aux frais et aux redevances; la capacité et la volonté des parties avec qui Suncor a des liens importants de s'acquitter de leurs obligations à l'égard de la Société; des interruptions aux infrastructures de tiers qui pourraient entraîner des arrêts de production; la survenance d'imprévus, tels que des incendies, pannes de matériel et autres événements semblables touchant Suncor ou d'autres parties dont les activités ou actifs se répercutent directement ou indirectement sur Suncor; les risques d'atteintes à la sécurité des systèmes informatiques de Suncor par suite de piratages informatiques ou de cyberterrorismes, et la non-disponibilité ou l'incapacité des systèmes de fonctionner comme prévu qui pourrait en découler; notre capacité de découvrir et de mettre en valeur de nouvelles réserves pétrolières et gazières de façon rentable; l'exactitude des estimations des réserves, des ressources et de la production future de Suncor; l'instabilité du marché qui nuit à la capacité de Suncor d'obtenir du financement à des taux acceptables sur le marché des capitaux d'emprunt; le maintien d'un ratio dette/flux de trésorerie optimal; le succès des initiatives de gestion du risque déployées par la Société à l'aide d'instruments dérivés et d'autres instruments financiers; les coûts afférents à la conformité aux lois environnementales actuelles et futures, y compris les lois relatives au changement climatique; les risques et les incertitudes associés à la clôture d'une transaction d'achat ou de cession d'actifs pétroliers ou gaziers, notamment en ce qui a trait à la contrepartie à verser ou à recevoir pour cette transaction, la capacité des contreparties à remplir leurs obligations en temps opportun et à obtenir toute autorisation requise (et habituelle pour ce type de transaction) des autorités de réglementation ou de tierces parties, ce qui est indépendant de la volonté de Suncor; et l'exactitude des estimations de coûts, dont certaines sont fournies au stade de la conception ou à d'autres stades préliminaires des projets et avant le commencement ou la conception des études techniques détaillées nécessaires à la réduction de la marge d'erreur et à l'augmentation du degré d'exactitude. La liste de ces facteurs importants n'est pas exhaustive.

Bon nombre de ces facteurs de risque et des autres hypothèses sous-jacentes aux énoncés de nature prospective sont examinés plus en détail tout au long du présent document, et dans le rapport de gestion annuel de 2015 et la notice annuelle de 2015 ainsi que le formulaire 40-F de la Société déposés auprès des commissions des valeurs mobilières du Canada sur www.sedar.com et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis sur www.sec.gov. Le lecteur est également invité à se reporter aux facteurs de risque et aux hypothèses décrits dans d'autres documents que Suncor dépose de temps à autre auprès des autorités en valeurs mobilières. On peut obtenir sans frais des exemplaires de ces documents en s'adressant à la Société.

Les énoncés prospectifs contenus dans le présent document sont formulés à la date de ce document. À moins que les lois sur les valeurs mobilières applicables ne l'exigent, nous n'assumons aucune obligation de mettre à jour publiquement ou de réviser de quelque autre façon ces énoncés prospectifs ou les risques et hypothèses susmentionnés qui influent sur ces énoncés, que ce soit par suite de l'obtention de nouveaux renseignements ou de la survenance d'événements futurs, ou pour toute autre raison.

ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de douze mois	
	2016	31 décembre 2015	2016	closes les 31 décembre 2015
Produits des activités ordinaires et autres produits				
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances (note 3)	7 840	6 499	26 807	29 208
Autres produits (note 7)	301	94	161	472
	8 141	6 593	26 968	29 680
Charges				
Achats de pétrole brut et de produits	2 402	2 673	9 877	11 590
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	2 536	2 223	9 150	8 607
Transport	279	278	1 072	1 085
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	1 601	3 529	6 117	7 500
Prospection	86	67	289	478
Profit à la cession d'actifs	(21)	(5)	(68)	(110)
Charges financières (note 11)	532	496	445	2 557
	7 415	9 261	26 882	31 707
Résultat avant impôt	726	(2 668)	86	(2 027)
Impôt sur le résultat (note 12)				
Exigible	265	74	153	892
Différé	(70)	(735)	(512)	(924)
	195	(661)	(359)	(32)
Résultat net	531	(2 007)	445	(1 995)
Résultat net attribuable aux :				
Actionnaires ordinaires	531	(2 007)	434	(1 995)
Participation ne donnant pas le contrôle (note 4)	—	—	11	—
	531	(2 007)	445	(1 995)
Autres éléments du résultat global				
Éléments reclassés en résultat net				
Profit réalisé à la cession d'actifs disponibles à la vente, déduction faite de l'impôt de 13 \$ (note 20)	—	—	—	(85)
Éléments susceptibles d'être reclassés ultérieurement en résultat net				
Ajustement au titre des écarts de conversion	36	131	(258)	846
Éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net				
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt	450	157	(24)	212
Autres éléments du résultat global	486	288	(282)	973
Résultat global	1 017	(1 719)	163	(1 022)
Par action ordinaire (en dollars) (note 13)				
Résultat net de base et dilué	0,32	(1,38)	0,28	(1,38)
Résultat net de base et dilué attribuable aux actionnaires ordinaires	0,32	(1,38)	0,27	(1,38)
Dividendes en trésorerie	0,29	0,29	1,16	1,14

Se reporter aux notes annexes.

ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

(non audité)

(en millions de dollars)	31 décembre 2016 (voir la note 4)	31 décembre 2015
Actif		
Actif courant		
Trésorerie et équivalents	3 016	4 049
Créances	3 182	2 751
Stocks	3 240	3 090
Impôt sur le résultat à recouvrer	376	538
Actifs détenus en vue de la vente (note 6)	1 205	—
Total de l'actif courant	11 019	10 428
Immobilisations corporelles, montant net		
Prospection et évaluation	2 038	1 681
Autres actifs	1 248	1 153
Goodwill et autres immobilisations incorporelles	3 075	3 079
Actifs d'impôt différé	63	35
Total de l'actif	88 702	77 527
Passif et capitaux propres		
Passif courant		
Dettes à court terme	1 273	747
Tranche courante de la dette à long terme	54	70
Dettes et charges à payer	5 588	5 306
Tranche courante des provisions	781	769
Impôt à payer	224	244
Passifs associés aux actifs détenus en vue de la vente (note 6)	197	—
Total du passif courant	8 117	7 136
Dette à long terme		
Autres passifs non courants	2 067	1 573
Provisions (note 19)	6 542	5 339
Passifs d'impôt différé	11 243	9 954
Capitaux propres	44 630	39 039
Total du passif et des capitaux propres	88 702	77 527

Se reporter aux notes annexes.

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de douze mois	
	31 décembre 2016	31 décembre 2015	closes les 2016	closes les 31 décembre 2015
Activités d'exploitation				
Résultat net	531	(2 007)	445	(1 995)
Ajustements au titre des éléments suivants :				
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	1 601	3 529	6 117	7 500
Impôt sur le résultat différé	(70)	(735)	(512)	(924)
Charge de désactualisation	65	51	269	197
Perte (profit) de change latente sur la dette libellée en dollars américains	313	386	(458)	1 967
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	(272)	37	(7)	87
Profit à la cession d'actifs	(21)	(5)	(68)	(110)
Perte sur l'extinction d'une dette à long terme (note 11)	—	—	99	—
Rémunération fondée sur des actions	201	70	142	18
Prospection	65	41	204	255
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(63)	(47)	(269)	(302)
Autres	15	(26)	26	113
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	426	149	(308)	78
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 791	1 443	5 680	6 884
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	(1 572)	(2 030)	(6 582)	(6 667)
Trésorerie acquise dans le cadre de l'acquisition de Canadian Oil Sands Limited (note 4)	—	—	109	—
Acquisitions (notes 4, 5, 16)	(68)	(360)	(1 014)	(360)
Produit de la cession d'actifs	33	6	229	277
Autres placements	(14)	(7)	(25)	(18)
Augmentation du fonds de roulement hors trésorerie	(179)	(26)	(224)	(3)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(1 800)	(2 417)	(7 507)	(6 771)
Activités de financement				
Variation nette de la dette à court terme	(719)	(25)	531	(203)
Remboursement sur la dette à long terme	(14)	(16)	(1 693)	(55)
Émission de dette à long terme (note 11)	—	—	993	—
Émissions d'actions ordinaires aux termes des régimes d'options sur actions	116	19	133	95
(Rachat) émissions d'actions ordinaires (notes 10 et 14)	—	(3)	2 782	(43)
Dividendes versés sur les actions ordinaires	(483)	(419)	(1 877)	(1 648)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(1 100)	(444)	869	(1 854)
Diminution de la trésorerie et de ses équivalents	(109)	(1 418)	(958)	(1 741)
Incidence du change sur la trésorerie et ses équivalents	23	58	(75)	295
Trésorerie et équivalents à l'ouverture de la période	3 102	5 409	4 049	5 495
Trésorerie et équivalents à la clôture de la période	3 016	4 049	3 016	4 049
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie				
Intérêts payés	395	374	992	881
Impôt sur le résultat (reçu) payé	(105)	112	(161)	1 424

Se reporter aux notes annexes.

ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

(non audité)

(en millions de dollars)	Capital- actions	Surplus d'apport	Cumul des autres éléments du résultat global	Participation ne donnant pas le contrôle	Résultats non distribués	Total	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)
31 décembre 2014	19 311	609	504	—	21 179	41 603	1 444 119
Perte nette	—	—	—	—	(1 995)	(1 995)	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	846	—	—	846	—
Profit réalisé à la cession d'actifs disponibles à la vente, déduction faite de l'impôt de 13 \$ (note 20)	—	—	(85)	—	—	(85)	—
Gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 75 \$	—	—	—	—	212	212	—
Résultat global	—	—	761	—	(1 783)	(1 022)	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	125	(20)	—	—	—	105	3 124
Émissions aux termes du régime de réinvestissement des dividendes	47	—	—	—	(47)	—	—
Achat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 10)	(17)	—	—	—	(26)	(43)	(1 230)
Rémunération fondée sur des actions	—	44	—	—	—	44	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(1 648)	(1 648)	—
31 décembre 2015	19 466	633	1 265	—	17 675	39 039	1 446 013
Bénéfice net	—	—	—	11	434	445	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	(258)	—	—	(258)	—
Perte actuarielle des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 5 \$	—	—	—	—	(24)	(24)	—
Résultat global	—	—	(258)	11	410	163	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	216	(84)	—	—	—	132	3 983
Émissions contre trésorerie, déduction faite de l'impôt de 26 \$ (note 14)	2 808	—	—	—	—	2 808	82 225
Émissions dans le cadre de l'acquisition de Canadian Oil Sands Ltd. (note 4)	3 154	—	—	1 172	—	4 326	98 814
Transactions sur capitaux propres en vue d'éliminer la participation ne donnant pas le contrôle dans Canadian Oil Sands Ltd. (note 4)	1 298	—	—	(1 183)	(115)	—	36 879
Rémunération fondée sur des actions	—	39	—	—	—	39	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(1 877)	(1 877)	—
31 décembre 2016	26 942	588	1 007	—	16 093	44 630	1 667 914

Se reporter aux notes annexes.

NOTES ANNEXES

(non audité)

1. ENTITÉ PRÉSENTANT L'INFORMATION FINANCIÈRE ET DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

Suncor Énergie Inc. (« Suncor » ou la « Société ») est une société d'énergie intégrée dont le siège social se trouve au Canada. Les activités de Suncor consistent en la mise en valeur et la valorisation des sables pétrolifères, la production pétrolière et gazière terrestre et extracôtière, le raffinage du pétrole et la commercialisation des produits, principalement sous la marque Petro-Canada. Les états financiers consolidés de la Société englobent la Société et ses filiales, ainsi que les participations de la Société dans des entreprises associées et des partenariats.

L'adresse du siège social de la Société est la suivante : 150 – 6th Avenue S.W., Calgary (Alberta) Canada T2P 3E3.

2. MODE DE PRÉSENTATION

a) Déclaration de conformité

Les présents états financiers consolidés intermédiaires résumés ont été établis conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS »), plus précisément la Norme comptable internationale (« IAS ») 34 *Information financière intermédiaire* publiée par l'International Accounting Standards Board. Il s'agit d'états financiers résumés qui ne contiennent donc pas toute l'information exigée pour des états financiers annuels et qui doivent être lus en parallèle avec les états financiers consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2015.

Les méthodes appliquées pour les présents états financiers consolidés intermédiaires résumés sont fondées sur les IFRS publiées et en vigueur au 31 décembre 2015.

Des chiffres comparatifs ont été reclassés afin que leur présentation soit conforme à celle des états financiers de l'exercice écoulé; ainsi, les produits des activités ordinaires et charges de la Société liés à l'éthanol, qui étaient présentés dans Siège social, négociation de l'énergie et éliminations, sont désormais présentés dans Raffinage et commercialisation. Le reclassement s'est traduit par une augmentation du bénéfice net du secteur Raffinage et commercialisation et un accroissement de la perte nette de Siège social, négociation de l'énergie et éliminations de 7 M\$ pour le trimestre clos le 31 décembre 2015 et de 40 M\$ pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2015.

b) Base d'évaluation

Les états financiers consolidés ont été préparés selon la méthode du coût historique, à l'exception de ce qui est mentionné dans le sommaire des méthodes comptables présenté dans les états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.

c) Monnaie fonctionnelle et monnaie de présentation

Les présents états financiers consolidés sont présentés en dollars canadiens, monnaie fonctionnelle de la Société.

d) Recours à des estimations et au jugement

Pour préparer en temps opportun les états financiers, la direction doit faire des estimations, élaborer des hypothèses et exercer son jugement. Par conséquent, les résultats réels peuvent différer des montants estimatifs lorsque des événements futurs prévus se produisent. Les estimations et jugements importants utilisés dans la préparation des états financiers sont mentionnés dans les états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.

e) Impôt sur le résultat

La Société comptabilise l'incidence des changements de taux d'impôt dans le résultat de la période au cours de laquelle les taux révisés sont pratiquement en vigueur.

f) Actifs détenus en vue de la vente

Les actifs et les passifs sont classés comme étant détenus en vue de la vente si on s'attend à ce que leurs valeurs comptables soient recouvrées dans le cadre d'une transaction de vente plutôt que par l'utilisation continue. Les actifs ou groupes destinés à être cédés sont évalués au plus faible de leur valeur comptable et de leur juste valeur diminuée des coûts de la vente. Les pertes de valeur au classement initial de même que les écarts de réévaluation ultérieurs sont comptabilisés dans la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur. Lorsqu'un actif ou un groupe destiné à la vente est cédé, les profits ou les pertes sur la vente sont comptabilisés dans (le profit) la perte à la cession d'actifs. Les actifs classés comme étant détenus en vue de la vente ne sont pas amortis.

3. INFORMATION SECTORIELLE

Les secteurs d'exploitation de la Société sont présentés en fonction de la nature de leurs produits et de leurs services et de la responsabilité de la direction.

Les ventes intersectorielles de pétrole brut et de gaz naturel sont comptabilisées aux valeurs de marché et prises en compte, aux fins de la présentation de l'information sectorielle, dans les produits des activités ordinaires du secteur faisant le transfert et dans les charges du secteur recevant le transfert. Ces montants sont éliminés à la consolidation.

Trimestres clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
							(retraité)	(retraité)		
Produits des activités ordinaires et autres produits										
Produits bruts	2 514	1 575	741	505	4 663	4 443	21	19	7 939	6 542
Produits intersectoriels	842	442	1	—	12	13	(855)	(455)	—	—
Moins les redevances	(4)	(10)	(95)	(33)	—	—	—	—	(99)	(43)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	3 352	2 007	647	472	4 675	4 456	(834)	(436)	7 840	6 499
Autres produits (pertes)	8	68	—	14	(10)	47	303	(35)	301	94
	3 360	2 075	647	486	4 665	4 503	(531)	(471)	8 141	6 593
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	101	136	—	—	3 095	2 988	(794)	(451)	2 402	2 673
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	1 634	1 317	115	126	586	573	201	207	2 536	2 223
Transport	177	170	21	22	95	100	(14)	(14)	279	278
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	1 038	1 260	294	2 063	196	176	73	30	1 601	3 529
Prospection	—	8	86	59	—	—	—	—	86	67
Profit à la cession d'actifs	—	—	—	—	(21)	(4)	—	(1)	(21)	(5)
(Charges financières) produits financiers	58	36	20	22	(2)	(2)	456	440	532	496
	3 008	2 927	536	2 292	3 949	3 831	(78)	211	7 415	9 261
Résultat avant impôt	352	(852)	111	(1 806)	716	672	(453)	(682)	726	(2 668)
Impôt sur le résultat										
Exigible	90	(62)	101	36	195	202	(121)	(102)	265	74
Différé	(14)	(174)	(44)	(579)	(3)	(36)	(9)	54	(70)	(735)
	76	(236)	57	(543)	192	166	(130)	(48)	195	(661)
Résultat net	276	(616)	54	(1 263)	524	506	(323)	(634)	531	(2 007)
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	1 057	1 267	310	375	183	356	22	32	1 572	2 030

Périodes de 12 mois closes les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
						(retraité)		(retraité)		
Produits des activités ordinaires et autres produits										
Produits bruts	7 229	7 174	2 329	2 524	17 459	19 839	55	52	27 072	29 589
Produits intersectoriels	2 293	2 158	115	88	108	43	(2 516)	(2 289)	—	—
Moins les redevances	(52)	(114)	(213)	(267)	—	—	—	—	(265)	(381)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	9 470	9 218	2 231	2 345	17 567	19 882	(2 461)	(2 237)	26 807	29 208
Autres produits	26	146	45	150	16	86	74	90	161	472
	9 496	9 364	2 276	2 495	17 583	19 968	(2 387)	(2 147)	26 968	29 680
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	548	319	—	3	11 754	13 571	(2 425)	(2 303)	9 877	11 590
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	5 777	5 220	483	502	2 203	2 219	687	666	9 150	8 607
Transport	666	645	86	98	366	388	(46)	(46)	1 072	1 085
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	3 864	3 583	1 381	3 106	702	685	170	126	6 117	7 500
Prospection	30	120	259	358	—	—	—	—	289	478
(Profit) perte à la cession d'actifs	(33)	8	—	(5)	(35)	(109)	—	(4)	(68)	(110)
Charges financières (produits financiers)	234	150	82	82	10	(14)	119	2 339	445	2 557
	11 086	10 045	2 291	4 144	15 000	16 740	(1 495)	778	26 882	31 707
Résultat avant impôt	(1 590)	(681)	(15)	(1 649)	2 583	3 228	(892)	(2 925)	86	(2 027)
Impôt sur le résultat										
Exigible	(363)	3	301	344	681	943	(466)	(398)	153	892
Différé	(78)	172	(506)	(1 235)	12	(21)	60	160	(512)	(924)
	(441)	175	(205)	(891)	693	922	(406)	(238)	(359)	(32)
Résultat net	(1 149)	(856)	190	(758)	1 890	2 306	(486)	(2 687)	445	(1 995)
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	4 724	4 181	1 139	1 459	685	821	34	206	6 582	6 667

4. ACQUISITION DE CANADIAN OIL SANDS

Le 5 février 2016, Suncor a obtenu le contrôle de Canadian Oil Sands Limited (« COS ») en faisant l'acquisition de 73 % des actions ordinaires en circulation de COS, en contrepartie de 0,28 action ordinaire de Suncor par action de COS déposée. L'acquisition a donné lieu à l'émission de 98,9 millions d'actions ordinaires de Suncor, qui avaient une juste valeur de 31,88 \$ chacune selon le cours de clôture à la TSX à la date d'acquisition.

COS détenait une participation de 36,74 % dans le partenariat Syncrude. Suncor a fait l'acquisition de COS afin de tirer parti des synergies d'exploitation et des économies d'échelle qui devraient découler du regroupement des participations des deux sociétés dans Syncrude.

Contrepartie de l'achat

Nombre d'actions ordinaires de COS déposées (en millions)	353,3
Multiplié par le ratio d'échange des actions	0,28
Nombre d'actions ordinaires de Suncor émises (en millions)	98,9
Cours de l'action à la date d'acquisition	31,88 \$
Juste valeur de la contrepartie (en millions de dollars)	3 154

Le 22 février 2016 et le 21 mars 2016, Suncor a acquis le reste des 131,3 millions d'actions en circulation de COS selon les mêmes conditions que celles de l'acquisition initiale, ce qui a donné lieu à l'émission de 36,7 millions d'actions ordinaires supplémentaires de Suncor, ce qui s'est traduit par un prix d'acquisition total de 4,452 G\$. Les justes valeurs estimatives des actifs nets acquis n'ont pas été ajustées pour tenir compte de la variation du cours de l'action de Suncor aux dates des transactions subséquentes.

Répartition du prix d'achat

L'acquisition a été comptabilisée comme un regroupement d'entreprises selon la méthode de l'acquisition, par laquelle les actifs nets acquis et les passifs repris sont constatés à la juste valeur, exception faite de l'obligation au titre des avantages sociaux futurs, qui correspond à la valeur actuelle de l'obligation nette. La répartition du prix d'achat se fonde sur les meilleures estimations de la direction quant à la juste valeur des actifs et passifs de COS au 5 février 2016.

(en millions de dollars)

Trésorerie	109
Créances	231
Stocks	135
Autres actifs	105
Immobilisations corporelles	9 476
Prospection et évaluation	602
Total des actifs acquis	10 658
Dettes et charges à payer	(375)
Dettes à long terme	(2 639)
Avantages sociaux futurs	(323)
Provision pour démantèlement	(1 169)
Impôt sur le résultat différé	(1 826)
Total des passifs pris en charge	(6 332)
Actifs nets de COS	4 326
Participation ne donnant pas le contrôle	(1 172)
Actifs nets acquis	3 154

La juste valeur de la trésorerie, des créances et des autres actifs courants, ainsi que des dettes et charges à payer se rapproche de leur valeur comptable en raison de l'échéance à court terme de ces instruments. La juste valeur des stocks de brut et de la dette à long terme est établie au moyen des prix cotés et des taux obtenus auprès des sources de fixation de prix disponibles. La juste valeur des stocks de matières et de fournitures se rapproche de leur valeur comptable en raison de leur taux de rotation à court terme. La juste valeur des immobilisations corporelles et de la provision pour démantèlement a été établie selon la méthode des flux de trésorerie futurs attendus. Les principales hypothèses utilisées aux fins des calculs sont les taux d'actualisation, les prix des marchandises futurs, le calendrier des activités de mise en valeur, les projections concernant les réserves de pétrole, ainsi que l'estimation des coûts d'abandon et de remise en état de la mine et des installations.

Le tableau suivant présente la juste valeur de la dette de COS acquise par Suncor.

(en millions de dollars)	5 février 2016
Emprunts à échéance fixe, remboursables au gré de la Société	
Billets à 7,75 %, échéant en 2019 (500 \$ US)	755
Billets à 7,90 %, échéant en 2021 (250 \$ US)	389
Billets à 4,50 %, échéant en 2022 (400 \$ US)	515
Billets à 8,20 %, échéant en 2027 (74 \$ US)	114
Billets à 6,00 %, échéant en 2042 (300 \$ US)	316
Total des billets	2 089
Facilité de crédit	550
Total de la dette à long terme	2 639

Au cours du deuxième trimestre de 2016, la Société a repris, dans le cadre de l'acquisition de COS, une dette de 688 M\$ US. La Société a aussi remboursé environ 600 M\$ sur la facilité de crédit acquise dans le cadre de l'acquisition de COS (note 11).

La participation ne donnant pas le contrôle a été évaluée initialement au montant de la quote-part revenant à la participation ne donnant pas le contrôle des actifs identifiables nets acquis. Les transactions subséquentes, le 22 février 2016 et le 21 mars 2016, ont été comptabilisées comme des transactions sur capitaux propres avec les actionnaires et ont éliminé le solde de la participation ne donnant pas le contrôle. Suncor a comptabilisé directement en capitaux propres l'écart entre la juste valeur des actions ordinaires émises et la participation ne donnant pas le contrôle inscrite le 5 février 2016. Pour la période du 5 février 2016 au 21 mars 2016, durant laquelle Suncor ne détenait pas la totalité des actions, un bénéfice net de 11 M\$ attribuable à la participation ne donnant pas le contrôle a été dégagé.

Dans le cadre de l'acquisition, la Société a également repris divers engagements d'un montant non actualisé de 3,0 G\$ relatifs aux pipelines et au stockage. Ces contrats ont des durées d'un an à 24 ans, et les paiements ont commencé au premier trimestre de 2016.

Des coûts d'acquisition de 29 M\$ ont été inscrits au poste des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux, à l'état consolidé du résultat global de la période de 12 mois close le 31 décembre 2016.

L'acquisition de COS a contribué à hauteur de 1,9 G\$ aux produits bruts et a entraîné une perte nette consolidée de 69 M\$ entre la date d'acquisition et le 31 décembre 2016.

Si l'acquisition de COS avait eu lieu le 1^{er} janvier 2016, elle aurait contribué à hauteur de 2,1 G\$ aux produits bruts et entraîné une perte nette consolidée de 105 M\$, ce qui se serait traduit par des produits bruts de 27 G\$ et un bénéfice net consolidé de 408 M\$ pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2016.

5. ACQUISITION DE PARTICIPATIONS SUPPLÉMENTAIRES DANS SYNCRUDE

Le 23 juin 2016, Suncor a clôturé l'acquisition auprès de la filiale canadienne de Murphy Oil Corporation d'une participation supplémentaire de 5 % dans le projet Syncrude pour un prix d'achat après ajustements de 946 M\$. L'acquisition a fait passer la participation de Suncor dans le projet à 53,74 %.

L'acquisition a été comptabilisée comme un regroupement d'entreprises selon la méthode de l'acquisition. La répartition du prix d'achat se fonde sur les meilleures estimations de la direction quant à la juste valeur des actifs et des passifs de Syncrude au 23 juin 2016.

(en millions de dollars)

Créances	8
Stocks	19
Immobilisations corporelles	1 330
Prospection et évaluation	82
Total des actifs acquis	1 439
Dettes et charges à payer	(29)
Avantages sociaux futurs	(49)
Provision pour démantèlement	(187)
Impôt différé	(228)
Total des passifs pris en charge	(493)
Actifs nets acquis	946

La juste valeur des créances et des dettes se rapproche de leur valeur comptable en raison de l'échéance à court terme de ces instruments. La juste valeur des stocks de brut est établie au moyen des prix cotés et des taux obtenus auprès des sources de fixation de prix disponibles. La juste valeur des stocks de matières et de fournitures se rapproche de leur valeur comptable en raison de leur taux de rotation à court terme. La juste valeur des immobilisations corporelles et de la provision pour démantèlement a été établie selon la méthode des flux de trésorerie attendus. Les principales hypothèses utilisées aux fins des calculs sont les taux d'actualisation, les prix des marchandises futurs, le calendrier des activités de mise en valeur, les projections concernant les réserves de pétrole, ainsi que l'estimation des coûts d'abandon et de remise en état de la mine et des installations. Toutes les principales hypothèses ont été appliquées de la même manière que pour l'acquisition de COS (note 4).

La participation supplémentaire dans Syncrude a contribué à hauteur de 191 M\$ aux produits bruts et à hauteur de 7 M\$ au bénéfice net consolidé depuis la date d'acquisition jusqu'au 31 décembre 2016.

Si l'acquisition avait eu lieu le 1^{er} janvier 2016, la participation supplémentaire aurait contribué à hauteur de 275 M\$ aux produits bruts et entraîné une perte nette consolidée de 26 M\$, ce qui se serait traduit par des produits bruts de 27 G\$ et un bénéfice net consolidé de 412 M\$ pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2016.

6. ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE

Au 30 juin 2016, la Société avait reclassé les actifs et les passifs liés à son usine de lubrifiants et à l'infrastructure qui s'y rattache dans les actifs détenus en vue de la vente. L'entreprise de lubrifiants est présentée dans le secteur Raffinage et commercialisation. Voir la note 21 pour la clôture de la vente.

Le tableau ci-dessous présente les actifs et les passifs de l'entreprise de lubrifiants qui étaient détenue en vue de la vente au 31 décembre 2016 :

(en millions de dollars)

Actifs	
Créances	209
Frais payés d'avance	3
Stocks	258
Immobilisations corporelles, montant net	428
Total des actifs	898
Passifs	
Dettes et charges à payer	72
Impôt à payer	3
Obligation au titre des prestations de retraite	20
Impôt différé	71
Total des passifs	166

Au 30 septembre 2016, la Société a également reclassé certains actifs et passifs liés à l'énergie renouvelable dans les actifs détenus en vue de la vente. Suncor a amorcé un processus en vue de vendre ces actifs et prévoit qu'une vente pourrait avoir lieu dans les neuf prochains mois. Les activités liées à l'énergie renouvelable sont présentées dans le secteur Siège social. Voir la note 21 pour la vente du parc éolien de Cedar Point, inclus ci-dessous dans les actifs et passifs détenus en vue de la vente.

Le tableau ci-dessous présente les actifs et les passifs des activités d'énergie renouvelable qui étaient détenues en vue de la vente au 31 décembre 2016 :

(en millions de dollars)

Actifs	
Créances	23
Immobilisations corporelles, montant net	284
Total des actifs	307
Passifs	
Dettes et charges à payer	12
Autres passifs non courants	10
Provisions	9
Total des passifs	31

7. AUTRES PRODUITS

Les autres produits se composent de ce qui suit :

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2016	31 décembre 2015	2016	31 décembre 2015
Activités de négociation de l'énergie				
Profits latents (pertes latentes) comptabilisés en résultat au cours de la période	16	22	(47)	28
Augmentation (diminution) de la valeur des stocks	14	(27)	62	43
Activités de gestion des risques ¹⁾	228	41	(25)	93
Produit financier et produit d'intérêts	21	11	77	62
Subventions au titre des projets d'énergie renouvelable	5	5	24	30
Produits liés aux instruments d'atténuation des risques et produits d'assurance ²⁾	15	—	41	121
Variation de la valeur des engagements relatifs au pipeline et autres	2	42	29	95
	301	94	161	472

- 1) Inclut des variations de juste valeur liées à des contrats dérivés à court terme dans les secteurs Sables pétrolifères et Raffinage et commercialisation, et des swaps différés de taux d'intérêt à long terme dans le secteur Siège social.
- 2) Inclut le produit d'assurance dommages matériels inscrit au quatrième trimestre de 2016 pour Syncrude dans le secteur Sables pétrolifères et le produit d'assurance dommages matériels inscrit au deuxième trimestre de 2016 ainsi que le produit d'assurance contre les pertes d'exploitation inscrit au premier trimestre de 2015 pour les actifs de Terra Nova du secteur Exploration et production.

8. DÉPRÉCIATION ET DÉCOMPTABILISATION D'ACTIFS

Au cours du quatrième trimestre de 2016, la Société a décomptabilisé un montant après impôt de 40 M\$ se rapportant à certains actifs de valorisation et de logistique du secteur Sables pétrolifères, en raison de l'incertitude quant aux avantages futurs tirés de ces actifs. La Société a également décomptabilisé un montant après impôt de 31 M\$ dans le secteur Siège social relativement à un investissement initial dans un pipeline non aménagé et dans certains actifs de mise en valeur d'énergie renouvelable, en raison de l'incertitude quant aux avantages futurs tirés de ces actifs.

Les pertes de valeur d'actifs suivantes ont été inscrites au quatrième trimestre de 2015.

SABLES PÉTROLIFÈRES

Projet minier Joslyn

En raison de la baisse des prix du pétrole brut, la Société a soumis à un test de dépréciation la valeur comptable résiduelle de sa participation dans le projet minier Joslyn au 31 décembre 2015. À la suite de ce test, elle a comptabilisé une perte de valeur après impôt de 290 M\$ pour ses actifs de prospection et d'évaluation. La valeur comptable résiduelle de la quote-part de la Société dans le projet minier Joslyn au 31 décembre 2015 était nulle.

Autres

Au quatrième trimestre de 2015, la Société a inscrit une perte de valeur après impôt de 96 M\$ dans le secteur Sables pétrolifères à la suite d'un examen de certains actifs, y compris des frais d'ingénierie liés à l'agrandissement *in situ*, qui ne cadrent plus avec les stratégies de croissance de Suncor et qui ne sont pas censés être réaffectés ou utilisés d'une autre manière.

EXPLORATION ET PRODUCTION

Libye

En raison de l'interruption de la production découlant de la fermeture prolongée de certains terminaux d'exportation en Libye, de l'agitation politique persistante, de dommages à des actifs confirmés au cours du trimestre et de l'incertitude croissante en ce qui concerne le moment où les activités de la Société reprendront leur cours normal dans ce pays, la

Société a soumis ses actifs à un test de dépréciation au 31 décembre 2015, selon la méthode de la juste valeur diminuée des coûts de la vente. Elle a utilisé la méthode des flux de trésorerie attendus et a appliqué un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque de 17 % pour effectuer le calcul. À la suite du test, la Société a réduit la valeur comptable résiduelle de ses immobilisations corporelles, de ses actifs de prospection et d'évaluation et de ses stocks en Libye, ce qui s'est traduit par une perte de valeur après impôt de 415 M\$.

Autres

En raison du contexte de baisse du prix du pétrole brut, la Société a soumis ses actifs du secteur Exploration et production à des tests de dépréciation au 31 décembre 2015. Les tests ont été effectués selon la méthode de la juste valeur diminuée des coûts de la vente. La méthode des flux de trésorerie attendus a été utilisée d'après les données sur les réserves à la fin de 2015 et selon les hypothèses suivantes :

- prévisions du prix du Brent de 46,60 \$ US/b en 2016; de 56,20 \$ US/b en 2017; et de 63,80 \$ US/b en 2018 (toutes en dollars courants), augmentant de 2 % par année par la suite et ajustées en fonction des écarts liés à l'emplacement et à la qualité propres aux actifs;
- taux d'actualisation ajusté en fonction du risque de 9,0 % sur les flux de trésorerie après impôt.

Par suite des tests de dépréciation, la Société a comptabilisé des pertes de valeur après impôt de 359 M\$ de la quote-part de la Société dans les actifs de White Rose; de 331 M\$ de sa quote-part dans les actifs de Golden Eagle; et de 54 M\$ de sa quote-part dans les actifs de Terra Nova. Au 31 décembre 2015, les valeurs comptables résiduelles des actifs de White Rose, de Golden Eagle et de Terra Nova s'établissaient respectivement à 520 M\$, 1,0 G\$ et 910 M\$.

Au cours du quatrième trimestre de 2015, la Société a comptabilisé une perte de valeur après impôt de 54 M\$ liée à certains actifs de prospection et d'évaluation sur la côte Est du Canada, en raison de l'incertitude entourant les projets de mise en valeur future.

9. RÉMUNÉRATION FONDÉE SUR DES ACTIONS

Le tableau ci-dessous résume la charge de rémunération fondée sur des actions comptabilisée pour tous les régimes au poste « Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ».

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2016	31 décembre 2015	2016	31 décembre 2015
Régimes dont les paiements sont réglés en actions	17	8	48	44
Régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie	189	69	395	254
	206	77	443	298

10. OFFRE PUBLIQUE DE RACHAT DANS LE COURS NORMAL DES ACTIVITÉS

Jusqu'au 4 août 2016, la Société pouvait racheter des actions dans le cadre d'une offre publique de rachat dans le cours normal des activités par l'entremise de la Bourse de Toronto, de la Bourse de New York ou d'autres plateformes de négociation. Aux termes de l'offre publique de rachat, la Société était autorisée à racheter, aux fins d'annulation, une tranche de ses actions ordinaires d'une valeur maximale d'environ 500 M\$ à partir du 5 août 2015 et jusqu'au 4 août 2016.

Le tableau suivant présente les rachats d'actions au cours de la période :

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2016	31 décembre 2015	2016	31 décembre 2015
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)				
Actions rachetées	—	70	—	1 230
Montants imputés aux postes suivants :				
Capital-actions	—	1	—	17
Résultats non distribués	—	2	—	26
Coût des rachats d'actions	—	3	—	43

Conformément aux lois sur les valeurs mobilières applicables, les rachats aux termes du programme ont été interrompus le 5 octobre 2015, en raison de l'offre faite aux actionnaires de COS. Les rachats par la Société n'ont pas repris après la clôture de l'offre et la Société n'a pas renouvelé son offre publique de rachat dans le cours normal des activités en réaction à la diminution des prix du pétrole brut.

11. CHARGES FINANCIÈRES

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2016	31 décembre 2015	2016	31 décembre 2015
Intérêts sur la dette	259	226	1 012	870
Intérêts incorporés à l'actif	(163)	(129)	(597)	(447)
Charge d'intérêts	96	97	415	423
Intérêts liés aux prestations de retraite et aux avantages complémentaires de retraite	14	13	59	52
Charge de désactualisation	65	51	269	197
Perte (profit) de change sur la dette libellée en dollars américains	313	386	(458)	1 967
Écarts de change et autres	44	(51)	61	(82)
Perte sur l'extinction d'une dette à long terme	—	—	99	—
	532	496	445	2 557

Au cours du deuxième trimestre de 2016, la Société a repris, dans le cadre de l'acquisition de COS (note 4), des dettes de filiales d'un capital de 688 M\$ US (891 M\$) (valeur comptable de 864 M\$), pour un montant de 751 M\$ US (973 M\$), comprenant des intérêts cumulés de 8 M\$ US (10 M\$), ce qui a donné lieu à une perte sur l'extinction d'une dette de 99 M\$. La Société a aussi remboursé environ 600 M\$ sur la facilité de crédit acquise dans le cadre de l'acquisition de COS.

Au cours du troisième trimestre de 2016, la Société a émis des billets à moyen terme de série 5 non garantis de premier rang d'un capital de 700 M\$ et échéant le 14 septembre 2026. Ces billets portent intérêt au taux de 3,00 % et leur prix a été fixé à 99,751 \$ le billet, pour un taux effectif de 3,029 %. La Société a aussi émis des billets à moyen terme de série 5 non garantis d'un capital de 300 M\$ et échéant le 13 septembre 2046. Ces billets portent intérêt au taux de 4,34 % et leur prix a été fixé à 99,900 \$ le billet, pour un taux effectif de 4,346 %.

12. IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

Au quatrième trimestre de 2016, la Cour canadienne de l'impôt a émis une ordonnance favorable, qui règle le litige fiscal précédemment divulgué de 1,3 G\$ avec l'Agence du revenu du Canada (l'« ARC »). Le litige concernait le traitement fiscal de pertes qui avaient été réalisées en 2007 au règlement de certains contrats dérivés. La Cour canadienne de l'impôt a confirmé le règlement de cette affaire entre Suncor et l'ARC, qui n'a entraîné aucun impôt, pénalité ou intérêt additionnel. La totalité des garanties que Suncor avait versées relativement à cette affaire lui ont été rendues.

Au quatrième trimestre de 2016, le gouvernement du Québec a adopté une baisse du taux d'impôt des sociétés, le faisant passer de 11,9 % à 11,5 %, baisse échelonnée de façon égale sur quatre ans à partir du 1^{er} janvier 2017. Par conséquent, la Société a réévalué ses soldes d'impôt différé, ce qui a donné lieu à un produit d'impôt différé de 10 M\$.

Au troisième trimestre de 2016, le gouvernement du Royaume-Uni a adopté une baisse du taux d'impôt supplémentaire sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord, ce qui a ramené de 50 % à 40 % le taux d'impôt réglementaire s'appliquant au bénéficiaire de Suncor au Royaume-Uni. La Société a réévalué ses soldes d'impôt différé, ce qui a donné lieu à la comptabilisation d'un produit d'impôt différé de 180 M\$.

13. RÉSULTAT PAR ACTION ORDINAIRE

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2016	31 décembre 2015	2016	31 décembre 2015
Résultat net	531	(2 007)	445	(1 995)
Effet dilutif de la comptabilisation d'attributions dans la rémunération fondée sur des actions dont les paiements sont réglés en actions ¹⁾	(1)	—	(1)	—
Résultat net – dilué	530	(2 007)	444	(1 995)
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	531	(2 007)	434	(1 995)
Effet dilutif de la comptabilisation d'attributions dans la rémunération fondée sur des actions dont les paiements sont réglés en actions ¹⁾	(1)	—	(1)	—
Résultat net dilué attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	530	(2 007)	433	(1 995)
(en millions d'actions ordinaires)				
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	1 666	1 446	1 610	1 446
Titres dilutifs :				
Effet des options sur actions	4	1	2	1
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires – résultat dilué	1 670	1 447	1 612	1 447
(en dollars par action ordinaire)				
Résultat de base et dilué par action	0,32	(1,38)	0,28	(1,38)
Résultat de base et dilué par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	0,32	(1,38)	0,27	(1,38)

1) Les attributions comportant une option de règlement en trésorerie sont comptabilisées dans les régimes réglés en trésorerie. Comme ces attributions peuvent être échangées contre des actions ordinaires de la Société, elles sont considérées comme potentiellement dilutives et sont prises en compte dans le calcul du résultat net dilué par action de la Société si elles ont un effet dilutif pour la période. Il a été déterminé que l'effet de la comptabilisation de ces attributions à titre de paiements réglés en actions était dilutif pour le trimestre et la période de douze mois clos le 31 décembre 2016.

14. CAPITAL-ACTIONS

Le 22 juin 2016, la Société a émis 82,2 millions d'actions ordinaires au prix de 35,00 \$ l'action. Le produit brut de l'émission s'est élevé à environ 2,878 G\$ (2,782 G\$, après déduction des frais d'émission).

15. INSTRUMENTS FINANCIERS

Instrument financiers dérivés

a) Instruments financiers dérivés non désignés

Le tableau suivant présente les dérivés non désignés de négociation de l'énergie et de gestion des risques de la Société, tous évalués à la juste valeur au 31 décembre 2016.

(en millions de dollars)	Négociation de l'énergie	Gestion des risques	Total
Juste valeur des contrats en cours au 31 décembre 2015	(18)	20	2
Règlements en trésorerie – montant versé (reçu) au cours de la période	29	(13)	16
(Pertes latentes) comptabilisées en résultat au cours de la période (note 7)	(47)	(25)	(72)
Juste valeur des contrats en cours au 31 décembre 2016	(36)	(18)	(54)

b) Hiérarchie des justes valeurs

Le tableau ci-dessous présente les instruments financiers de la Société évalués à la juste valeur au 31 décembre 2016, selon le niveau hiérarchique de l'évaluation.

(en millions de dollars)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Juste valeur totale
Créances	46	109	—	155
Dettes	(100)	(109)	—	(209)
	(54)	—	—	(54)

Au quatrième trimestre de 2016, il n'y a eu aucun transfert entre les niveaux 1 et 2 de la hiérarchie des justes valeurs et aucun transfert vers ou depuis le niveau 3.

La Société a recours à des swaps différés de taux d'intérêt pour atténuer son exposition à l'effet des fluctuations futures des taux d'intérêt sur les émissions futures de titres d'emprunt. Au 31 décembre 2016, la Société avait conclu pour 1,9 G\$ de swaps différés. Une augmentation de 0,80 % des taux d'intérêt au cours du trimestre a entraîné une plus-value de 258 M\$ des swaps. Une diminution de 0,21 % des taux d'intérêt au cours de la période de 12 mois close le 31 décembre 2016 a entraîné une moins-value de 38 M\$, contrebalancée par de nouveaux swaps d'une valeur de 48 M\$ acquis au cours de l'exercice.

Instrument financiers non dérivés

Au 31 décembre 2016, la valeur comptable de la dette à terme fixe comptabilisée selon la méthode du coût amorti s'élevait à 15,1 G\$ (13,3 G\$ au 31 décembre 2015) et sa juste valeur, à 17,5 G\$ (14,5 G\$ au 31 décembre 2015). La juste valeur estimative de la dette à long terme est fondée sur les prix du marché.

16. ACQUISITION DE ROSEBANK

Le 6 octobre 2016, Suncor a acquis une participation de 30 % dans le projet Rosebank, situé dans la mer du Nord, de OMV (U.K.) Limited (« OMV ») moyennant un paiement initial de 50 M\$ US à OMV. Advenant que les coentrepreneurs approuvent la décision d'investissement finale du projet Rosebank et que Suncor choisisse d'y participer, Suncor pourrait verser à OMV une contrepartie additionnelle pouvant atteindre 165 M\$ US. Étant donné que la contrepartie additionnelle est subordonnée à l'approbation par Suncor de la décision d'investissement finale, aucun montant n'a été comptabilisé au 31 décembre 2016.

17. ÉCHANGE D'ACTIFS AVEC TRANSALTA CORPORATION

Le 31 août 2015, Suncor a effectué un échange d'actifs avec TransAlta Corporation. Suncor a échangé le parc éolien Kent Breeze et sa quote-part du parc éolien Wintering Hills contre les installations de cogénération de Poplar Creek de TransAlta, qui fournissent de la vapeur et de l'énergie aux installations du secteur Sables pétrolifères de Suncor. L'acquisition des installations de cogénération de Poplar Creek devrait augmenter la fiabilité et l'efficacité des activités de base de Suncor.

Dans le cadre de l'entente, Suncor a conclu un contrat de location d'une durée de 15 ans avec TransAlta afin de financer l'écart entre la juste valeur des installations de cogénération et la juste valeur des parcs éoliens. Les actifs loués comprennent deux générateurs à turbine à gaz et des générateurs de vapeur à récupération de chaleur. La propriété de ces actifs sera automatiquement transférée à Suncor à la fin du contrat pour un montant symbolique. Bien que la forme juridique de cette entente soit un contrat de location, il s'agit en fait d'une convention de financement différé qui a été conclue afin de financer le solde résiduel de l'acquisition, et la propriété des actifs passera automatiquement à Suncor à la fin du contrat. Le contrat de location est comptabilisé à titre de convention de financement différé dans le cadre du regroupement d'entreprises, car il fait partie de la contrepartie donnée à TransAlta.

Il a été déterminé que la transaction possédait une substance commerciale, étant donné que Suncor a acquis le contrôle des activités de Poplar Creek et qu'elle aura droit à la totalité de l'électricité produite. L'acquisition des actifs de Poplar Creek a été traitée comme un regroupement d'entreprises, aux termes duquel les actifs acquis et les passifs repris ont été comptabilisés à la juste valeur. Les justes valeurs ont été établies au moyen d'une approche fondée sur les flux de trésorerie futurs selon un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque se situant entre 6 % et 8 %. Les principales hypothèses retenues pour le calcul sont le taux d'actualisation, le prix de l'électricité et le prix du gaz naturel.

Contrepartie d'achat

(en millions de dollars)

Juste valeur du parc éolien Kent Breeze	47
Juste valeur de la quote-part de Suncor dans le parc éolien Wintering Hills	77
Juste valeur de la convention de financement différé	303
Contrepartie d'achat totale	427

Répartition du prix d'achat

La répartition du prix d'achat provisoire se fonde sur les meilleures estimations de la direction quant à la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris. Il est probable que ces estimations soient révisées lorsque la répartition du prix d'achat sera finalisée.

(en millions de dollars)

Fonds de roulement	36
Immobilisations corporelles	393
Provision pour démantèlement	(2)
Actifs nets acquis	427

18. ACQUISITION D'UNE PARTICIPATION SUPPLÉMENTAIRE DANS FORT HILLS

Le 6 novembre 2015, Suncor a acquis une participation directe supplémentaire de 10 % dans le projet de sables pétrolifères Fort Hills auprès de Total E&P Canada Ltd. pour une contrepartie totale de 360 M\$. La quote-part de Suncor dans le projet a augmenté pour s'établir à 50,8 %.

19. PROVISIONS

Une baisse du taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit, lequel a été ramené à 3,90 % (4,37 % au 31 décembre 2015), s'est traduite par une augmentation de la provision pour démantèlement et remise en état des lieux de 532 M\$, contrebalancée par une diminution de 832 M\$ attribuable aux changements d'estimations pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2016.

20. CESSION DE PIONEER

Au cours du troisième trimestre de 2014, la Société a annoncé qu'elle avait conclu une entente, conjointement avec The Pioneer Group Inc., portant sur la vente des actifs de Pioneer Energy, y compris des stations-service en Ontario et au Manitoba. La participation de la Société dans Pioneer Energy a été comptabilisée à la juste valeur et classée comme un instrument financier disponible à la vente. La transaction a été conclue au deuxième trimestre de 2015; la Société a reçu un montant de 183 M\$ pour sa participation de 50 % dans Pioneer Energy et réalisé un profit après impôt de 68 M\$ dans son secteur Raffinage et commercialisation.

21. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

Le 1^{er} février 2017, la Société a conclu la vente du groupe Lubrifiants Petro-Canada Inc. (« PCLI ») à une filiale de HollyFrontier Corporation (« HollyFrontier »), pour un produit brut de 1,125 G\$, sous réserve des ajustements postérieurs à la clôture habituels. La vente englobe le centre de production et de fabrication de PCLI, à Mississauga, en Ontario, et les actifs de distribution et de commercialisation internationaux détenus par PCLI, y compris ses bureaux internationaux. Selon les dispositions de l'entente, HollyFrontier continuera de mener les activités liées aux lubrifiants sous la marque de commerce Petro-Canada. Le 24 janvier 2017, la Société a vendu sa participation dans le parc éolien de Cedar Point pour un produit brut de 291 M\$.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS FINANCIERS

(non audité)

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Trimestres clos les					Périodes de douze mois closes les	
	31 déc. 2016	30 sept. 2016	30 juin 2016	31 mars 2016	31 déc. 2015	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Produits des activités ordinaires et autres produits	8 141	7 394	5 856	5 577	6 593	26 968	29 680
Résultat net							
Sables pétrolifères	276	162	(1 063)	(524)	(616)	(1 149)	(856)
Exploration et production	54	144	26	(34)	(1 263)	190	(758)
Raffinage et commercialisation	524	436	689	241	506	1 890	2 306
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(323)	(350)	(387)	574	(634)	(486)	(2 687)
	531	392	(735)	257	(2 007)	445	(1 995)
Résultat d'exploitation^{A)}							
Sables pétrolifères	316	162	(1 063)	(524)	(230)	(1 109)	(111)
Exploration et production	54	(36)	26	(34)	(50)	10	7
Raffinage et commercialisation	524	436	689	241	506	1 890	2 274
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(258)	(216)	(217)	(183)	(252)	(874)	(705)
	636	346	(565)	(500)	(26)	(83)	1 465
Fonds provenant de l'exploitation^{A)}							
Sables pétrolifères	1 372	1 236	(202)	263	467	2 669	2 835
Exploration et production	385	365	302	261	257	1 313	1 386
Raffinage et commercialisation	722	595	885	404	605	2 606	2 921
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(114)	(171)	(69)	(246)	(35)	(600)	(336)
	2 365	2 025	916	682	1 294	5 988	6 806
Par action ordinaire							
Résultat net de base et dilué	0,32	0,24	(0,46)	0,17	(1,38)	0,28	(1,38)
Résultat net de base et dilué attribuable aux actionnaires ordinaires	0,32	0,24	(0,46)	0,16	(1,38)	0,27	(1,38)
Résultat d'exploitation – de base ^{A)}	0,38	0,21	(0,36)	(0,33)	(0,02)	(0,05)	1,01
Dividendes en trésorerie – de base	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	1,16	1,14
Fonds provenant de l'exploitation – de base ^{A)}	1,42	1,22	0,58	0,45	0,90	3,72	4,71
Rendement du capital investi^{A)}							
– compte non tenu des projets majeurs en cours (%)			0,5	(4,6)	(4,9)	(2,2)	0,6
– compte tenu des projets majeurs en cours (%)			0,4	(3,9)	(4,1)	(1,9)	0,5

A) Mesures financières hors PCGR – se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION

(non audité)

	Trimestres clos les					Périodes de 12 mois closes les	
	31 déc. 2016	30 sept. 2016	30 juin 2016	31 mars 2016	31 déc. 2015	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Sables pétrolifères							
Production totale (kb/j)	620,4	617,5	213,1	565,8	470,6	504,9	463,4
Secteur Sables pétrolifères							
Volumes de production (kb/j)							
Produits valorisés (pétrole brut synthétique peu sulfureux, pétrole brut synthétique sulfureux et diesel)	324,5	301,1	86,4	322,3	292,2	258,9	320,1
Bitume non valorisé	108,9	132,6	91,1	130,7	147,5	115,9	113,5
Production du secteur Sables pétrolifères	433,4	433,7	177,5	453,0	439,7	374,8	433,6
Production de bitume (kb/j)							
Production minière	284,8	295,1	66,8	302,0	292,4	238,0	307,3
Activités <i>in situ</i> – Firebag	204,5	197,6	121,8	199,0	198,8	180,8	186,9
Activités <i>in situ</i> – MacKay River	33,9	26,6	13,1	36,8	34,5	27,6	30,7
Total de la production de bitume	523,2	519,3	201,7	537,8	525,7	446,4	524,9
Ventes (kb/j)							
Brut léger peu sulfureux	87,2	100,8	29,0	132,2	100,2	87,3	107,0
Diesel	28,4	27,9	3,4	24,8	29,4	21,2	31,3
Brut léger sulfureux	201,5	162,5	76,3	172,7	154,2	153,4	182,5
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	317,1	291,2	108,7	329,7	283,8	261,9	320,8
Bitume non valorisé	103,5	123,5	108,1	134,5	136,3	117,4	107,7
Ventes	420,6	414,7	216,8	464,2	420,1	379,3	428,5
Charges d'exploitation décaissées – moyenne¹⁾ (\$/b)							
Charges décaissées	22,10	20,30	44,55	22,55	25,70	24,35	25,65
Gaz naturel	2,85	1,85	2,25	1,70	2,30	2,15	2,20
	24,95	22,15	46,80	24,25	28,00	26,50	27,85
Charges d'exploitation décaissées – production minière de bitume seulement¹⁾ (\$/b)							
Charges décaissées	22,55	19,30	76,65	21,70	25,10	34,75	23,20
Gaz naturel	0,80	0,50	1,15	0,50	0,70	0,85	0,55
	23,35	19,80	77,80	22,20	25,80	35,60	23,75
Charges d'exploitation décaissées – production de bitume <i>in situ</i> seulement¹⁾ (\$/b)							
Charges décaissées	6,35	7,15	10,75	7,60	8,10	7,60	9,00
Gaz naturel	4,40	3,30	2,20	2,80	3,55	3,30	3,80
	10,75	10,45	12,95	10,40	11,65	10,90	12,80
Syncrude							
Production de pétrole brut synthétique peu sulfureux (kb/j)	187,0	183,8	35,6	112,8	30,9	130,1	29,8
Production de bitume (kb/j)	219,6	210,1	52,5	120,6	36,0	151,1	35,1
Pétrole brut synthétique peu sulfureux intermédiaire (kb/j)²⁾	192,6	179,2	42,8	109,0	30,6	131,2	30,0
Charges d'exploitation décaissées¹⁾ (\$/b)							
Charges décaissées	31,05	26,50	111,40	30,25	38,55	34,60	40,35
Gaz naturel	1,50	1,15	2,15	1,10	1,60	1,35	1,65
	32,55	27,65	113,55	31,35	40,15	35,95	42,00

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus d'exploitation nets du secteur Sables pétrolifères ³⁾	Trimestres clos les				Périodes de douze mois closes les		
	31 déc. 2016	30 sept. 2016	30 juin 2016	31 mars 2016	31 déc. 2015	31 déc. 2015	
Bitume (\$/b)							
Prix moyen obtenu	31,68	26,67	23,90	12,00	25,63	23,50	32,18
Redevances	(0,33)	(0,39)	(0,24)	—	(0,32)	(0,23)	(0,41)
Frais de transport	(5,52)	(4,80)	(5,69)	(5,57)	(7,05)	(5,38)	(6,26)
Charges d'exploitation nettes	(9,99)	(10,73)	(14,65)	(9,81)	(11,32)	(11,25)	(11,76)
Revenus d'exploitation nets	15,84	10,75	3,32	(3,38)	6,94	6,64	13,75
Pétrole brut synthétique et diesel (\$/b)							
Prix moyen obtenu	62,28	56,69	52,58	43,27	54,39	53,53	59,81
Redevances	2,74	(0,42)	(0,33)	(0,57)	(0,48)	0,50	(0,65)
Frais de transport	(3,98)	(2,96)	(5,07)	(3,83)	(3,06)	(3,76)	(3,36)
Charges d'exploitation nettes – bitume	(22,56)	(20,69)	(50,90)	(21,98)	(26,81)	(24,87)	(24,91)
Charges d'exploitation nettes – valorisation	(4,31)	(4,34)	(12,02)	(5,51)	(7,02)	(5,38)	(5,96)
Revenus d'exploitation nets	34,17	28,28	(15,74)	11,38	17,02	20,02	24,93
Moyenne pour les activités du secteur Sables pétrolifères (\$/b)							
Prix moyen obtenu	54,75	47,75	38,28	34,21	45,05	44,23	52,87
Redevances	1,99	(0,41)	(0,29)	(0,41)	(0,43)	0,28	(0,59)
Frais de transport	(4,36)	(3,51)	(5,38)	(4,34)	(4,36)	(4,26)	(4,09)
Charges d'exploitation nettes – bitume et valorisation	(22,72)	(20,77)	(38,85)	(22,36)	(26,53)	(24,37)	(26,07)
Revenus d'exploitation nets	29,66	23,06	(6,24)	7,10	13,73	15,88	22,12
Syncrude (\$/b)							
Prix moyen obtenu	64,28	58,62	59,34	44,93	60,43	56,91	60,28
Redevances	(4,70)	(0,26)	(0,98)	(0,18)	2,78	(1,90)	(1,89)
Frais de transport	(0,35)	(0,29)	(1,70)	(0,86)	(0,60)	(0,53)	(0,54)
Charges d'exploitation nettes – bitume et valorisation	(29,18)	(25,05)	(102,35)	(27,75)	(36,11)	(32,05)	(35,69)
Revenus d'exploitation nets	30,05	33,02	(45,69)	16,14	26,50	22,43	22,16

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

	Trimestres clos les					Périodes de douze mois closes les	
	31 déc. 2016	30 sept. 2016	30 juin 2016	31 mars 2016	31 déc. 2015	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Exploration et production							
Volume des ventes total (kbep/j)	120,5	103,1	120,4	133,4	101,4	119,3	110,6
Production totale (kbep/j)	118,1	110,6	117,6	125,6	112,3	117,9	114,4
Volumes de production							
Exploration et production – Canada							
<i>Côte Est du Canada</i>							
Terra Nova (kb/j)	16,7	14,7	5,4	12,8	13,1	12,4	13,5
Hibernia (kb/j)	30,1	28,2	24,6	24,1	15,6	26,8	18,1
White Rose (kb/j)	10,9	7,5	11,7	13,7	14,8	10,9	12,2
<i>Amérique du Nord (activités terrestres) (kbep/j)</i>	2,8	2,7	2,7	3,0	3,1	2,8	3,2
	60,5	53,1	44,4	53,6	46,6	52,9	47,0
Exploration et production – International							
Buzzard (kbep/j)	37,5	40,8	52,7	53,4	45,5	46,0	49,8
Golden Eagle (kbep/j)	19,0	16,2	20,5	18,6	17,7	18,6	14,8
Royaume-Uni (kbep/j)	56,5	57,0	73,2	72,0	63,2	64,6	64,6
Libye (kb/j) ⁴⁾	1,1	0,5	—	—	2,5	0,4	2,8
	57,6	57,5	73,2	72,0	65,7	65,0	67,4
Revenus nets⁵⁾							
<i>Côte Est du Canada (\$/b)</i>							
Prix moyen obtenu	68,06	61,63	62,39	46,17	52,51	59,31	65,12
Redevances	(15,07)	(10,93)	(11,06)	(5,51)	(5,79)	(10,64)	(12,49)
Frais de transport	(1,72)	(2,33)	(2,05)	(1,68)	(2,81)	(1,91)	(2,18)
Charges d'exploitation	(9,52)	(13,57)	(14,76)	(13,72)	(16,86)	(12,67)	(14,15)
Revenus d'exploitation nets	41,75	34,80	34,52	25,26	27,05	34,09	36,30
<i>Royaume-Uni (\$/bep)</i>							
Prix moyen obtenu	62,63	56,96	55,43	43,02	54,91	53,91	63,85
Frais de transport	(1,62)	(1,69)	(2,00)	(1,97)	(2,22)	(1,84)	(2,41)
Charges d'exploitation	(7,00)	(5,29)	(4,68)	(5,75)	(6,20)	(5,62)	(6,29)
Revenus d'exploitation nets	54,01	49,98	48,75	35,30	46,49	46,45	55,15

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

	Trimestres clos les					Périodes de douze mois closes les	
	31 déc. 2016	30 sept. 2016	30 juin 2016	31 mars 2016	31 déc. 2015	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Raffinage et commercialisation							
Ventes de produits raffinés (kb/j)	514,8	548,7	532,5	489,5	501,2	521,4	523,3
Pétrole brut traité (kb/j)	427,3	465,6	400,2	420,9	430,2	428,6	432,1
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	93	101	87	91	93	93	94
Marge de raffinage (\$/b) ⁶⁾	23,00	17,75	21,65	19,10	23,20	20,30	24,90
Charges d'exploitation liées au raffinage (\$/b) ⁷⁾	5,45	4,55	5,40	5,10	5,25	5,10	5,10
Est de l'Amérique du Nord							
Ventes de produits raffinés (kb/j)							
Carburants de transport							
Essence	115,5	119,8	117,8	107,8	116,1	115,2	118,9
Distillats	79,9	77,8	71,8	75,5	86,2	76,3	91,1
Total des ventes de carburants de transport	195,4	197,6	189,6	183,3	202,3	191,5	210,0
Produits pétrochimiques	10,1	7,2	7,7	12,0	8,9	9,2	10,8
Asphalte	16,8	22,9	15,3	11,9	14,1	16,7	13,1
Autres	34,4	34,6	39,4	35,4	28,2	35,9	28,9
Total des ventes de produits raffinés	256,7	262,3	252,0	242,6	253,5	253,3	262,8
Approvisionnement en brut et raffinage							
Brut traité aux raffineries (kb/j)	204,8	213,5	181,7	212,1	208,0	203,1	208,1
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	92	96	82	96	94	92	94
Ouest de l'Amérique du Nord							
Ventes de produits raffinés (kb/j)							
Carburants de transport							
Essence	125,8	134,6	133,5	122,4	127,7	129,1	127,3
Distillats	106,8	117,4	118,2	96,6	100,8	109,8	106,9
Total des ventes de carburants de transport	232,6	252,0	251,7	219,0	228,5	238,9	234,2
Asphalte	9,7	16,9	11,7	8,7	10,8	11,8	11,9
Autres	15,8	17,5	17,1	19,2	8,4	17,4	14,4
Total des ventes de produits raffinés	258,1	286,4	280,5	246,9	247,7	268,1	260,5
Approvisionnement en brut et raffinage							
Brut traité aux raffineries (kb/j)	222,5	252,1	218,5	208,8	222,2	225,5	224,0
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	93	105	91	87	93	94	93

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

Mesures financières hors PCGR

Certaines mesures financières contenues dans le présent document, à savoir le résultat d'exploitation, les fonds provenant de l'exploitation (auparavant appelés « flux de trésorerie d'exploitation »), le rendement du capital investi, les charges d'exploitation décaissées et les revenus d'exploitation nets du secteur Sables pétroliers, ne sont pas prescrites par les PCGR. Suncor inclut ces mesures financières afin que la direction et les lecteurs puissent utiliser ces informations pour analyser la performance d'entreprise, le niveau d'endettement et la liquidité. Ces mesures financières hors PCGR n'ayant pas de signification normalisée, elles pourraient ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés. Ces informations supplémentaires ne doivent pas être considérées séparément des mesures de rendement établies conformément aux PCGR ni comme un substitut à celles-ci.

Le résultat d'exploitation et les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétroliers présentés pour chacun des trimestres de 2016 et de 2015 sont définis à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures financières conformes aux PCGR dans les rapports aux actionnaires de chaque trimestre. Les fonds provenant de l'exploitation et le rendement du capital investi présentés pour chacun des trimestres de 2016 et de 2015 sont définis et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures financières conformes aux PCGR à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » de chacun des rapports trimestriels. Les autres mesures financières hors PCGR qui ne sont pas mentionnées dans le présent paragraphe sont définies et font l'objet d'un rapprochement dans le rapport de gestion de Suncor contenu dans le rapport annuel de 2015.

Définitions

- 1) Charges d'exploitation décaissées – Comprennent les charges décaissées, lesquelles se composent des charges d'exploitation, des frais de vente et des frais généraux (compte non tenu des variations des stocks et des coûts non liés à la production), déduction faite des produits d'exploitation liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétroliers sont présentées en fonction de la production et ajustées pour tenir compte de l'incidence des stocks, alors que les volumes de production de Syncrude correspondent au volume des ventes.
- 2) La capacité de Syncrude à valoriser le bitume pour produire du pétrole brut synthétique sulfureux intermédiaire s'établit à 350 000 b/j.
- 3) Revenus d'exploitation nets du secteur Sables pétroliers

Les revenus d'exploitation nets du secteur Sables pétroliers sont une mesure hors PCGR; ils sont présentés en fonction des produits bruts et des barils vendus, et sont tirés de l'état du résultat net du secteur Sables pétroliers, après ajustement pour tenir compte des éléments qui ne sont pas directement attribuables aux produits des activités ordinaires et aux coûts liés à la production et à la livraison. Des précisions sur chaque poste des revenus d'exploitation nets du secteur sont fournies ci-dessous :

- Le prix moyen obtenu est tiré de l'état du résultat net du secteur Sables pétroliers et est calculé selon les produits bruts et intragroupe tirés du bitume et du pétrole brut synthétique exclusifs, ainsi qu'il est déterminé au point de vente réputé, ainsi que le profit ou la perte sur l'incidence nette des produits bruts non exclusifs achetés et vendus pour la période. De plus, le prix moyen obtenu pour chaque type de produit brut tient compte de l'activité de couverture applicable, laquelle est incluse dans les autres produits, à l'état du résultat net du secteur Sables pétroliers.
 - Les redevances par type de produit brut ne sont pas ajustées par rapport aux montants inclus au poste des redevances à l'état du résultat net du secteur Sables pétroliers.
 - Les frais de transport par type de produit brut sont tirés du poste des frais de transport, à l'état du résultat net du secteur Sables pétroliers, et sont ajustés pour tenir compte des charges ou des crédits non directement liés au transport de produits bruts au point de vente. Le point de vente du bitume et du pétrole brut synthétique produits par le secteur Sables pétroliers est représenté par le client final, alors que pour le pétrole brut peu sulfureux de Syncrude, le point de vente est considéré comme étant le bassin peu sulfureux de pétrole brut, à Edmonton, en Alberta. Les charges ou les crédits ajustés qui sont exclus du poste des frais de transport comprennent, notamment, les coûts liés à la vente de produits non exclusifs transportés par des pipelines ayant une capacité disponible inférieure aux engagements de volume minimum.
 - Les charges d'exploitation sont tirées du poste « Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux » de l'état du résultat net du secteur Sables pétroliers, et sont présentées après déduction des frais généraux et frais d'administration qui ne sont pas directement liés à la production, pour chaque type de produit brut, ainsi que des produits liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération, à l'état du résultat net du secteur Sables pétroliers.
- 4) Pour 2016, les volumes de production de la Libye reflètent la quote-part revenant à la Société de la production vendue dans la période.
 - 5) Revenus nets du secteur Exploration et production (« E&P »)
Les revenus nets du secteur E&P sont une mesure hors PCGR; ils sont présentés en fonction de l'emplacement des actifs et des barils vendus, et ils sont tirés de l'état du résultat net du secteur E&P, après ajustement pour tenir compte des éléments qui ne sont pas directement attribuables aux coûts liés à la production et à la livraison. Des précisions sur chaque poste des revenus nets sont fournies ci-dessous :
 - Le prix moyen obtenu pour chaque groupe d'actifs importants selon l'emplacement n'est pas ajusté par rapport aux montants indiqués aux postes « Produits bruts » et « Produits intersectoriels », dans l'état du résultat net du secteur E&P.
 - Les redevances par groupe d'actifs importants selon l'emplacement ne sont pas ajustées par rapport aux montants indiqués au poste « Redevances », dans l'état du résultat net du secteur E&P.
 - Les frais de transport par groupe d'actifs importants selon l'emplacement ne sont pas ajustés par rapport aux montants figurant au poste « Frais de transport » de l'état du résultat net du secteur E&P.
 - Les charges d'exploitation sont tirées du poste « Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux » de l'état du résultat net du secteur E&P, en fonction de l'emplacement des actifs importants, et sont présentées après déduction des frais généraux et frais d'administration qui ne sont pas directement liés à la production.
 - 6) La marge de raffinage par baril est présentée en fonction de la production totale des quatre raffineries de la Société et est tirée de l'état du résultat net du secteur Raffinage et commercialisation (« R&C »); elle est ajustée pour tenir compte de la marge brute liée aux activités d'approvisionnement et de commercialisation de la Société, qui sont incluses dans le secteur R&C, ainsi que de l'incidence d'activités de couverture qui s'appliquent, prises en compte dans les autres produits à l'état du revenu net du secteur R&C.
 - 7) Les charges d'exploitation des raffineries par baril sont présentées en fonction de la production totale des quatre raffineries de la Société et sont tirées du poste « Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux » de l'état du résultat net du secteur R&C; elles sont ajustées afin de tenir compte des charges d'exploitation liées aux activités d'approvisionnement et de commercialisation de la Société, lesquelles sont incluses dans le secteur R&C.

Abréviations

b	–	baril
kb/j	–	milliers de barils par jour
bep	–	barils équivalent pétrole
bep/j	–	barils équivalent pétrole par jour
kbep/j	–	milliers de barils équivalent pétrole par jour
m ³ /j	–	mètres cubes par jour

Conversion au système métrique

Pétrole brut, produits raffinés, etc. 1 m³ (mètre cube) = environ 6,29 barils



Suncor Énergie Inc.
150 - 6 Avenue S.W., Calgary (Alberta) Canada T2P 3E3
T : 403-296-8000

suncor.com