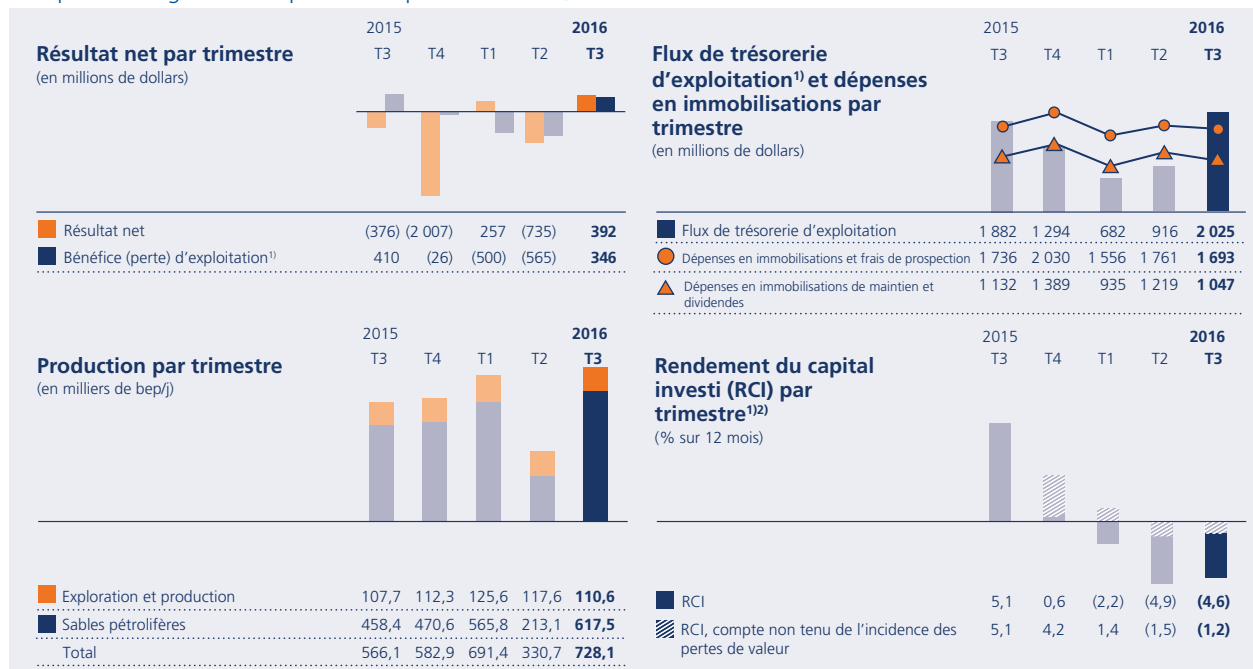


## RAPPORT AUX ACTIONNAIRES POUR LE TROISIÈME TRIMESTRE DE 2016

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 rapport de gestion de Suncor daté du 26 octobre 2016 (le « rapport de gestion »). Se reporter aussi à la rubrique « Mises en garde » du rapport de gestion. Les informations concernant la production et les charges d'exploitation décaissées des activités du secteur Sables pétrolifères ne tiennent pas compte de la participation de Suncor dans les activités de Syncrude.

« Nous avons généré des flux de trésorerie d'exploitation de plus de 2 G\$ au cours du troisième trimestre, grâce à la forte production de nos actifs en amont, au taux de fiabilité record des raffineries ainsi qu'à la priorité que nous avons accordée à la réduction des coûts, a déclaré Steve Williams, président et chef de la direction. Notre performance rend compte de la solidité de nos actifs essentiels et de notre capacité à générer des flux de trésorerie importants, et ce, même dans un contexte de baisse des prix. »

- Flux de trésorerie d'exploitation<sup>1)</sup> de 2,025 G\$ (1,22 \$ par action ordinaire), en raison de l'accroissement de la production du secteur Sables pétrolifères, une diminution des charges d'exploitation pour ce secteur et un débit de traitement record du brut par les raffineries.
- Bénéfice d'exploitation<sup>1)</sup> de 346 M\$ (0,21 \$ par action ordinaire), et bénéfice net de 392 M\$ (0,24 \$ par action ordinaire), y compris une perte de 86 M\$ liée à la méthode du premier entré, premier sorti (« PEPS ») pour le secteur Raffinage et commercialisation (« R&C »).
- Après une interruption au deuxième trimestre de 2016 en raison des feux de forêt, la production issue des installations du secteur Sables pétrolifères dans la région de Fort McMurray a retrouvé des niveaux normaux, une solide production de 433 700 barils par jour (b/j) ayant été enregistrée.
- Les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères<sup>1)</sup> ont diminué pour s'établir à 22,15 \$ pour le troisième trimestre de 2016, soit une baisse de 18 % par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent et le plus bas niveau en dix ans.
- La production de Syncrude a augmenté pour s'établir à 183 800 b/j, alors qu'elle se chiffrait à 28 100 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par l'acquisition de participations directes supplémentaires en 2016, ainsi que par la fiabilité accrue des installations de valorisation. Les charges décaissées par baril de Syncrude se sont établies à 27,65 \$, en baisse par rapport à 41,65 \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- Le débit de traitement du brut par les raffineries s'est établi à un niveau record de 465 600 b/j, et les charges d'exploitation ont été ramenées à 4,55 \$/b.
- Des ententes de partenariat ont été conclues avec les Premières Nations cries de Fort McKay et de Mikisew relativement à la vente d'une participation cumulée de 49 % dans le projet d'agrandissement du Parc de stockage Est, qui devrait générer un produit de près de 500 M\$.



1) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la page 4 pour un rapprochement du résultat net et du bénéfice (perte) 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 rapport de gestion.

2) 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 troisième trimestre de 2016, Suncor a comptabilisé un bénéfice d'exploitation<sup>1)</sup> de 346 M\$ (0,21 \$ par action ordinaire), comparativement à 410 M\$ (0,28 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Parmi les faits marquants du trimestre, mentionnons l'augmentation de la quote-part du bénéfice d'exploitation de Syncrude attribuable au rehaussement de la fiabilité des installations de valorisation et à la diminution des charges d'exploitation unitaires, l'acquisition de participations directes supplémentaires en 2016, la diminution de la perte liée à la méthode PEPS inscrite par le secteur R&C, la baisse des charges d'exploitation du secteur Sables pétrolifères, le débit de traitement record du brut des raffineries et l'accroissement de la production du secteur Sables pétrolifères et du secteur Exploration et production (« E&P »). Ces facteurs ont plus que contrebalancé l'incidence défavorable de la diminution des marges de craquage de référence et par la baisse des prix du brut au troisième trimestre de 2016. Le bénéfice d'exploitation tient également compte d'une charge hors trésorerie liée à un puits d'exploration improductif sur la côte Est du Canada.

Les flux de trésorerie d'exploitation<sup>1)</sup> se sont établis en hausse, à 2,025 G\$ (1,22 \$ par action ordinaire), comparativement à 1,882 G\$ (1,30 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2015, hausse qui rend compte de l'augmentation de la quote-part du bénéfice d'exploitation de Syncrude, de la diminution de la perte liée à la méthode PEPS, de la réduction des charges d'exploitation du secteur Sables pétrolifères, au produit d'impôt exigible découlant de la baisse du taux d'impôt sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière au Royaume-Uni, qui est passé de 50 % à 40 %, du volume de pétrole brut record traité par les raffineries et à l'accroissement de la production du secteur Sables pétrolifères et du secteur E&P, facteurs qui ont plus que compensé la diminution des marges de craquage de référence et la baisse des prix du brut.

Le bénéfice net s'est chiffré à 392 M\$ (0,24 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2016, comparativement à une perte nette de 376 M\$ (0,26 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le bénéfice net du troisième trimestre de 2016 inclut un produit d'impôt différé de 180 M\$ découlant d'une baisse du taux d'impôt sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière au Royaume-Uni, qui est passé de 50 % à 40 %. Le bénéfice net rend également compte d'une perte de change latente après impôt de 112 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et d'une perte hors trésorerie après impôt de 22 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. La perte nette du trimestre correspondant de l'exercice précédent tenait compte d'une perte de change latente après impôt de 786 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains.

## Résultats d'exploitation

La production en amont totale de Suncor s'est établie à 728 100 barils équivalent pétrole par jour (bep/j) pour le troisième trimestre de 2016, en hausse par rapport à 566 100 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 en 2016 ainsi qu'à l'importante amélioration de la fiabilité de Syncrude, ainsi qu'à l'accroissement de la production des secteurs Sables bitumineux et E&P, en dépit des travaux de maintenance planifiés pour ces secteurs.

La production du secteur Sables pétrolifères s'est établie à 433 700 b/j au troisième trimestre de 2016, en hausse par rapport à 430 300 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, essentiellement en raison de l'accroissement de la production in situ, facteur en partie contrebalancé par une baisse de la production de pétrole brut synthétique attribuable à des travaux de maintenance non planifiés portant sur l'usine de valorisation. Les deux trimestres tiennent compte des travaux de maintenance planifiés portant sur l'usine de valorisation.

Au troisième trimestre de 2016, les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères<sup>1)</sup> ont diminué pour s'établir à 22,15 \$/b, comparativement à 27,00 \$/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 ainsi que de la baisse des prix du gaz naturel et de l'accroissement de la production.

La quote-part de Suncor dans la production de Syncrude s'est établie à 183 800 b/j au troisième trimestre de 2016, comparativement à 28 100 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le taux de fiabilité des installations de valorisation de Syncrude s'est amélioré pour atteindre 98 %, comparativement à 67 % pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, malgré l'incendie survenu dans une usine de valorisation. La hausse est attribuable à l'acquisition de participations directes supplémentaires en 2016, à la grande fiabilité enregistrée pour la période et au traitement de

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

produits non finis qui avaient été stockés en vue de travaux de maintenance planifiés et qui ont subi l'incidence des feux de forêt au deuxième trimestre de 2016. Les charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude ont été ramenées de 41,65 \$/b, au troisième trimestre de l'exercice précédent, à 27,65 \$/b, au troisième trimestre de 2016, soit leur niveau le plus bas en dix ans, ce qui s'explique par une fiabilité accrue et par une diminution des charges d'exploitation.

Les volumes de production du secteur E&P se sont établis à 110 600 bep/j au troisième trimestre de 2016, en hausse par rapport à 107 700 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de la production issue des nouveaux puits à Hibernia, de la fiabilité accrue ainsi que de l'optimisation des réservoirs de Terra Nova, facteurs en partie atténués par les travaux de maintenance planifiés à Buzzard, qui ont été amorcés à la fin du troisième trimestre de 2016.

Le débit moyen de traitement du brut par les raffineries a atteint un record de 465 600 b/j, comparativement à 444 800 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, grâce à la fiabilité accrue et à une diminution des travaux de maintenance planifiés. Aux raffineries de Montréal et de Sarnia, des travaux de maintenance planifiés ont été amorcés au troisième trimestre de 2016.

« Suncor continue de trouver des façons de réduire les coûts dans l'ensemble de la Société, a déclaré Steve Williams. Nos mesures de réduction des coûts combinées à l'exploitation fiable et sécuritaire de nos installations se sont traduites par une diminution des charges décaissées par baril de notre secteur Sables pétrolifères, lesquelles se sont établies à leur plus bas niveau sur dix ans, et des améliorations semblables ont été réalisées par Syncrude ».

### **Mise à jour concernant la stratégie**

Suncor continue de se concentrer sur l'exécution rigoureuse de son programme d'immobilisations pour 2016 et sur l'accroissement de l'efficacité, tout en faisant progresser ses principaux projets de croissance : Fort Hills et Hebron.

La stratégie de la Société comprend la cession d'actifs non essentiels qui ne sont pas des éléments clés du modèle intégré. Au troisième trimestre de 2016, Suncor a fait progresser le processus de vente de son entreprise de lubrifiants et amorcé la vente de certains de ses actifs et passifs associés à ses activités liées à l'énergie renouvelable.

Au cours du trimestre, Suncor a conclu avec les Premières Nations crie de Fort McKay et de Mikisew des ententes de partenariat visant la vente de participations respectives de 34,3 % et 14,7 % dans le projet d'agrandissement du Parc de stockage Est, respectivement, ce qui devrait générer un produit estimé à 497 M\$. Les transactions devraient être conclues au deuxième trimestre de 2017, sous réserve des conditions de clôture, une fois que les actifs auront été mis en service. Le projet d'agrandissement du Parc de stockage Est vise la construction d'un élément d'actif intermédiaire exploité par Suncor, lequel est en cours de construction. Une fois la construction terminée, les installations faciliteront l'accès de Fort Hills au marché, grâce à la connexion au pipeline d'un tiers, et seront composées d'installations de stockage, de fluidification et de refroidissement du bitume.

« Nous continuons de faire progresser nos initiatives de croissance clés, a déclaré M. Williams. Nous avons accompli d'importants progrès dans le projet Fort Hills au cours du trimestre, et les ententes historiques que nous avons signées avec les Premières Nations crie de Fort McKay et de Mikisew visant la vente de participations dans notre projet d'agrandissement du Parc de stockage Est soulignent notre volonté d'établir des relations à long terme mutuellement bénéfiques avec les communautés autochtones. »

Après la fin du trimestre, Suncor a acquis une participation de 30 % dans le projet Rosebank dans la mer du Nord au Royaume-Uni, au coût de 50 M\$ US. Le projet vise une ressource qui est considérée comme étant l'une des plus vastes qui n'a pas encore été développée en mer du Nord, au Royaume-Uni, qui devrait être complémentaire aux autres actifs du portefeuille existant de Suncor.

### **Sables pétrolifères**

Au troisième trimestre de 2016, la priorité concernant le secteur Sables pétrolifères visait le retour à des taux de production normaux pour tous les actifs de la région de Fort McMurray, après les feux de forêt survenus au deuxième trimestre de 2016, tout en continuant de faire progresser les projets visant l'accroissement de la fiabilité, de la sécurité et de la performance environnementale. Les dépenses en immobilisations pour le troisième trimestre de 2016 visaient des travaux de maintenance planifiés à l'usine de valorisation 1, lesquels ont été amorcés au cours du trimestre, ainsi que la construction du projet d'agrandissement du Parc de stockage Est.

### **Coentreprises des Sables pétrolifères**

Le projet Fort Hills était achevé à plus de 70 % à la fin du troisième trimestre de 2016, la majeure partie des travaux qui restent à faire étant en Alberta. Les principales activités au cours de la période ont visé l'achèvement des structures

nécessaires à l'installation des services publics, les importants progrès réalisés dans la construction des structures et installations pour l'extraction secondaire ainsi que l'approvisionnement en équipement minier et en matériel d'extraction. Les progrès réalisés comprenaient aussi le développement d'activités de maintien qui soutiendront le plan de mine après le début de la production. Les premiers barils de pétrole sont toujours attendus pour 2017. La Société se penche sur les façons d'atténuer l'incidence des taux de change défavorables et des feux de forêt survenus au deuxième trimestre sur les coûts de l'ensemble du projet. La Société estime que l'intensité capitalistique totale concorde avec l'estimation initiale, approuvée au départ, de 84 000 \$ par baril de bitume produit.

Les dépenses du troisième trimestre de 2016 incluent aussi une quote-part accrue des dépenses de maintien de Syncrude, lesquelles ont été principalement axées sur le maintien des actifs et la mise en œuvre du plan de gestion des résidus miniers.

## Exploration et production

La construction du projet Hebron s'est poursuivie au troisième trimestre de 2016. Après l'arrivée, en provenance de la Corée du Sud, du module de traitement et de services publics, tous les modules en surface sont désormais installés à Bull Arm, à Terre-Neuve-et-Labrador, et l'intégration de ces modules est en cours. Les premiers barils de pétrole issus du projet sont attendus pour la fin de 2017. Les dépenses de croissance comprenaient aussi le forage dans le bassin Shelburne, sur la côte Est canadienne, y compris le commencement du forage d'un deuxième puits d'exploration, ainsi que des activités de forage de développement à Hibernia, à White Rose et à Golden Eagle.

## Rapprochement du bénéfice (perte) d'exploitation<sup>1)</sup>

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2016	30 septembre 2015	2016	30 septembre 2015
Résultat net	392	(376)	(86)	12
Perte (profit) de change latente sur la dette libellée en dollars américains	112	786	(746)	1 548
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé <sup>2)</sup>	(180)	—	(180)	17
Perte hors trésorerie découlant de l'évaluation à la valeur de marché des swaps de taux d'intérêt <sup>3)</sup>	22	—	182	—
Perte hors trésorerie découlant du remboursement anticipé d'une dette à long terme <sup>4)</sup>	—	—	73	—
Coûts d'acquisition et d'intégration de COS <sup>5)</sup>	—	—	38	—
Profit sur cessions importantes <sup>6)</sup>	—	—	—	(68)
Charges de restructuration <sup>7)</sup>	—	—	—	57
Produit d'assurance <sup>8)</sup>	—	—	—	(75)
<b>Bénéfice (perte) d'exploitation<sup>1)</sup></b>	<b>346</b>	<b>410</b>	<b>(719)</b>	<b>1 491</b>

- 1) Le bénéfice (perte) 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 rapport de gestion.
- 2) Le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016 reflètent un ajustement de l'impôt différé de la Société découlant d'une baisse de 10 % du taux d'impôt sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord, au Royaume-Uni. La période de neuf mois close le 30 septembre 2015 rend compte d'une baisse de 12 % du taux d'impôt sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord, au Royaume-Uni, contrebalancée par une hausse de 2 % du taux d'impôt sur les bénéfices des sociétés en Alberta au deuxième trimestre de 2015.
- 3) Perte hors trésorerie sur les swaps de taux d'intérêt découlant d'une baisse des taux d'intérêt à long terme dans le secteur Siège social.
- 4) Charges liées au remboursement anticipé d'une dette dans le secteur Siège social.
- 5) Coûts de transaction et charges connexes liées à l'acquisition de Canadian Oil Sands Limited (« COS »), dans le secteur Siège social.
- 6) Produit après impôt lié à la vente de la quote-part de la Société dans certains actifs et passifs de Pioneer Energy, dans le secteur R&C.
- 7) Charges de restructuration liées aux mesures de réduction des coûts du secteur Siège social.
- 8) Produit d'assurance contre les pertes d'exploitation visant les actifs de Terra Nova dans le secteur E&P.

## Prévisions de la Société

Suncor a mis à jour les prévisions qu'elle avait publiées pour 2016, publiées initialement le 27 juillet 2016. Les prévisions pour l'exercice au complet concernant les fourchettes de production, le débit de traitement par les raffineries et l'utilisation de celles-ci, ainsi que les hypothèses concernant les ventes ont été mises à jour comme suit :

	Prévisions pour l'exercice 2016 au complet 27 juillet 2016	Prévisions pour l'exercice 2016 au complet Révisées le 26 octobre 2016
<b>Production totale de Suncor (bep/j) <sup>1)</sup></b>	<b>585 000 – 620 000</b>	<b>610 000 – 625 000</b>
Sables pétrolifères (b/j)	375 000 – 395 000	375 000 – 385 000
Syncrude (b/j)	105 000 – 115 000	120 000 – 130 000
Exploration et production (bep/j)	105 000 – 110 000	110 000 – 115 000
Débit de traitement du brut de Suncor (b/j)	420 000 – 440 000	425 000 – 435 000
Taux d'utilisation des raffineries de Suncor	91 % – 95 %	92 % – 94 %
<b>Hypothèses concernant les ventes</b>		
<b>Ventes des Sables pétrolifères</b>		
Pétrole brut synthétique (b/j)	265 000 – 275 000	255 000 – 265 000
Bitume (b/j)	100 000 – 120 000	115 000 – 125 000
<b>Ventes de produits raffinés (b/j)</b>	<b>510 000 – 550 000</b>	<b>520 000 – 530 000</b>

Les prévisions concernant les dépenses en immobilisations pour l'exercice au complet ont été revues à la baisse, pour s'établir dans une fourchette de 5,8 G\$ à 6,0 G\$ plutôt que de 6,0 G\$ à 6,5 G\$, comme suit :

(en millions de dollars canadiens)	Prévisions pour l'exercice 2016 au complet 27 juillet 2016		Prévisions pour l'exercice 2016 au complet Révisées le 26 octobre 2016	
	Dépenses en immobilisations	Pourcentage des dépenses de croissance	Dépenses en immobilisations	Pourcentage des dépenses de croissance
En amont	5 250 – 5 600	65 %	5 100 – 5 230	70 %
En aval	700 – 800	5 %	675 – 720	5 %
Siège social	50 – 100	5 %	25 – 50	5 %
Total <sup>2)</sup>	6 000 – 6 500	55 %	5 800 – 6 000	60 %

Les prévisions pour l'exercice au complet en ce qui concerne les éléments suivants ont été mises à jour.

	Prévisions pour l'exercice 2016 au complet 27 juillet 2016	Prévisions pour l'exercice 2016 au complet Révisées le 26 octobre 2016
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères (\$/b)	27,00 \$ – 30,00 \$	25,50 \$ – 27,50 \$
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude (\$/b)	41,00 \$ – 44,00 \$	37,00 \$ – 39,00 \$
Charge d'impôt exigible (en millions de dollars canadiens)	0 \$ – 300 \$	100 \$ – 300 \$
Taux d'impôt (effectif) au Royaume-Uni	40 % – 45 %	35 % – 40 %

1) Les fourchettes de production des secteurs Sables pétrolifères, Syncrude et E&P ne sont pas censées s'additionner pour égaler la production totale de Suncor.

2) Les dépenses en immobilisations excluent les intérêts de 600 M\$ à 700 M\$ incorporés à l'actif.

Les hypothèses qui sous-tendent les perspectives pour l'exercice au complet ont aussi été ajustées comme suit : les hypothèses relatives au Brent à Sullom Voe sont passées de 40,00 \$ US/b à 44,00 \$ US/b; celles concernant le WTI à Cushing, de 39,00 \$ US/b à 43,00 \$ US/b; le WCS à Hardisty, de 26,00 \$ US/b à 29,00 \$ US/b; la marge de craquage 3-2-1 au port de New York, de 12,50 \$ US/b à 13,50 \$ US/b; le prix au comptant AECO, de 1,75 \$/gigajoule (Gj) à 2,00 \$/Gj; et le taux de change \$ US/\$ CA, de 0,75 à 0,76.

Pour plus de précisions et des mises en garde concernant les prévisions révisées de Suncor pour 2016, veuillez consulter la page [www.suncor.com/perspectives](http://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 kpi<sup>3</sup> équivalent à un baril. Se reporter à la rubrique « Mises en garde » du rapport de gestion.

# RAPPORT DE GESTION

Le 26 octobre 2016

Suncor est une société d'énergie intégrée dont le siège social est situé à Calgary, en Alberta. Notre objectif stratégique est de développer l'un des plus grands bassins de ressources pétrolières du monde, soit celui des sables bitumineux de l'Athabasca, situé au Canada. De plus, nous exerçons des activités de prospection, d'acquisition, de mise en valeur, de production et de commercialisation du pétrole brut et du gaz naturel au Canada et à l'échelle internationale, nous transportons et raffinons du pétrole brut et nous commercialisons des produits pétroliers et pétrochimiques, principalement au Canada. Nous commercialisons de temps à autre les produits pétroliers de tiers. Nous exerçons également des activités de négociation de l'énergie axée principalement sur la commercialisation et la négociation de pétrole brut, de gaz naturel et de sous-produits.

Pour une description des secteurs de Suncor, se reporter au rapport de gestion de Suncor pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, daté du 25 février 2016 (le « rapport de gestion annuel de 2015 »).

Le présent rapport de gestion doit être lu parallèlement aux états financiers consolidés intermédiaires non audités de Suncor du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016, à ses états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2015 et à son rapport de gestion annuel de 2015.

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](http://www.sedar.com), sur [www.sec.gov](http://www.sec.gov) et sur notre site Web, [www.suncor.com](http://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	7
2. Faits saillants du troisième trimestre	9
3. Information financière consolidée	10
4. Résultats sectoriels et analyse	16
5. Dépenses en immobilisations	30
6. Situation financière et situation de trésorerie	32
7. Données financières trimestrielles	36
8. Autres éléments	38
9. Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR	40
10. Abréviations courantes	44
11. Énoncés prospectifs	45

## 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 rapport de gestion, à savoir le résultat d'exploitation, les 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 rapport de gestion 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 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 rapport de gestion.

### 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 rapport de gestion. Le présent rapport de gestion 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 rapport de gestion.

### Conversions des mesures

Certains volumes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel ont été convertis en kpi<sup>3</sup>e de gaz naturel, en supposant que six kpi<sup>3</sup> 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 kpi<sup>3</sup>e, 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 kpi<sup>3</sup> 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 rapport de gestion, se reporter à la rubrique « Abréviations courantes ».



## 2. FAITS SAILLANTS DU TROISIÈME TRIMESTRE

- **Résultats financiers du troisième trimestre.**

- Suncor a enregistré un bénéfice net de 392 M\$ pour le troisième trimestre de 2016, en comparaison d'une perte nette de 376 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le bénéfice net inscrit pour le troisième 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 compte d'un produit d'impôt différé de 180 M\$ lié à une baisse du taux d'impôt sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière au Royaume-Uni, qui est passé de 50 % à 40 %. Le bénéfice net rend également compte d'une perte de change latente après impôt de 112 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et d'une perte hors trésorerie après impôt de 22 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. La perte nette du trimestre correspondant de l'exercice précédent tenait compte d'une perte de change latente après impôt de 786 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains.
- Pour le troisième trimestre de 2016, la Société a enregistré un bénéfice d'exploitation<sup>1)</sup> de 346 M\$, en comparaison de 410 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par la diminution des marges de craquage de référence et par la baisse des prix du brut, facteurs qui ont plus que neutralisé l'incidence favorable qu'ont eue l'augmentation de la quote-part du bénéfice d'exploitation de Syncrude attribuable au rehaussement de la fiabilité des installations de valorisation et à la diminution des charges d'exploitation unitaires, l'acquisition de participations directes supplémentaires en 2016, la diminution de la perte liée à la méthode PEPS inscrite par le secteur R&C, la baisse des charges d'exploitation du secteur Sables pétrolifères, le débit de traitement record du brut par les raffineries et l'accroissement de la production du secteur Sables pétrolifères et du secteur Exploration et production (« E&P »). Le bénéfice d'exploitation rend également compte d'une charge comptabilisée à l'égard d'un puits d'exploration improductif au large de la côte Est du Canada.
- Les flux de trésorerie d'exploitation<sup>1)</sup> se sont établis à 2,025 G\$ au troisième trimestre de 2016, en comparaison de 1,882 G\$ au troisième trimestre de 2015. Cette amélioration est attribuable à l'augmentation de la quote-part du bénéfice d'exploitation de Syncrude, à la diminution de la perte liée à la méthode PEPS inscrite par le secteur R&C, à la diminution des charges d'exploitation du secteur Sables pétrolifères, au produit d'impôt exigible lié à une baisse du taux d'impôt sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière au Royaume-Uni, qui est passé de 50 % à 40 %, au volume de pétrole brut record traité par les raffineries et à l'accroissement de la production du secteur Sables pétrolifères et du secteur E&P, partiellement neutralisés par la diminution des marges de craquage de référence et par la baisse des prix du brut. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, qui comprennent les variations du fonds de roulement hors trésorerie, se sont établis à 1,979 G\$ pour le troisième trimestre de 2016, contre 2,771 G\$ pour le troisième trimestre de 2015.
- **La production de Syncrude a augmenté, passant de 28 100 b/j à 183 800 b/j.** Cette hausse est attribuable aux participations directes supplémentaires dans Syncrude acquises en 2016 ainsi qu'à l'importante amélioration de la fiabilité des installations. L'amélioration de la fiabilité, conjuguée à la baisse des charges d'exploitation, a entraîné une diminution des charges d'exploitation décaissées de Syncrude, qui sont passées de 41,65 \$/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent à 27,65 \$/b.
- **Les raffineries ont traité un volume de brut record de 465 600 b/j.** L'augmentation du débit de traitement du brut par les raffineries enregistrée pour le trimestre a contrebalancé en partie l'incidence de la diminution des marges de craquage de référence.
- **Les charges d'exploitation décaissées<sup>1)</sup> du secteur Sables pétrolifères se sont établies en moyenne à 22,15 \$/b pour le trimestre, en comparaison de 27,00 \$/b pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.** Les efforts soutenus déployés pour réduire les coûts, la baisse des prix du gaz naturel et l'accroissement de la production ont permis au secteur Sables pétrolifères d'enregistrer ses charges d'exploitation décaissées par baril les plus basses en plus de 10 ans.
- **Le secteur Sables pétrolifères a affiché une solide production, la cadence d'exploitation étant revenue à la normale.** La production du secteur Sables pétrolifères s'est établie à 433 700 b/j et la production de pétrole brut

1) Le résultat d'exploitation, les flux de trésorerie d'exploitation 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 rapport de gestion.

synthétique, à 301 100 b/j, grâce au retour à la cadence d'exploitation normale des actifs à la suite de l'interruption de la production qu'ont entraînée les feux de forêt survenus au deuxième trimestre de 2016.

- **La Société a émis des titres d'emprunt à long terme totalisant 1 G\$ au troisième trimestre de 2016.** Le produit du placement a été utilisé pour réduire la dette à court terme et ainsi améliorer la situation de trésorerie et accroître la souplesse financière.
- **Suncor a continué de redistribuer de la trésorerie aux actionnaires.** La Société a versé à ses actionnaires des dividendes de 483 M\$ au troisième trimestre de 2016.

### 3. INFORMATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

#### Faits saillants financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2016	30 septembre 2015	2016	30 septembre 2015
<b>Résultat net</b>				
Sables pétrolifères	162	(50)	(1 425)	(240)
Exploration et production	144	(1)	136	505
Raffinage et commercialisation	436	625	1 366	1 800
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(350)	(950)	(163)	(2 053)
<b>Total</b>	<b>392</b>	<b>(376)</b>	<b>(86)</b>	<b>12</b>
<b>Résultat d'exploitation<sup>1)</sup></b>				
Sables pétrolifères	162	(50)	(1 425)	119
Exploration et production	(36)	(1)	(44)	57
Raffinage et commercialisation	436	625	1 366	1 768
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(216)	(164)	(616)	(453)
<b>Total</b>	<b>346</b>	<b>410</b>	<b>(719)</b>	<b>1 491</b>
<b>Flux de trésorerie d'exploitation<sup>1)</sup></b>				
Sables pétrolifères	1 236	785	1 297	2 368
Exploration et production	365	253	928	1 129
Raffinage et commercialisation	595	814	1 884	2 316
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(171)	30	(486)	(301)
<b>Total</b>	<b>2 025</b>	<b>1 882</b>	<b>3 623</b>	<b>5 512</b>
<b>Dépenses en immobilisations et frais de prospection<sup>2)</sup></b>				
Maintien	555	698	1 778	1 650
Croissance	985	923	2 798	2 669
<b>Total</b>	<b>1 540</b>	<b>1 621</b>	<b>4 576</b>	<b>4 319</b>

(en millions de dollars)	Périodes de 12 mois closes les	
	2016	30 septembre 2015
<b>Flux de trésorerie disponibles<sup>1)</sup></b>	<b>(2 123)</b>	<b>467</b>

1) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

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

## Faits saillants de l'exploitation

	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes	
	2016	30 septembre 2015	2016	les 30 septembre 2015
<b>Volumes de production par secteur</b>				
Sables pétrolifères (kb/j)	617,5	458,4	466,0	461,0
Exploration et production (kbep/j)	110,6	107,7	118,2	115,1
<b>Total</b>	<b>728,1</b>	<b>566,1</b>	<b>584,2</b>	<b>576,1</b>
<b>Composition de la production</b>				
Pétrole brut et liquides/gaz naturel (%)	99/1	99/1	99/1	99/1
Taux d'utilisation des raffineries (%)	101	96	93	94
Pétrole brut traité par les raffineries (kb/j)	465,6	444,8	429,0	432,7

## Résultat net

La Société a enregistré un bénéfice net consolidé de 392 M\$ pour le troisième trimestre de 2016, en comparaison d'une perte nette de 376 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Pour les neuf premiers mois de 2016, elle a inscrit une perte nette de 86 M\$, en comparaison d'un bénéfice net de 12 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Le bénéfice net reflète essentiellement 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 :

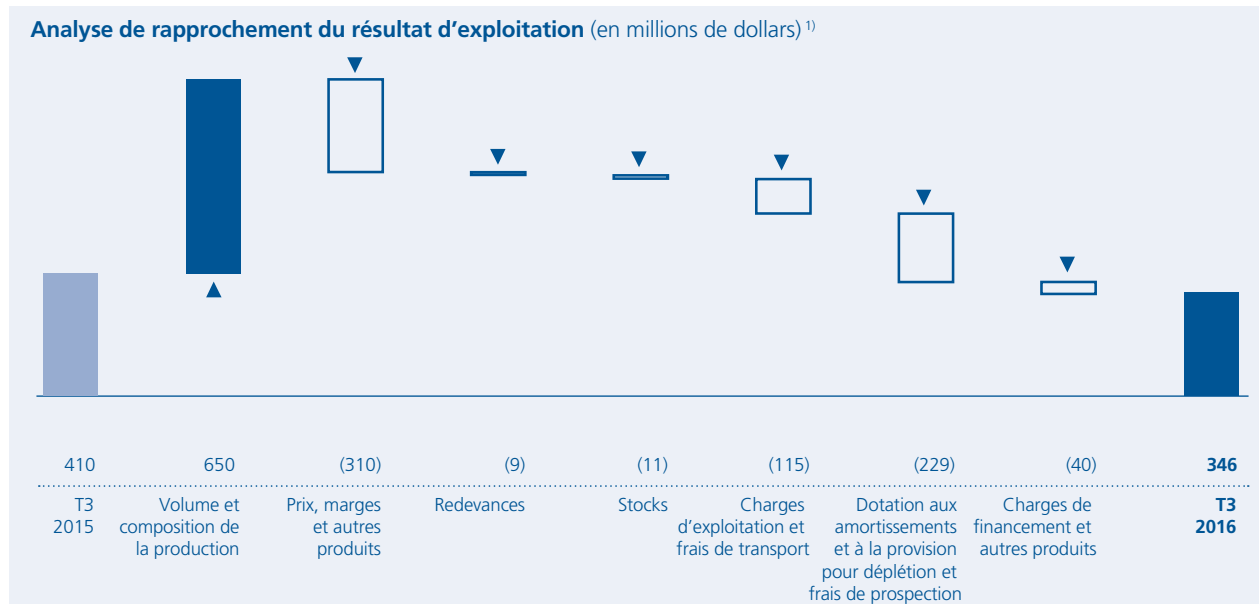
- La réévaluation de la dette à long terme libellée en dollars américains a donné lieu à une perte de change latente après impôt de 112 M\$ pour le troisième trimestre de 2016 et à un profit de change latent après impôt de 746 M\$ pour les neuf premiers mois de 2016, en comparaison d'une perte de change latente après impôt de 786 M\$ pour le troisième trimestre de 2015 et d'une perte de change latente après impôt de 1,548 G\$ pour les neuf premiers mois de 2015.
- Pour le troisième trimestre et les neuf premiers mois de 2016, la Société a comptabilisé, à l'égard du secteur Siège social, une perte hors trésorerie d'un montant respectif de 22 M\$ et de 182 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 diminution des taux d'intérêt à long terme.
- 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 un produit d'impôt différé de 180 M\$ 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 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 mises en œuvre par le secteur Siège social.

### Rapprochement du résultat d'exploitation<sup>1)</sup>

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes	
	2016	30 septembre 2015	2016	les 30 septembre 2015
Résultat net	392	(376)	(86)	12
Perte (profit) de change latente sur la dette libellée en dollars américains	112	786	(746)	1 548
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé <sup>2)</sup>	(180)	—	(180)	17
Perte hors trésorerie découlant de l'évaluation à la valeur de marché des swaps de taux d'intérêt <sup>3)</sup>	22	—	182	—
Perte hors trésorerie découlant du remboursement anticipé d'une dette à long terme <sup>4)</sup>	—	—	73	—
Coûts liés à l'acquisition et à l'intégration de COS <sup>5)</sup>	—	—	38	—
Profits sur cessions importantes <sup>6)</sup>	—	—	—	(68)
Charges de restructuration <sup>7)</sup>	—	—	—	57
Produit d'assurance <sup>8)</sup>	—	—	—	(75)
<b>Résultat d'exploitation<sup>1)</sup></b>	<b>346</b>	<b>410</b>	<b>(719)</b>	<b>1 491</b>

- 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 rapport de gestion.
- 2) Le résultat d'exploitation du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 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 la période de neuf mois close le 30 septembre 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, contrebalancée par une hausse de 2 % du taux d'imposition des sociétés en Alberta au deuxième trimestre de 2015.
- 3) Perte hors trésorerie sur les swaps de taux d'intérêt découlant d'une baisse des taux d'intérêt à long terme dans le secteur Siège social.
- 4) Charge liée au remboursement anticipé d'une dette dans le secteur Siège social.
- 5) Coûts de transaction et charges connexes liés à l'acquisition de COS dans le secteur Siège social.
- 6) 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.
- 7) Charges de restructuration liées aux mesures de réduction des coûts de mises en œuvre par le secteur Siège social.
- 8) 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 rapport de gestion pour une explication de l'analyse de rapprochement.

Suncor a enregistré un bénéfice d'exploitation consolidé de 346 M\$ pour le troisième trimestre de 2016, en comparaison de 410 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les faits saillants du trimestre comprennent l'augmentation de la quote-part du bénéfice d'exploitation de Syncrude attribuable au rehaussement de la fiabilité des installations de valorisation et à la diminution des charges d'exploitation unitaires, l'acquisition de participations directes supplémentaires en 2016, la diminution de la perte liée à la méthode PEPS inscrite par le secteur R&C, la baisse des charges d'exploitation du secteur Sables pétrolifères, le débit de traitement record du brut par les raffineries et l'accroissement de la production du secteur Sables pétrolifères et du secteur E&P. Ces facteurs ont été plus que contrebalancés par l'incidence défavorable de la diminution des marges de craquage de référence et des prix du brut. Le bénéfice d'exploitation tient également compte d'une charge hors trésorerie comptabilisée à l'égard d'un puits d'exploration improductif au large de la côte Est du Canada.

Pour les neuf premiers mois de 2016, Suncor a inscrit une perte d'exploitation consolidée de 719 M\$, en comparaison d'un bénéfice d'exploitation consolidé de 1,491 G\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Ce recul est principalement attribuable à la diminution des prix obtenus en amont qui a découlé de la baisse des cours de référence du brut, à la diminution des marges de craquage de référence, à l'incidence de l'interruption de la production qu'ont entraînée les feux de forêt dans la région de Fort McMurray et à la hausse des charges d'exploitation qui a découlé de l'acquisition de participations directes supplémentaires dans Syncrude en 2016. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par la diminution de la perte liée à la méthode PEPS inscrite par le secteur R&C, par l'accroissement de la production de Syncrude, par l'évolution favorable des écarts liés à l'emplacement et par la baisse des charges d'exploitation, compte non tenu de l'incidence de l'acquisition des participations dans Syncrude.

### Charge de rémunération fondée sur des actions après impôt par secteur

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
Sables pétrolifères	15	20	48	50
Exploration et production	1	3	4	6
Raffinage et commercialisation	8	12	30	30
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	27	42	100	89
Total de la charge de rémunération fondée sur des actions	51	77	182	175

La charge de rémunération fondée sur des actions après impôt a diminué pour s'établir à 51 M\$ au troisième trimestre de 2016, en comparaison de 77 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison d'une hausse moins importante du cours de l'action au troisième 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 30 septembre		Moyenne des périodes de neuf mois closes les	
		2016	2015	2016	2015
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	44,95	46,45	41,35	51,00
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	45,85	50,30	41,80	56,55
Écart de prix pétrole brut Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	6,80	8,50	7,50	9,20
MSW à Edmonton	\$ CA/b	55,10	56,55	50,90	58,95
WCS à Hardisty	\$ US/b	31,45	33,25	27,70	37,80
Écart léger/lourd WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	13,50	13,20	13,65	13,20
Condensat à Edmonton	\$ US/b	43,05	44,20	40,55	49,25
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi <sup>3</sup>	2,30	2,90	1,85	2,75
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	17,90	26,05	17,00	37,50
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	14,00	22,25	13,95	21,75
Chicago, marge de craquage 3-2-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	14,15	23,95	13,30	20,05
Portland, marge de craquage 3-2-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	18,75	28,75	17,00	27,60
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	14,50	21,55	12,50	20,80
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,77	0,76	0,76	0,79
Taux de change à la fin de la période	\$ US/\$ CA	0,76	0,75	0,76	0,75

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 troisième trimestre de 2016 pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux ont subi l'incidence négative de la baisse du prix du WTI, qui est passé de 46,45 \$ US/b au troisième trimestre de 2015 à 44,95 \$ US/b, partiellement contrebalancée par un écart favorable entre le pétrole brut synthétique et le WTI. Suncor produit 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 diminué pour passer de 56,55 \$/b au troisième trimestre de 2015 à 55,10 \$/b au troisième trimestre de 2016, et les cours du WCS à Hardisty ont diminué pour passer de 33,25 \$ US/b au troisième trimestre de 2015 à 31,45 \$ US/b au troisième trimestre de 2016.

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. Le cours du pétrole brut Brent a diminué pour s'établir en moyenne à 45,85 \$ US/b au troisième trimestre de 2016, en comparaison de 50,30 \$ 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 2,30 \$ le kpi<sup>3</sup> au troisième trimestre de 2016, en baisse comparativement à 2,90 \$ le kpi<sup>3</sup> au troisième trimestre de 2015.

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 diminué pour s'établir en moyenne à 17,90 \$/MWh au troisième trimestre de 2016, comparativement à 26,05 \$/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. Au troisième trimestre de 2016, le dollar canadien s'est apprécié par rapport au dollar américain, le taux de change moyen ayant augmenté pour passer de 0,76 \$ US pour un dollar canadien au trimestre correspondant de l'exercice précédent à 0,77 \$ US pour un dollar canadien, ce qui a eu une incidence défavorable sur les prix obtenus par la Société au troisième trimestre de 2016 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Suncor détient également des actifs et des passifs, notamment la majeure partie 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.

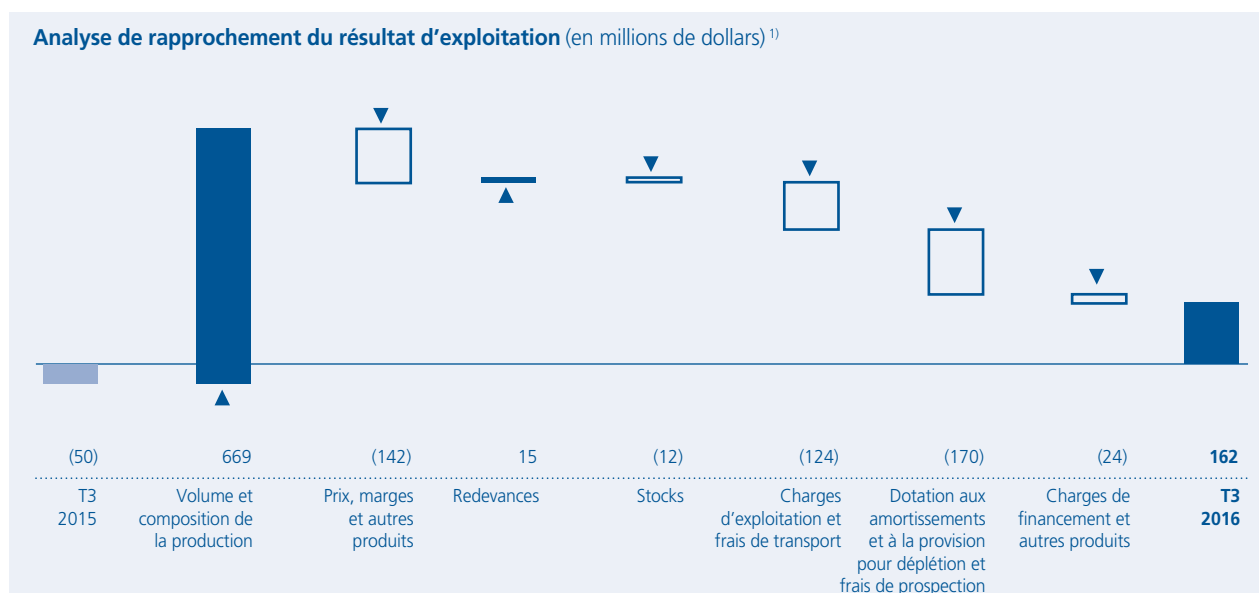
## 4. RÉSULTATS SECTORIELS ET ANALYSE

### SABLES PÉTROLIFÈRES

#### Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
Produits bruts	2 967	2 272	6 166	7 315
Moins les redevances	(20)	(48)	(48)	(104)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	2 947	2 224	6 118	7 211
Résultat net	162	(50)	(1 425)	(240)
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé <sup>1)</sup>	—	—	—	359
Résultat d'exploitation <sup>2)</sup>	162	(50)	(1 425)	119
<i>Sables pétrolifères</i>	(13)	(21)	(1 327)	198
<i>Coentreprises des Sables pétrolifères</i>	175	(29)	(98)	(79)
Flux de trésorerie d'exploitation <sup>2)</sup>	1 236	785	1 297	2 368

- 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) Mesures financières hors PCGR. Se reporter aussi à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.



- 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 enregistré une perte d'exploitation de 13 M\$, en comparaison d'une perte d'exploitation de 21 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. 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, la baisse des prix du gaz



naturel et la hausse des volumes de production ont plus que compensé l'incidence du recul des prix obtenus qui a découlé de la baisse des cours de référence du pétrole brut.

Le secteur Coentreprises des Sables pétrolifères a enregistré un bénéfice d'exploitation de 175 M\$ au troisième trimestre de 2016, comparativement à une perte d'exploitation de 29 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette amélioration est essentiellement attribuable à l'augmentation des taux d'utilisation des installations de valorisation de Syncrude et à la diminution des charges d'exploitation et à l'augmentation de la quote-part du bénéfice d'exploitation de Syncrude qui a découlé de l'acquisition de participations directes supplémentaires en 2016, facteurs qui ont plus que contrebalancé la baisse des cours de référence du brut.

### Volumes de production<sup>1)</sup>

(kb/j)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	301,1	314,9	236,8	329,6
Bitume non valorisé	132,6	115,4	118,2	102,0
Sables pétrolifères	433,7	430,3	355,0	431,6
Coentreprises des Sables pétrolifères – Syncrude	183,8	28,1	111,0	29,4
<b>Total</b>	<b>617,5</b>	<b>458,4</b>	<b>466,0</b>	<b>461,0</b>

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 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
<b>Volume des ventes du secteur Sables pétrolifères</b>				
Pétrole brut synthétique peu sulfureux	100,8	112,9	87,4	109,3
Diesel	27,9	30,0	18,7	32,0
Pétrole brut synthétique sulfureux	162,5	180,7	137,2	192,0
Produits valorisés	291,2	323,6	243,3	333,3
Bitume non valorisé	123,5	106,3	122,1	98,0
Sables pétrolifères	414,7	429,9	365,4	431,3
Coentreprises des Sables pétrolifères – Syncrude	183,8	28,1	111,0	29,4
<b>Total</b>	<b>598,5</b>	<b>458,0</b>	<b>476,4</b>	<b>460,7</b>

Le volume de production du secteur Sables pétrolifères a augmenté pour s'établir à 433 700 b/j au troisième trimestre de 2016, en comparaison de 430 300 b/j au troisième trimestre de 2015, la hausse de la production à Firebag ayant compensé la baisse de la production de pétrole brut synthétique. Des travaux de maintenance planifiés portant sur les installations de valorisation ont été entrepris au troisième trimestre de 2016 et achevés au quatrième trimestre de l'exercice. Le volume de production du troisième trimestre de 2015 reflétait également l'incidence de travaux de maintenance planifiés.

Le volume des ventes du secteur Sables pétrolifères a diminué pour s'établir en moyenne à 414 700 b/j au troisième trimestre de 2016, en comparaison de 429 900 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par le renouvellement de stocks à la suite du prélèvement important effectué au deuxième trimestre de 2016 en raison de l'interruption de la production qu'ont entraînée les feux de forêt, partiellement contrebalancée par la hausse des volumes de production.

La quote-part de Suncor dans la production de Syncrude s'est chiffrée à 183 800 b/j au troisième trimestre de 2016, en comparaison de 28 100 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les installations de valorisation de Syncrude ont affiché un taux de fiabilité accru, soit 98 %, en comparaison d'un taux de fiabilité de 67 % au troisième trimestre de 2015, lequel reflétait l'incidence de l'incendie survenu à une usine de valorisation. La hausse est attribuable aux participations directes supplémentaires acquises en 2016, de même qu'à l'excellente fiabilité observée au cours de la période et au traitement de stocks de produits non finis qui s'étaient accumulés par suite de l'exécution de travaux de maintenance planifiés et en raison des feux de forêt survenus au deuxième trimestre de 2016.

### Production de bitume

	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes	
	2016	30 septembre 2015	2016	les 30 septembre 2015
<b>Sables pétrolifères – Activités de base</b>				
Production de bitume (kb/j)	295,1	303,3	222,3	312,3
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	433,2	471,0	328,6	470,6
Qualité du minerai de bitume (b/t)	0,68	0,64	0,68	0,66
<b>Production <i>in situ</i></b>				
Production de bitume – Firebag (kb/j)	197,6	191,7	172,9	182,9
Production de bitume – MacKay River (kb/j)	26,6	27,4	25,5	29,4
Total de la production de bitume <i>in situ</i>	224,2	219,1	198,4	212,3
Ratio vapeur-pétrole – Firebag	2,6	2,6	2,6	2,6
Ratio vapeur-pétrole – MacKay River	3,4	2,8	3,1	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 295 100 b/j au troisième trimestre de 2016, en comparaison de 303 300 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La diminution est surtout attribuable aux travaux de maintenance non planifiés au troisième trimestre de 2016.

La production de bitume tirée des activités *in situ* a augmenté pour s'établir à 224 200 b/j au troisième trimestre de 2016, en comparaison de 219 100 b/j au troisième trimestre de 2015, en raison principalement de l'excellente fiabilité dont continuent de faire preuve les installations de Firebag. À MacKay River, la production a diminué pour s'établir à 26 600 b/j au troisième trimestre de 2016, en comparaison de 27 400 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, le retour aux niveaux normaux s'étant avéré plus long que prévu en raison de la non-disponibilité du pipeline d'un tiers attribuable à des problèmes rencontrés par l'exploitant du pipeline au moment du redémarrage des activités à la suite des feux de forêt. Des travaux de maintenance planifiés ont été exécutés à Mackay River au cours des deux périodes.

Le ratio vapeur-pétrole de Firebag a été comparable à celui enregistré au trimestre correspondant de l'exercice précédent, s'établissant à 2,6. À Mackay River, le ratio vapeur-pétrole a augmenté pour s'établir à 3,4, en comparaison de 2,8 au troisième trimestre de 2015, en raison des besoins additionnels en vapeur liés à une nouvelle plateforme de puits.

## Prix obtenus

Déduction faite des frais de transport, mais avant redevances (\$/b)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
<b>Secteur Sables pétrolifères</b>				
Pétrole brut synthétique et diesel	53,73	53,50	46,37	57,91
Bitume	21,87	26,99	15,15	29,37
Ensemble des ventes de pétrole brut (tous les produits)	44,24	46,95	35,94	51,43
Ensemble des ventes de pétrole brut, par rapport au WTI	(14,14)	(14,17)	(18,47)	(13,13)
<b>Secteur Coentreprises des Sables pétrolifères</b>				
Syncrude (pétrole brut synthétique peu sulfureux)	58,33	60,53	53,79	62,32
Syncrude, par rapport au WTI	(0,05)	(0,59)	(0,62)	(2,24)

Le prix moyen obtenu pour la production du secteur Sables pétrolifères a diminué pour se chiffrer à 44,24 \$/b au troisième trimestre de 2016, en comparaison de 46,95 \$/b pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ce recul résulte principalement de la baisse des cours de référence du WTI et de l'élargissement des écarts de prix du WCS, partiellement contrebalancés par l'amélioration des écarts de prix du pétrole brut synthétique.

Le prix moyen obtenu pour la production de Syncrude a diminué pour s'établir à 58,33 \$/b au troisième trimestre de 2016, comparativement à 60,53 \$/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par la diminution des cours de référence du WTI, partiellement contrebalancée par l'amélioration des écarts de prix du pétrole brut synthétique.

## Redevances

Les redevances du secteur Sables pétrolifères ont été moins élevées au troisième trimestre de 2016 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique essentiellement par la baisse des prix du bitume, partiellement contrebalancée par la hausse de la production.

## Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et les frais de transport ont été plus élevés au troisième trimestre de 2016 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de l'augmentation de la participation directe de la Société dans Syncrude, partiellement contrebalancée par l'incidence des mesures de réduction des coûts mises en œuvre par le secteur Sables pétrolifères de Suncor, par la diminution des frais de transport engagés par le secteur Sables pétrolifères et par la baisse 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 a été plus élevée au troisième trimestre de 2016 qu'au troisième trimestre de 2015, en raison principalement de l'augmentation de la participation directe dans Syncrude et de l'accroissement des actifs du secteur Sables pétrolifères.

## Charges d'exploitation décaissées

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes	
	2016	30 septembre 2015	2016	les 30 septembre 2015
<b>Rapprochement des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères</b>				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	1 420	1 246	4 143	3 903
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	(474)	(110)	(1 172)	(353)
Coûts non liés à la production <sup>1)</sup>	(17)	(23)	(82)	(69)
Coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts <sup>2)</sup>	(65)	(49)	(146)	(185)
Variations des stocks	20	5	(105)	(21)
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères <sup>3)</sup>	884	1 069	2 638	3 275
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères (\$/b) <sup>3)</sup>	22,15	27,00	27,15	27,80
<b>Charges d'exploitation décaissées de Syncrude</b>				
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude <sup>4)</sup>	467	108	1 158	348
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude (\$/b)	27,65	41,65	37,85	43,40

- 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 une unité 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 rapport de gestion.
- 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 troisième trimestre de 2016 pour s'établir à 22,15 \$/b, en comparaison de 27,00 \$/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 et de la baisse du coût d'approvisionnement en gaz naturel, conjuguées à la hausse des volumes de production. Les charges d'exploitation décaissées totales du secteur Sables pétrolifères ont diminué, passant de 1,069 G\$ au troisième trimestre de 2015 à 884 M\$.

Au troisième trimestre de 2016, les coûts non liés à la production, qui sont exclus des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, ont été moins élevés qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de la diminution de la charge de rémunération fondée sur des actions.

Les recouvrements liés à la capacité énergétique excédentaire et autres recouvrements ont été plus élevés au troisième trimestre de 2016 qu'au troisième trimestre de 2015, en raison de la hausse des autres coûts liée principalement aux services de soutien et de l'augmentation des recouvrements découlant des ventes d'électricité produite par les installations de cogénération.

Les variations des stocks au troisième trimestre de 2016 représentent une plus grande accumulation de marchandises qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, la Société ayant regarni ses stocks de pétrole brut à la suite de l'important prélèvement effectué au deuxième trimestre de 2016 en raison de l'interruption de la production qu'avaient entraînée les feux de forêt dans la région de Fort McMurray.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude ont diminué au troisième trimestre de 2016 pour s'établir à 27,65 \$/b, en comparaison de 41,65 \$/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 et par la baisse des charges d'exploitation

décaissées. La quote-part de Suncor des charges d'exploitation décaissées totales de Syncrude a augmenté, passant de 108 M\$ au troisième trimestre de 2015 à 467 M\$, en raison des participations directes supplémentaires dans Syncrude acquises en 2016, cette augmentation ayant été partiellement contrebalancée par la baisse des charges d'exploitation et des coûts de maintenance.

### Résultats des neuf premiers mois de 2016

Le secteur Sables pétrolifères a enregistré une perte d'exploitation de 1,425 G\$ pour les neuf premiers mois de 2016, en comparaison d'un bénéfice d'exploitation de 119 M\$ pour la période correspondante de 2015. Ce recul est principalement attribuable à la baisse des prix obtenus pour le pétrole brut, au fléchissement du volume de production du secteur Sables pétrolifères qui a découlé de l'incidence des feux de forêt survenus dans la région de Fort McMurray au deuxième trimestre de 2016 et à la hausse des charges qui a découlé de l'augmentation des participations directes dans Syncrude. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par l'accroissement de la production à Syncrude, par la diminution des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux engagés par le secteur Sables pétrolifères et par la baisse de la charge de redevances.

Le secteur a enregistré des flux de trésorerie d'exploitation de 1,297 G\$ pour les neuf premiers mois de 2016, en comparaison de 2,368 G\$ pour la période correspondante de 2015. La diminution des flux de trésorerie d'exploitation est attribuable aux mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont décrits ci-dessus.

Les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères se sont établies en moyenne à 27,15 \$/b pour les neuf premiers mois de 2016, en baisse comparativement à 27,80 \$/b en moyenne pour la période correspondante de 2015, malgré l'important fléchissement des volumes de production. Cette baisse découle de la réduction des charges décaissées totales qui a été enregistrée pour les neuf premiers mois de 2016 par rapport à la période correspondante de 2015 et qui a plus que contrebalancé l'incidence du fléchissement des volumes de production résultant des feux de forêt survenus au deuxième trimestre de 2016. La diminution des charges d'exploitation décaissées est attribuable aux mesures de réduction des coûts mises en œuvre par la Société et à la diminution du coût du gaz naturel, de même qu'aux dépenses qui ont été évitées durant la période d'interruption des activités qu'ont entraînée les feux de forêt.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude se sont établies en moyenne à 37,85 \$/b pour les neuf premiers mois de 2016, en baisse comparativement à 43,40 \$/b en moyenne pour la période correspondante de 2015. Cette baisse est principalement attribuable aux réductions des charges d'exploitation, partiellement contrebalancées par la diminution des volumes qu'ont entraînée les feux de forêt.

### Travaux de maintenance planifiés

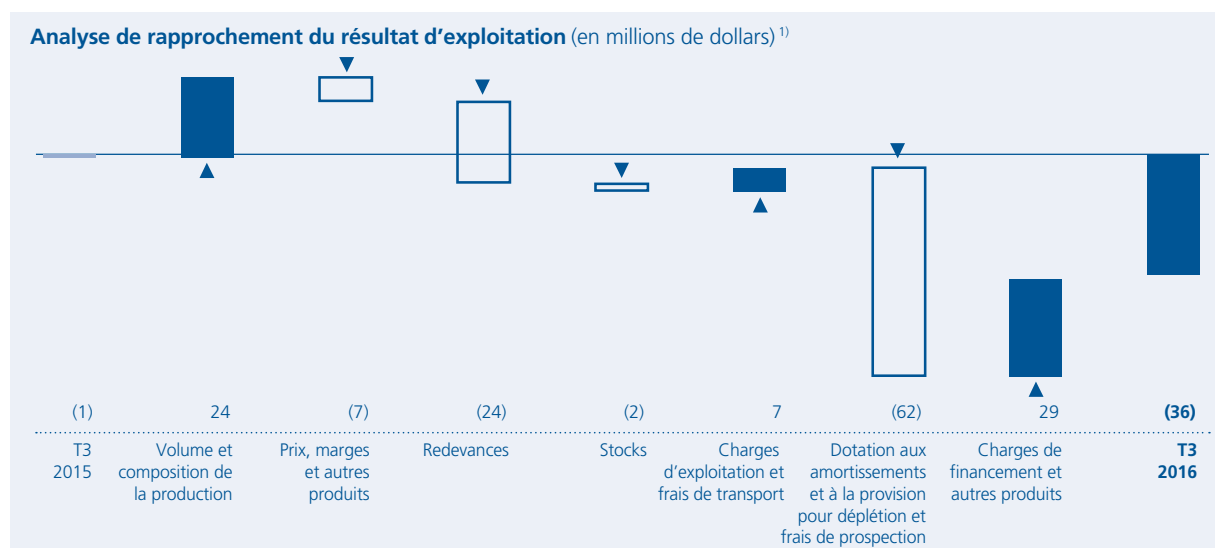
La Société a entrepris des travaux de maintenance portant sur l'usine de valorisation 1 au cours du troisième trimestre de 2016. Ces travaux de maintenance ont été achevés au quatrième trimestre de 2016. Les prévisions de la Société pour 2016 tiennent compte de l'incidence de ces travaux de maintenance.

## EXPLORATION ET PRODUCTION

### Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes	
	2016	30 septembre 2015	2016	les 30 septembre 2015
Produits bruts	547	558	1 702	2 107
Moins les redevances	(44)	(12)	(118)	(234)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	503	546	1 584	1 873
Résultat net	144	(1)	136	505
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé <sup>1)</sup>	(180)	—	(180)	(373)
Produit d'assurance <sup>2)</sup>	—	—	—	(75)
Résultat d'exploitation <sup>3)</sup>	(36)	(1)	(44)	57
<i>E&amp;P Canada</i>	(81)	(5)	(60)	(3)
<i>E&amp;P International</i>	45	4	16	60
Flux de trésorerie d'exploitation <sup>3)</sup>	365	253	928	1 129

- 1) 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.
- 2) Produit d'assurance contre les pertes d'exploitation visant les actifs de Terra Nova dans le secteur E&P.
- 3) Mesures financières hors PCGR. Se reporter également à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.



- 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.

E&P a enregistré une perte d'exploitation de 36 M\$ au troisième trimestre de 2016, en comparaison d'une perte d'exploitation de 1 M\$ au troisième trimestre de 2015.

E&P Canada a enregistré une perte d'exploitation de 81 M\$, en hausse comparativement à celle de 5 M\$ inscrite pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par la charge de 102 M\$ après impôt

comptabilisée à l'égard d'un puits d'exploration improductif dans le bassin Shelburne, au large de la côte Est du Canada. Si l'on ne tient pas compte de cette incidence, le résultat d'exploitation s'est amélioré par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, l'accroissement de la production et la légère hausse des prix obtenus ayant plus que compensé les redevances supplémentaires et l'augmentation de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion.

E&P International a enregistré un bénéfice d'exploitation de 45 M\$ au troisième trimestre de 2016, en hausse par rapport à 4 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la baisse de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion qui a découlé du fléchissement des volumes et de la diminution des taux de déplétion à Golden Eagle, partiellement contrebalancée par le fléchissement de la production à Buzzard qui a résulté des travaux de révision planifiés exécutés au troisième trimestre de 2016 et par la baisse des prix obtenus.

## Volumes de production

	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes	
	2016	30 septembre 2015	2016	les 30 septembre 2015
<b>E&amp;P Canada</b>				
Terra Nova (kb/j)	14,7	10,4	11,0	13,7
Hibernia (kb/j)	28,2	16,6	25,6	18,9
White Rose (kb/j)	7,5	9,9	11,0	11,3
Amérique du Nord (activités terrestres) (kbep/j)	2,7	3,7	2,8	3,2
	<b>53,1</b>	<b>40,6</b>	<b>50,4</b>	<b>47,1</b>
<b>E&amp;P International</b>				
Buzzard (kbep/j)	40,8	50,0	48,9	51,2
Golden Eagle (kbep/j)	16,2	17,0	18,5	13,8
Royaume-Uni (kbep/j)	57,0	67,0	67,4	65,0
Libye (kb/j)	0,5	0,1	0,4	3,0
	<b>57,5</b>	<b>67,1</b>	<b>67,8</b>	<b>68,0</b>
Production totale (kbep/j)	<b>110,6</b>	<b>107,7</b>	<b>118,2</b>	<b>115,1</b>
Composition (liquides/gaz) (%)	<b>96/4</b>	<b>95/5</b>	<b>96/4</b>	<b>96/4</b>

La production d'E&P Canada s'est établie en moyenne à 53 100 bep/j au troisième trimestre de 2016, en comparaison de 40 600 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation tient principalement à la hausse de la production qui a été enregistrée à Hibernia en raison des nouveaux puits qui sont entrés en service après la clôture du troisième trimestre de 2015 ainsi qu'à la hausse de la production à Terra Nova qui a découlé de l'optimisation des réservoirs et de l'amélioration de la fiabilité, la cadence de production s'étant par ailleurs accélérée à la suite de l'achèvement de travaux de révision de longue haleine au troisième trimestre de 2015. Des travaux de maintenance planifiés ont été exécutés durant les deux trimestres.

La production du secteur E&P International s'est établie en moyenne à 57 500 bep/j au troisième trimestre de 2016, en comparaison de 67 100 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution est principalement attribuable aux travaux de maintenance planifiés qui ont été entrepris à Buzzard vers la fin du troisième trimestre de 2016. La production de Golden Eagle a été comparable à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent, les taux de production record ayant été contrebalancés par les travaux de maintenance planifiés exécutés au cours du trimestre écoulé. La production en Libye est toujours pratiquement interrompue, et on ne peut déterminer avec certitude à quel moment les activités reprendront leur cours normal.

**Prix obtenus**

Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
<b>Exploration et production</b>				
E&P Canada – pétrole brut et liquides de gaz naturel (\$/b)	59,26	56,02	53,69	66,30
E&P Canada – gaz naturel (\$/kpi <sup>3</sup> e)	1,94	1,82	1,47	2,04
E&P International (\$/bep)	55,27	60,43	49,56	64,31

Les prix obtenus pour le pétrole brut provenant d'E&P Canada ont augmenté au troisième trimestre de 2016 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, du fait qu'un plus grand volume de ventes acheminées par navire ont été réalisées plus tard au cours du trimestre, durant une période où les cours de référence étaient plus élevés, tandis qu'au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent, les ventes acheminées par navire avaient été réalisées durant une période où les cours de référence étaient plus bas.

Les prix obtenus par le secteur E&P International au troisième trimestre de 2016 ont été plus faibles qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la diminution des cours de référence du Brent et de l'incidence défavorable des taux de change.

**Redevances**

Les redevances ont été plus élevées au troisième trimestre de 2016 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par le fait que les travaux de révision exécutés en 2015 avaient donné lieu à des taux de redevances minimaux au troisième trimestre de cet exercice, de même que par l'incidence de la hausse de la production et de l'augmentation des prix obtenus au cours de la période écoulée.

**Charges et autres facteurs**

Les charges d'exploitation et les frais de transport ont diminué au troisième 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 troisième 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 puits d'exploration en eaux profondes improductif 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 troisième trimestre de 2016 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui 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 qui a été enregistrée à Buzzard en raison de l'exécution de travaux de révision, partiellement contrebalancées par une hausse de la production sur la côte Est du Canada.

Les charges financières et autres charges reflètent l'incidence favorable de la baisse de 10 % du taux d'imposition au Royaume-Uni adoptée au troisième trimestre de 2016.

**Résultats des neuf premiers mois de 2016**

Le secteur E&P a enregistré une perte d'exploitation de 44 M\$ pour les neuf premiers mois de 2016, en comparaison d'un bénéfice d'exploitation de 57 M\$ pour les neuf premiers mois de 2015. Ce recul s'explique par la baisse des prix obtenus qui a découlé de la diminution des cours de référence du brut, partiellement contrebalancée par la hausse de la production, par la baisse des redevances et par la diminution des charges d'exploitation.

Les flux de trésorerie d'exploitation se sont chiffrés à 928 M\$ pour les neuf premiers mois de 2016, en baisse comparativement à 1,129 G\$ pour les neuf premiers mois de 2015, en raison principalement des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation.

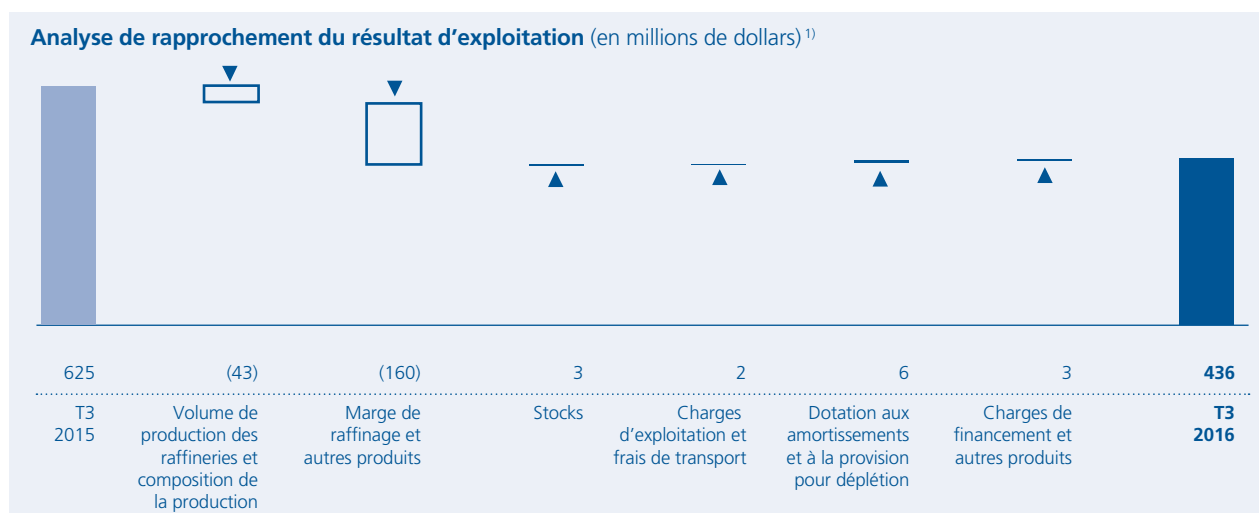


## RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

### Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2016	30 septembre 2015	2016	30 septembre 2015
Produits d'exploitation	4 711	5 254	12 892	15 426
Résultat net	436	625	1 366	1 800
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé <sup>1)</sup>	—	—	—	36
Profit sur cession importante <sup>2)</sup>	—	—	—	(68)
Résultat d'exploitation <sup>3)</sup>	436	625	1 366	1 768
<i>Activités de raffinage et d'approvisionnement</i>	<i>332</i>	<i>518</i>	<i>1 088</i>	<i>1 472</i>
<i>Activités de commercialisation</i>	<i>104</i>	<i>107</i>	<i>278</i>	<i>296</i>
Flux de trésorerie d'exploitation <sup>3)</sup>	595	814	1 884	2 316

- 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) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.



- 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 Raffinage et approvisionnement a enregistré un bénéfice d'exploitation de 332 M\$ pour le troisième trimestre de 2016, en comparaison de 518 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. La baisse enregistrée au troisième trimestre de 2016 est principalement attribuable à la diminution des marges de craquage de référence et des marges dégagées sur les produits secondaires, au rétrécissement de l'écart de prix du brut, partiellement contrebalancés par la diminution de la perte liée à la méthode PEPS. L'incidence du débit de traitement record du brut par les raffineries a été plus que neutralisée par la composition défavorable de la production des raffineries.

L'apport des activités de commercialisation au résultat d'exploitation s'est chiffré à 104 M\$ pour le troisième trimestre de 2016, en comparaison de 107 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, l'augmentation des volumes et des marges enregistrée dans le réseau de ventes au détail dans l'Est de l'Amérique du Nord ayant été plus que neutralisée par la diminution des volumes et des marges enregistrée dans l'ensemble du réseau de ventes en gros dans l'ouest de l'Amérique du Nord.

Suncor a poursuivi le processus de vente de ses activités liées aux lubrifiants au cours du trimestre.

## Volumes

	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	30 septembre		30 septembre	
	2016	2015	2016	2015
<b>Pétrole brut traité (kb/j)</b>				
Est de l'Amérique du Nord	213,5	200,5	202,4	208,1
Ouest de l'Amérique du Nord	252,1	244,3	226,6	224,6
<b>Total</b>	<b>465,6</b>	<b>444,8</b>	<b>429,0</b>	<b>432,7</b>
<b>Taux d'utilisation des raffineries<sup>1)</sup> (%)</b>				
Est de l'Amérique du Nord	96	90	91	94
Ouest de l'Amérique du Nord	105	102	94	94
<b>Total</b>	<b>101</b>	<b>96</b>	<b>93</b>	<b>94</b>
<b>Ventes de produits raffinés (kb/j)</b>				
Essence	254,4	254,4	245,3	247,1
Distillat	195,2	206,3	185,9	201,6
Autres	99,1	85,7	92,5	82,0
<b>Total</b>	<b>548,7</b>	<b>546,4</b>	<b>523,7</b>	<b>530,7</b>
<b>Marge de raffinage brute<sup>2)</sup> (\$/b)</b>	<b>17,75</b>	<b>26,60</b>	<b>19,40</b>	<b>25,50</b>
<b>Charges d'exploitation de raffinage<sup>2)</sup> (\$/b)</b>	<b>4,55</b>	<b>4,70</b>	<b>5,00</b>	<b>5,10</b>

- 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 de ces unités.
- 2) La marge de raffinage brute par baril et les charges d'exploitation de raffinage par baril sont présentées en fonction de la production totale des quatre raffineries de la Société.

Le débit de traitement du brut par les raffineries a atteint un nouveau record trimestriel au troisième trimestre de 2016, les raffineries ayant traité 465 600 b/j de pétrole brut, en comparaison de 444 800 b/j au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le volume de pétrole brut traité par les raffineries de l'Est de l'Amérique du Nord s'est établi à 213 500 b/j au troisième trimestre de 2016, en hausse par rapport aux 200 500 b/j traités au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la diminution du volume de travaux de maintenance planifiés exécutés et de l'excellente fiabilité des installations. Le volume moyen de pétrole brut traité dans l'Ouest de l'Amérique du Nord a augmenté pour atteindre 252 100 b/j au troisième trimestre de 2016, en comparaison de 244 300 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de l'incidence des travaux de maintenance planifiés qui avaient été exécutés au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les ventes totales de produits raffinés se sont chiffrées à 548 700 b/j au troisième trimestre de 2016, ce qui avoisine les 546 400 b/j vendus au cours du trimestre correspondant de 2015.

## Prix et marges

Les marges des produits raffinés du secteur Raffinage et approvisionnement ont été moins élevées au troisième trimestre de 2016 qu'au troisième trimestre de 2015, et elles tiennent compte principalement de ce qui suit :

- Les marges de craquage de raffinage de référence ont diminué et les marges dégagées sur l'asphalte et les produits secondaires ont rétréci en raison de l'augmentation des stocks de produits raffinés en Amérique du Nord.
- Les écarts de prix du brut se sont rétrécis au troisième trimestre de 2016, en raison notamment de l'incidence des feux de forêt survenus en Alberta au deuxième trimestre de 2016.
- Au troisième 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 DEPS<sup>1)</sup>, s'est traduite par une baisse du résultat d'exploitation d'environ 86 M\$ après impôt, tandis qu'elle s'était traduite par une baisse du résultat d'exploitation d'environ 274 M\$ après impôt au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui représente une variation favorable de 188 M\$ entre les deux trimestres.

Les marges de commercialisation ont été plus élevées au troisième 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 du troisième trimestre de 2016 ont été comparables à celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

### **Résultats des neuf premiers mois de 2016**

Le secteur R&C a inscrit un bénéfice d'exploitation de 1,366 G\$ pour les neuf premiers mois de 2016, en comparaison d'un bénéfice d'exploitation de 1,768 G\$ pour les neuf premiers mois de 2015. Ce recul est principalement attribuable à la diminution des marges de craquage de raffinage de référence et au rétrécissement des écarts de prix du brut provenant de l'intérieur des terres, partiellement contrebalancés par l'élargissement des écarts liés à l'emplacement pour les produits raffinés, par l'augmentation du débit de traitement du brut par les raffineries et par l'incidence positive de l'affaiblissement du dollar canadien. Pour les neuf premiers mois de l'exercice, l'utilisation par la Société de la méthode PEPS, au lieu de la méthode DEPS<sup>1)</sup>, pour comptabiliser les stocks a eu une incidence négative sur le résultat net et les flux de trésorerie d'exploitation d'environ 3 M\$ après impôt, en comparaison d'une incidence négative d'environ 209 M\$ après impôt pour les neuf premiers mois de 2015.

Les flux de trésorerie d'exploitation se sont chiffrés à 1,884 G\$ pour les neuf premiers mois de 2016, en comparaison de 2,316 G\$ pour les neuf premiers mois de 2015. Cette diminution reflète l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont décrits ci-dessus.

### **Travaux de maintenance planifiés**

La Société a entrepris, au troisième trimestre de 2016, des travaux de maintenance planifiés d'une durée de sept semaines à la raffinerie de Montréal et des travaux de maintenance planifiés d'une durée de cinq semaines à la raffinerie de Sarnia. Les prévisions de la Société pour 2016 tiennent compte de l'incidence prévue de ces travaux de maintenance.

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 rapport de gestion.

## SIÈGE SOCIAL, NÉGOCIATION DE L'ÉNERGIE ET ÉLIMINATIONS

### Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2016	30 septembre 2015	2016	30 septembre 2015
Résultat net	(350)	(950)	(163)	(2 053)
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Perte (profit) de change latente sur la dette libellée en dollars américains	112	786	(746)	1 548
Perte hors trésorerie découlant de l'évaluation à la valeur de marché des swaps de taux d'intérêt <sup>1)</sup>	22	—	182	—
Perte hors trésorerie découlant du remboursement anticipé d'une dette à long terme <sup>2)</sup>	—	—	73	—
Coûts liés à l'acquisition de COS et charges connexes <sup>3)</sup>	—	—	38	—
Charges de restructuration <sup>4)</sup>	—	—	—	57
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé <sup>5)</sup>	—	—	—	(5)
Résultat d'exploitation <sup>6)</sup>	(216)	(164)	(616)	(453)
<i>Énergie renouvelable</i>	2	2	15	11
<i>Négociation de l'énergie</i>	(7)	12	(15)	49
<i>Siège social</i>	(195)	(215)	(603)	(550)
<i>Éliminations</i>	(16)	37	(13)	37
Flux de trésorerie d'exploitation <sup>6)</sup>	(171)	30	(486)	(301)

- 1) Perte hors trésorerie sur les swaps de taux d'intérêt découlant d'une baisse des taux d'intérêt à long terme et des taux de change défavorables.
- 2) Charges liées au remboursement anticipé d'une dette.
- 3) Coûts de transaction et charges connexes liés à l'acquisition de COS.
- 4) Charges de restructuration liées aux mesures de réduction des coûts.
- 5) 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.
- 6) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

### Énergie renouvelable

	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2016	30 septembre 2015	2016	30 septembre 2015
Volume de production d'énergie commercialisé (gigawattheures) <sup>1)</sup>	84	67	327	296

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

Les actifs liés à l'énergie renouvelable ont donné lieu à un bénéfice d'exploitation de 2 M\$ au troisième trimestre de 2016, ce qui est comparable à celui dégagé au troisième trimestre de 2015. La hausse de la production qui a résulté de l'ajout de Cedar Point au troisième trimestre de 2016 a été contrebalancée par la réduction des charges d'exploitation liées à la cession de Kent Breeze et de la participation de la Société dans le parc éolien Wintering Hills au troisième trimestre de 2015.

Au troisième trimestre de 2016, Suncor a entrepris un processus de vente de certains actifs et passifs correspondants associés à ses activités liées à l'énergie renouvelable. La Société prévoit qu'une vente pourrait être conclue au cours des 12 prochains mois.

### **Négociation de l'énergie**

Les activités liées à la négociation de l'énergie se sont soldées par une perte d'exploitation de 7 M\$ au troisième trimestre de 2016, tandis qu'elles s'étaient soldées par un bénéfice d'exploitation de 12 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le rétrécissement des écarts liés à l'emplacement pour le pétrole brut et la détérioration des conditions de marché ont entraîné des pertes liées aux activités de négociation du brut pour le troisième trimestre de 2016, tandis que les activités de négociation du gaz naturel ont eu une incidence positive pour les troisième trimestres des deux exercices.

### **Siège social**

Le secteur Siège social a enregistré une perte d'exploitation de 195 M\$ pour le troisième trimestre de 2016, en baisse comparativement à celle de 215 M\$ inscrite pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui tient surtout à une perte sur les swaps de taux d'intérêt comptabilisée au troisième trimestre de 2015. La perte d'exploitation du troisième trimestre de 2016 reflète également l'incidence de la hausse des intérêts inscrits à l'actif et de la diminution de la charge de rémunération fondée sur des actions, partiellement contrebalancée par l'augmentation des charges d'intérêts liées à la prise en charge de la dette de COS au premier trimestre de 2016. Au troisième trimestre de 2016, la Société a incorporé une tranche de 153 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 115 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

### **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 troisième trimestre de 2016, la Société a éliminé un profit intersectoriel après impôt de 16 M\$, alors qu'elle avait réalisé un profit intersectoriel après impôt de 37 M\$ au troisième trimestre de 2015.

### **Résultats des neuf premiers mois de 2016**

Le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations a inscrit une perte d'exploitation de 616 M\$ pour les neuf premiers mois de 2016, en comparaison d'une perte d'exploitation de 453 M\$ pour les neuf premiers mois de 2015. Cette augmentation est principalement attribuable à la hausse de la charge d'intérêts liée à la reprise de la dette de COS au premier trimestre de 2016 et à l'élimination d'un profit intersectoriel après impôt de 13 M\$ en 2016, en comparaison de la réalisation d'un profit de 37 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent, partiellement contrebalancées par la hausse des intérêts incorporés à l'actif au cours de la période écoulée. La perte d'exploitation reflète également l'incidence de profits tirés des swaps de taux d'intérêt, et des stratégies de négociation du pétrole brut en raison de l'élargissement des écarts de prix du brut comptabilisés au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Pour les neuf premiers mois de 2016, la Société a incorporé une tranche de 434 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 318 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent, ce qui s'explique par l'avancement des projets Fort Hills et Hebron.

## 5. DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

### Dépenses en immobilisations et frais de prospection par secteur

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2016	30 septembre 2015	2016	30 septembre 2015
Sables pétrolifères	1 306	1 136	3 667	2 914
Exploration et production	283	332	829	1 084
Raffinage et commercialisation	101	209	502	465
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	3	59	12	174
Total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection	1 693	1 736	5 010	4 637
Moins la tranche d'intérêts sur la dette incorporés à l'actif	(153)	(115)	(434)	(318)
	1 540	1 621	4 576	4 319

### Dépenses en immobilisations et frais de prospection par catégorie <sup>1)2)3)</sup>

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 septembre 2016			Période de neuf mois close le 30 septembre 2016		
	Maintien	Croissance	Total	Maintien	Croissance	Total
Sables pétrolifères						
<i>Sables pétrolifères – Activités de base</i>	349	112	461	924	325	1 249
<i>Activités in situ</i>	12	2	14	91	20	111
<i>Coentreprises des Sables pétrolifères</i>	89	631	720	251	1 742	1 993
Exploration et production	1	240	241	6	708	714
Raffinage et commercialisation	101	—	101	497	3	500
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	3	—	3	9	—	9
	555	985	1 540	1 778	2 798	4 576

- 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 troisième trimestre de 2016, le total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection s'est établi à 1,540 G\$ (compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif). Les dépenses en immobilisations et les frais de prospection du troisième 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 et de la diminution du volume de travaux de maintenance planifiés exécutés, partiellement contrebalancées par une augmentation des participations dans Fort Hills et Syncrude. L'activité du troisième 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 461 M\$ au troisième trimestre de 2016. De ce montant, des tranches de 349 M\$ et de 112 M\$ ont été

affectées respectivement aux activités de maintien et aux activités de croissance. Les dépenses en immobilisations de maintien comprennent les dépenses liées à un programme de travaux de maintenance planifiés d'envergure, y compris des travaux de maintenance portant sur l'unité de cokéfaction de l'usine de valorisation 1 entrepris au troisième trimestre de 2016 et achevés au quatrième 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 14 M\$. De ce montant, une tranche de 12 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 720 M\$. De ce montant, une tranche de 631 M\$ représente des dépenses en immobilisations de croissance et une tranche de 89 M\$ représente des dépenses en immobilisations de maintien. Les dépenses de croissance ont été affectées principalement au projet minier Fort Hills. Le projet est maintenant achevé à hauteur de 70 %, et la majeure partie des travaux qui restent à faire sont en Alberta. Les principales activités menées au cours de la période ont compris l'achèvement des modules de services publics, d'importants progrès en ce qui a trait aux modules et à la construction pour l'extraction secondaire ainsi que l'approvisionnement en équipement minier et en matériel d'extraction secondaire. Les premiers barils de pétrole sont toujours attendus vers la fin de 2017. La Société a pris des mesures en vue d'atténuer l'incidence négative, sur l'ensemble des coûts liés au projet, des taux de change défavorables et des feux de forêt survenus au deuxième trimestre de 2016, et elle estime que le total de ses dépenses en immobilisations avoisinera l'estimation initiale approuvée de 84 000 \$ par baril de bitume produit.

Les dépenses en immobilisations de maintien engagées à Forts Hills comprennent le développement d'activités qui soutiendront le plan de mine après le début de la production.

La quote-part des dépenses de maintien de Syncrude a également augmenté au troisième trimestre de 2016. La majeure partie de ces dépenses de maintien ont été affectées au maintien en bon état des actifs et à la mise en œuvre du plan de gestion des résidus de la mine.

### **Exploration et production**

La construction s'est poursuivie à Hebron au troisième trimestre de 2016. Les modules de services publics et de processus en provenance de la Corée du Sud sont arrivés sur les lieux. Toutes les installations de surface ont été acheminées à Bull Arm, à Terre-Neuve-et-Labrador, et leur intégration est en cours. Les premiers barils de pétrole sont attendus à la fin de 2017. Les dépenses de croissance comprennent également les coûts liés aux travaux de forage exécutés dans le bassin Shelburne, au large de la côte Est du Canada, notamment les travaux de forage entrepris à l'égard d'un deuxième puits d'exploration, ainsi que les coûts liés aux travaux de forage de mise en valeur exécutés à Hibernia, à White Rose et à Golden Eagle.

Après la clôture du trimestre, Suncor a acquis une participation de 30 % dans le projet Rosebank, mené dans la portion britannique de la mer du Nord, pour une contrepartie initiale de 50 M \$ US. Advenant que la décision d'investissement finale du projet Rosebank soit approuvée et que Suncor choisisse d'y participer, la Société pourrait verser une contrepartie additionnelle pouvant atteindre 165 M\$ US.

### **Raffinage et commercialisation**

Les dépenses en immobilisations du secteur R&C, qui se sont élevées à 101 M\$, se rapportent principalement aux travaux de maintenance planifiés exécutés aux raffineries de Sarnia et de Montréal, ainsi qu'à l'achèvement d'un projet de remplacement de pipelines servant au transport du pétrole brut qui sert de charge d'alimentation pour la raffinerie de Commerce City.

### **Siège social, négociation de l'énergie et éliminations**

Les dépenses en immobilisations du siège social se sont établies à 3 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 30 septembre	
	2016	2015
Rendement du capital investi <sup>1)</sup> (%)		
Compte non tenu des projets majeurs en cours	(4,6)	5,1
Compte tenu des projets majeurs en cours	(3,9)	4,5
Ratio dette nette/flux de trésorerie d'exploitation <sup>2)</sup> (en nombre de fois)	3,0	1,4
Couverture des intérêts sur la dette à long terme (en nombre de fois)		
Base du résultat <sup>3)</sup>	(3,0)	1,6
Base des flux de trésorerie d'exploitation <sup>2)4)</sup>	5,4	10,0

- Mesure financière hors PCGR. Un rapprochement du RCI figure à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- Les flux de trésorerie d'exploitation et les unités de mesure fondées sur les flux de trésorerie d'exploitation sont des mesures financières hors PCGR. Voir la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- 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.
- Somme des 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 2016, de l'ordre de 5,8 G\$ à 6,0 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 d'ici la fin de 2016, 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 3,102 G\$ à la fin des neuf premiers mois de 2016, en comparaison de 4,049 G\$ au 31 décembre 2015, en raison principalement des dépenses en immobilisations et frais de prospection, qui ont été supérieurs aux flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, de l'acquisition d'une participation supplémentaire de 5 % dans Syncrude auprès de Murphy Oil Company Ltd. (« Murphy ») pour une contrepartie de 946 M\$ ainsi que du remboursement anticipé d'obligations de 891 M\$ et d'une dette bancaire de 600 M\$ prise 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.

Au 30 septembre 2016, la durée moyenne pondérée à courir jusqu'à l'échéance du portefeuille de placements à court terme était d'environ 12 jours.

Les lignes de crédit disponibles totalisaient 6,695 G\$ au 30 septembre 2016, en baisse comparativement à 7,034 G\$ au 31 décembre 2015, en raison essentiellement de la hausse des emprunts à court terme et de l'incidence des variations



des taux de change sur les facilités de crédit disponibles, partiellement contrebalancées par les montants nets supplémentaires disponibles aux termes des facilités de crédit obtenues par suite de l'acquisition de COS.

### 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 devrait l'aider à maintenir sa capacité de gérer les coûts des projets et les niveaux d'endettement.

Au cours du troisième trimestre de 2016, Suncor a émis des billets à moyen terme non garantis de premier rang à 3,00 % totalisant 700 M\$ et venant à échéance le 14 septembre 2026 ainsi que des billets à moyen terme non garantis de premier rang à 4,34 % totalisant 300 M\$ et venant à échéance le 13 septembre 2046. Le produit du placement de titres d'emprunt a été utilisé pour réduire la dette à court terme.

### 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 30 septembre 2016, le ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres était de 28,8 % (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)	30 septembre 2016	31 décembre 2015
Dette à court terme	1 956	747
Tranche courante de la dette à long terme	55	70
Dette à long terme	15 820	14 486
Dette totale	17 831	15 303
Moins la trésorerie et ses équivalents	3 102	4 049
Dette nette	14 729	11 254
Capitaux propres	43 976	39 039
Dette totale majorée des capitaux propres	61 807	54 342
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres (%)	28,8	28,2

## Évolution de la dette nette

(en millions de dollars)	Trimestre et période de neuf mois clos le 30 septembre 2016	
	T3	CUM
Dette nette au début de la période	14 545	11 254
Augmentation de la dette nette	184	3 475
Dette nette au 30 septembre 2016	14 729	14 729
Diminution (augmentation) de la dette nette		
Flux de trésorerie d'exploitation <sup>1)</sup>	2 025	3 623
Dépenses en immobilisations et frais de prospection et autres investissements	(1 693)	(5 010)
Acquisitions	—	(946)
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	4	196
Dividendes moins le produit de l'exercice d'options sur actions	(478)	(1 377)
Variation du fonds de roulement hors trésorerie et des autres placements	76	(779)
Émission d'actions ordinaires	—	2 782
Incidence du change sur la trésorerie, la dette et d'autres soldes	(118)	566
	(184)	(3 475)

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

## Actions ordinaires

### Actions en circulation

(en milliers)	30 septembre 2016
Actions ordinaires	1 664 528
Options sur actions ordinaires – exerçables	20 952
Options sur actions ordinaires – non exerçables	13 944

Au 24 octobre 2016, le nombre total d'actions ordinaires en circulation s'élevait à 1 664 953 005 et le nombre total d'options sur actions ordinaires en cours, exerçables et non exerçables, s'élevait à 34 442 900. 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 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 de 9,3 G\$ (montant non actualisé) au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2016, en raison principalement de l'acquisition de COS et de la participation de 5 % de Murphy dans Syncrude et des titres d'emprunt à long terme totalisant 1,0 G\$ émis au cours du troisième trimestre de 2016, partiellement contrebalancés par le remboursement anticipé d'une partie de la dette à long terme reprise dans le cadre de l'acquisition de COS. Le montant de ces nouveaux engagements est ventilé dans le tableau ci-après.

**Obligations contractuelles, engagements, garanties et arrangements non comptabilisés ajoutés au cours de la période**

(en millions de dollars, non actualisé)	Montants à payer par période				Total
	2016	2017-2018	2019-2020	2020 et par la suite	
Dette à long terme	72	225	478	2 577	3 352
Coûts liés au démantèlement et à la remise en état	18	53	78	2 746	2 895
Engagements relatifs aux pipelines	55	110	140	2 423	2 728
Autres obligations à long terme	107	142	27	49	325
<b>Total</b>	<b>252</b>	<b>530</b>	<b>723</b>	<b>7 795</b>	<b>9 300</b>

## 7. DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES

Les tendances au chapitre du résultat net et des flux de trésorerie d'exploitation 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)	30 sept. 2016	30 juin 2016	31 mars 2016	31 déc. 2015	30 sept. 2015	30 juin 2015	31 mars 2015	31 déc. 2014
<b>Production totale (kbep/j)</b>								
Sables pétrolifères	617,5	213,1	565,8	470,6	458,4	448,7	475,6	419,3
Exploration et production	110,6	117,6	125,6	112,3	107,7	111,2	126,8	138,3
	728,1	330,7	691,4	582,9	566,1	559,9	602,4	557,6
<b>Produits des activités ordinaires et autres produits</b>								
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	7 409	5 914	5 644	6 499	7 485	8 095	7 129	8 899
Autres produits (pertes)	(15)	(58)	(67)	94	72	49	257	192
	7 394	5 856	5 577	6 593	7 557	8 144	7 386	9 091
<b>Résultat net</b>	392	(735)	257	(2 007)	(376)	729	(341)	84
par action ordinaire – de base (en dollars)	0,24	(0,46)	0,17	(1,38)	(0,26)	0,50	(0,24)	0,06
par action ordinaire – dilué (en dollars)	0,24	(0,46)	0,17	(1,38)	(0,26)	0,50	(0,24)	0,06
<b>Résultat d'exploitation<sup>1)</sup></b>	346	(565)	(500)	(26)	410	906	175	386
par action ordinaire – de base <sup>1)</sup> (en dollars)	0,21	(0,36)	(0,33)	(0,02)	0,28	0,63	0,12	0,27
<b>Flux de trésorerie d'exploitation<sup>1)</sup></b>	2 025	916	682	1 294	1 882	2 155	1 475	1 492
par action ordinaire – de base <sup>1)</sup> (en dollars)	1,22	0,58	0,45	0,90	1,30	1,49	1,02	1,03
<b>RCI<sup>1)</sup> (% sur 12 mois)</b>	(4,6)	(4,9)	(2,2)	0,6	5,1	7,2	5,8	8,6
<b>(Perte) profit de change latent après impôt sur la dette libellée en dollars américains</b>	(112)	(27)	885	(382)	(786)	178	(940)	(302)
<b>Information sur les actions ordinaires (en dollars)</b>								
Dividende par action ordinaire	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,28	0,28	0,28
<b>Cours à la clôture des négociations</b>								
Bourse de Toronto (\$ CA)	36,42	35,84	36,17	35,72	35,69	34,40	37,01	36,90
Bourse de New York (\$ US)	27,78	27,73	27,81	25,80	26,72	27,52	29,25	31,78

1) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion. 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)		30 sept. 2016	30 juin 2016	31 mars 2016	31 déc. 2015	30 sept. 2015	30 juin 2015	31 mars 2015	31 déc. 2014
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	44,95	45,60	33,50	42,15	46,45	57,95	48,65	73,15
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	45,85	45,60	33,90	43,70	50,30	61,95	53,85	76,25
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	6,80	7,65	8,95	10,35	8,50	8,15	11,05	10,05
MSW à Edmonton	\$ CA/b	55,10	55,80	34,50	53,55	56,55	68,05	52,25	75,95
WCS à Hardisty	\$ US/b	31,45	32,30	19,30	27,70	33,25	46,35	33,90	58,90
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	13,50	13,30	14,25	14,50	13,20	11,60	14,75	14,25
Condensat à Edmonton	\$ US/b	43,05	44,10	34,45	41,65	44,20	57,95	45,60	70,55
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi <sup>3</sup>	2,30	1,40	1,85	2,45	2,90	2,55	2,75	3,60
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	17,90	14,90	18,10	21,20	26,05	57,25	29,15	30,55
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	14,00	16,10	11,75	13,60	22,25	23,85	19,20	16,15
Chicago, marge de craquage 3-2-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	14,15	16,65	9,10	13,90	23,95	20,30	16,00	14,40
Portland, marge de craquage 3-2-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	18,75	19,30	13,00	17,90	28,75	32,55	21,50	12,45
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	14,50	14,85	11,05	11,05	21,55	22,90	18,00	10,15
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,77	0,78	0,73	0,75	0,76	0,81	0,81	0,88
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,76	0,77	0,77	0,72	0,75	0,80	0,79	0,86

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.

## Éléments importants ou inhabituels influant sur le résultat net

En plus des répercussions des variations des volumes de production et de l'évolution du contexte commercial, les événements ou les ajustements ponctuels suivants ont influé sur le résultat net de Suncor pour les huit derniers trimestres :

- Au troisième trimestre de 2016, la Société a comptabilisé une perte hors trésorerie après impôt de 22 M\$ découlant de l'évaluation à la valeur de marché des dérivés de taux d'intérêt à terme du secteur Siège social, en raison d'une diminution des taux d'intérêt à long terme.
- 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 des impôts différés de 180 M\$ pour le secteur E&P.
- Au deuxième trimestre de 2016, la Société a comptabilisé une perte hors trésorerie de 70 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 diminution des taux d'intérêt à long terme.
- 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 liée au remboursement anticipé d'une dette à long terme prise en charge dans le cadre de l'acquisition de COS.
- Au premier trimestre de 2016, la Société a comptabilisé une perte hors trésorerie après impôt de 90 M\$ découlant de l'évaluation à la valeur de marché des dérivés de taux d'intérêt à terme du secteur Siège social, en raison d'une diminution des taux d'intérêt à long terme.

- Au premier trimestre de 2016, la Société a inscrit, à l'égard du 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 et de 54 M\$ pour Terra Nova, en raison de l'incidence de la baisse des prix prévisionnels du pétrole brut sur les valeurs respectives des réserves liées aux actifs. De plus, elle a comptabilisé des pertes de valeur de 290 M\$ à l'égard de sa participation dans le projet minier Joslyn et de 54 M\$ à l'égard du puits d'exploration de Ballicatters, en raison de l'incertitude entourant le moment et la probabilité de réalisation des plans de mise en valeur, ainsi qu'une perte de valeur 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 en Libye découlant de la fermeture prolongée de certains terminaux d'exportation, de la montée de l'agitation politique et de l'incertitude accrue quant à savoir si les activités de la Société dans ce pays reprendront leur cours normal, 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 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 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.
- Au premier trimestre de 2015, la Société a comptabilisé un produit d'impôt de 406 M\$ dans le secteur E&P, lié à une baisse de 12 % du taux d'impôt au Royaume-Uni.
- 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 mises en œuvre par le secteur Siège social.

## 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 14 des états financiers consolidés intermédiaires non audités du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 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 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 des impôts différés 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<sup>er</sup> 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 une diminution non récurrente de 406 M\$ des passifs d'impôt différé.

Conformément à l'avis d'intention de 2013 de l'Agence du revenu du Canada (l'« ARC ») mentionné précédemment, la Société a reçu un avis de nouvelle cotisation au cours du deuxième trimestre de 2014, concernant le traitement fiscal de pertes réalisées en 2007 au règlement de certains contrats dérivés. Le montant total de la nouvelle cotisation, y compris l'impôt, les pénalités et les intérêts, s'établit à environ 920 M\$. La Société est fortement en désaccord avec la position de l'ARC et continue de croire fermement qu'elle parviendra à faire valoir sa position fiscale initiale et prendra les mesures nécessaires pour résoudre ce litige. Outre les éléments dont il est fait mention ci-dessus, la Société :

- a reçu des avis de nouvelle cotisation des autorités provinciales de l'Alberta, de l'Ontario et du Québec s'élevant respectivement à environ 124 M\$, 100 M\$ et 42 M\$;
- a versé une sûreté d'environ 657 M\$ à l'ARC et aux autorités provinciales du Québec et de l'Ontario;
- a déposé des avis de contestation auprès de l'ARC et des autorités provinciales de l'Alberta, de l'Ontario et du Québec;
- a déposé un avis d'appel auprès de la Cour canadienne de l'impôt en novembre 2014 et est actuellement en appel devant celle-ci.

Si la Société ne parvenait pas à défendre sa position fiscale, l'incidence sur le résultat et la trésorerie pourrait atteindre 1,3 G\$.

### Environnement de contrôle

Selon leur évaluation au 30 septembre 2016, le chef de la direction et le chef des finances de Suncor ont conclu que les contrôles et procédures de la Société à l'égard de la communication de l'information financière (au sens des règles 13a-15(e) et 15d-15(e) de la *Securities Exchange Act of 1934* des États-Unis, dans sa version modifiée (la « Loi de 1934 »)) sont efficaces pour donner à la Société l'assurance raisonnable que les informations qu'elle est tenue de présenter dans les rapports déposés ou soumis auprès des autorités canadiennes et américaines en valeurs mobilières sont enregistrées, traitées, condensées et présentées dans les délais prescrits par les lois sur les valeurs mobilières du Canada et des États-Unis. En outre, en date du 30 septembre 2016, il ne s'était produit, au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016, aucun changement qui a eu, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société (au sens des règles 13a-15(f) et 15d-15(f) de la Loi de 1934). La direction continuera d'évaluer régulièrement les contrôles et procédures de communication de l'information ainsi que le contrôle interne à l'égard de l'information financière et y apportera de temps à autre les modifications qu'elle jugera nécessaires.

Étant donné leurs limites inhérentes, il est possible que les contrôles et les procédures de communication de l'information et les contrôles internes à l'égard de l'information financière ne permettent pas d'éviter ou de repérer les anomalies. De plus, les contrôles efficaces ne fournissent qu'une assurance raisonnable à l'égard de la préparation et de la présentation des états financiers.

### Prévisions de la Société

Suncor a modifié les prévisions qu'elle avait publiées pour 2016. Son communiqué de presse daté du 26 octobre 2016, qui peut également être consulté à l'adresse [www.sedar.com](http://www.sedar.com), présente les changements apportés à ces prévisions.

## 9. MISE EN GARDE CONCERNANT LES MESURES FINANCIÈRES HORS PCGR

Certaines mesures financières dont il est question dans le présent rapport de gestion, notamment le résultat d'exploitation, le RCI, les 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 notre 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 rapport de gestion.

### Analyses comparatives du résultat d'exploitation

Tout au long du présent rapport de gestion, 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 30 septembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)		2016	2015
<b>Ajustements du résultat net</b>			
Résultat net		(2 103)	96
Plus les montants après impôt au titre des éléments suivants :			
(Profit) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains		(362)	1 851
Charge d'intérêts nette		306	306
	A	(2 159)	2 253
<b>Capital investi – début de la période de 12 mois</b>			
Dette nette		9 551	6 573
Capitaux propres		41 148	41 983
		50 699	48 556
<b>Capital investi – fin de la période de 12 mois</b>			
Dette nette		14 729	9 551
Capitaux propres		43 976	41 148
		58 705	50 699
Capital moyen investi	B	56 010	50 299
RCI, y compris les projets majeurs en cours (%)	A/B	(3,9)	4,5
Coûts moyens des projets majeurs en cours incorporés à l'actif	C	9 351	6 569
RCI, à l'exclusion des projets majeurs en cours (%)	A/(B-C)	(4,6)	5,1

### Flux de trésorerie d'exploitation

Les flux de trésorerie d'exploitation 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 flux de trésorerie d'exploitation présentés dans le présent rapport de gestion pour les périodes de 12 mois correspondent à la somme des flux de trésorerie d'exploitation du trimestre clos le 30 septembre et des trois trimestres précédents. Les flux de trésorerie d'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 30 septembre (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	162	(50)	144	(1)	436	625	(350)	(950)	392	(376)
Ajustements pour :										
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	971	790	270	340	164	172	34	31	1 439	1 333
Impôt sur le résultat différé	62	30	(198)	(106)	(8)	(20)	7	33	(137)	(63)
Augmentation des passifs	54	34	11	13	1	2	1	—	67	49
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	121	800	121	800
Variation de la juste valeur des instruments dérivés et des stocks de négociation	6	2	—	—	5	14	(16)	25	(5)	41
Perte (profit) à la cession d'actifs	—	1	—	—	(13)	(4)	—	—	(13)	(3)
Rémunération fondée sur des actions	20	26	3	3	11	14	33	52	67	95
Frais de prospection	—	—	139	16	—	—	—	—	139	16
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(43)	(46)	—	(1)	(5)	(6)	—	—	(48)	(53)
Autres	4	(2)	(4)	(11)	4	17	(1)	39	3	43
Flux de trésorerie d'exploitation	1 236	785	365	253	595	814	(171)	30	2 025	1 882
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	(502)	399	(56)	13	(395)	157	907	320	(46)	889
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	734	1 184	309	266	200	971	736	350	1 979	2 771

Périodes de neuf mois closes les 30 septembre (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	(1 425)	(240)	136	505	1 366	1 800	(163)	(2 053)	(86)	12
Ajustements pour :										
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	2 826	2 323	1 087	1 043	506	509	97	96	4 516	3 971
Impôt sur le résultat différé	(64)	346	(462)	(656)	15	15	69	106	(442)	(189)
Augmentation des passifs	155	106	43	37	5	5	1	(2)	204	146
(Profit) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	(771)	1 581	(771)	1 581
Variation de la juste valeur des instruments dérivés et des stocks de négociation	19	34	—	—	28	92	218	(76)	265	50
Perte sur l'extinction d'une dette	—	—	—	—	—	—	99	—	99	—
(Profit) perte à la cession d'actifs	(33)	8	—	(5)	(14)	(105)	—	(3)	(47)	(105)
Rémunération fondée sur des actions	(16)	(8)	5	6	(11)	(9)	(37)	(41)	(59)	(52)
Frais de prospection	—	—	139	214	—	—	—	—	139	214
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(193)	(240)	—	(2)	(13)	(13)	—	—	(206)	(255)
Autres	28	39	(20)	(13)	2	22	1	91	11	139
Flux de trésorerie d'exploitation	1 297	2 368	928	1 129	1 884	2 316	(486)	(301)	3 623	5 512
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	(600)	(25)	(96)	277	(195)	(118)	157	(205)	(734)	(71)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	697	2 343	832	1 406	1 689	2 198	(329)	(506)	2 889	5 441

### 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 flux de trésorerie d'exploitation 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 30 septembre	
	2016	2015
Flux de trésorerie d'exploitation	4 917	7 004
Moins les dépenses en immobilisations et les frais de prospection	7 040	6 537
Flux de trésorerie disponibles	(2 123)	467

### 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 rapport de gestion. 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 écart 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 rapport de gestion 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
kp <sup>3</sup>	milliers de pieds cubes de gaz naturel
kp <sup>3</sup> e	milliers de pieds cubes équivalent gaz naturel
Mpi <sup>3</sup>	millions de pieds cubes de gaz naturel
Mpi <sup>3</sup> /j	millions de pieds cubes de gaz naturel par jour
Mpi <sup>3</sup> e	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel
Mpi <sup>3</sup> 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

T3	Trimestre clos le 30 septembre
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

## 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 :*

- les efforts soutenus déployés par Suncor en vue d'assurer la mise en œuvre rigoureuse de son programme de dépenses en immobilisations de 2016 et de réaliser des efficacités, tout en faisant progresser les principaux projets de croissance, soit Fort Hills et Hebron;*
- la stratégie de la Société, notamment la cession d'actifs non essentiels qui ne sont pas des éléments clés du modèle intégré, le fait qu'elle estime que le processus de vente de ses activités liées aux lubrifiants a progressé et l'attente selon laquelle une vente de certains actifs et passifs connexes associés à ses activités liées à l'énergie renouvelable pourrait être conclue d'ici les 12 prochains mois;*
- les attentes concernant le produit estimatif et la date de clôture de la vente des participations de 34,3 % et de 14,7 % dans le projet d'agrandissement du Parc de stockage Est aux Premières Nations crie de Fort McKay et de Mikisew, respectivement, et l'attente selon laquelle, une fois achevées, les installations faciliteront l'accès au marché pour Fort Hills grâce au raccordement à des pipelines de tiers et qu'elles comprendront des installations de stockage, de mélange et de refroidissement;*
- le fait que Suncor estime que le projet Rosebank, mené dans la portion britannique de la mer du Nord, porte sur l'une des plus importantes ressources non encore exploitées dans cette région, l'attente selon laquelle ce projet sera un complément avantageux au portefeuille d'actifs existant de Suncor, et la contrepartie supplémentaire que pourrait devoir verser Suncor si la décision d'investissement finale du projet Rosebank est approuvée;*
- les projets de croissance de Suncor, y compris : i) les énoncés concernant le projet Fort Hills, notamment la prévision selon laquelle la majeure partie des travaux restant à effectuer seront menés en Alberta, l'attente selon laquelle les premiers barils de pétrole provenant du projet seront produits vers la fin de 2017, les mesures prises par la Société pour trouver des moyens d'atténuer l'incidence, sur l'ensemble des coûts liés au projet, des taux de change défavorables et des feux de forêt survenus au deuxième trimestre de 2016, le fait que la Société s'attend à ce que ses dépenses en immobilisations totales liées au projet avoisinent l'estimation initiale approuvée de 84 000 \$ par baril de bitume produit, et l'attente selon laquelle les activités de maintien soutiendront le plan de mine après le début de la production; et ii) les énoncés au sujet du projet Hebron, notamment le début de la production de pétrole prévu à la fin de 2017;*
- les prévisions de Suncor concernant les résultats qui seront obtenus pour l'exercice 2016 en entier au chapitre de la production, du débit de traitement et du taux d'utilisation des raffineries, des ventes, des dépenses en immobilisations, des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, des charges d'exploitation décaissées de Syncrude, des impôts et des taxes et des hypothèses de marché;*

- *la durée et les conséquences prévues des travaux de maintenance planifiés, y compris ceux touchant le secteur Sables pétrolifères et les raffineries de Sarnia et de Montréal;*
- *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 2016, de l'ordre de 5,8 G\$ à 6,0 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 d'ici à la fin de 2016, 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 devrait l'aider à gérer les coûts des projets et 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;*
- *la position de la Société à l'égard de l'avis de nouvelle cotisation qu'elle a reçu de l'ARC (et par conséquent des autorités provinciales) concernant le traitement fiscal de pertes réalisées en 2007 au moment du règlement de certains contrats dérivés, son opinion étant qu'elle réussira à faire valoir sa position fiscale initiale à cet égard et qu'elle prendra les mesures nécessaires pour résoudre ce litige, ainsi que l'incidence estimative sur le résultat et la trésorerie advenant que la Société n'obtienne pas gain de cause dans ce litige.*

*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 pétrole brut léger et le pétrole brut lourd et entre le pétrole brut peu sulfureux et le pétrole 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, la maintenance non planifiée du matériel minier et des usines d'extraction, le stockage des résidus, le rendement des gisements et des installations in situ ou 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, notamment en ce qui concerne les avis de nouvelle cotisation que Suncor a reçus de l'ARC, de l'Ontario, de l'Alberta et du Québec relativement au règlement de certains contrats dérivés, dont le risque i) que Suncor ne puisse parvenir à faire valoir sa position fiscale initiale et doive par conséquent payer des impôts plus élevés ainsi que des intérêts et des pénalités, ou ii) que Suncor soit tenue de verser un montant de trésorerie relativement aux avis de nouvelle cotisation, en remplacement de la sûreté; les modifications aux règlements dans le domaine de l'environnement et d'autres domaines; 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; 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 rapport de gestion, 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](http://www.sedar.com) et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis sur [www.sec.gov](http://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 rapport de gestion sont formulés à la date de ce rapport de gestion. 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		Période de neuf mois	
	2016	2015	2016	2015
<b>Produits des activités ordinaires et autres produits</b>				
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances (note 3)	7 409	7 485	18 967	22 709
Autres produits (note 7)	(15)	72	(140)	378
	7 394	7 557	18 827	23 087
<b>Charges</b>				
Achats de pétrole brut et de produits	2 734	3 084	7 475	8 917
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	2 212	2 053	6 614	6 384
Transport	262	295	793	807
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	1 439	1 333	4 516	3 971
Prospection	146	55	203	411
Profit à la cession d'actifs	(13)	(3)	(47)	(105)
Charges (produits) financières (note 10)	288	953	(87)	2 061
	7 068	7 770	19 467	22 446
<b>Résultat avant impôt</b>	326	(213)	(640)	641
<b>Impôt sur le résultat (note 10)</b>				
Exigible	71	226	(112)	818
Différé	(137)	(63)	(442)	(189)
	(66)	163	(554)	629
<b>Résultat net</b>	392	(376)	(86)	12
<b>Résultat net attribuable aux :</b>				
Actionnaires ordinaires	392	(376)	(97)	12
Participation ne donnant pas le contrôle (note 4)	—	—	11	—
	392	(376)	(86)	12
<b>Autres éléments du résultat global</b>				
Éléments reclassés en résultat net				
Profit réalisé à la cession d'actifs disponible à la vente, déduction faite de l'impôt de 13 \$ (note 18)	—	—	—	(85)
Éléments susceptibles d'être reclassés ultérieurement en résultat net				
Ajustement au titre des écarts de conversion	36	335	(294)	715
Éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net				
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt	(434)	—	(474)	55
<b>Autres éléments du résultat global</b>	(398)	335	(768)	685
<b>Résultat global</b>	(6)	(41)	(854)	697
<b>Par action ordinaire (en dollars) (note 12)</b>				
Résultat net de base et dilué	0,24	(0,26)	(0,05)	0,01
Résultat net de base et dilué attribuable aux actionnaires ordinaires	0,24	(0,26)	(0,06)	0,01
Dividendes en trésorerie	0,29	0,29	0,87	0,85

Se reporter aux notes annexes.

# ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

(non audité)

(en millions de dollars)	30 septembre 2016 (voir la note 4)	31 décembre 2015
<b>Actif</b>		
Actif courant		
Trésorerie et équivalents	3 102	4 049
Créances	2 877	2 751
Stocks	2 959	3 090
Impôt sur le résultat à recouvrer	662	538
Actifs détenus en vue de la vente (note 6)	1 154	—
Total de l'actif courant	10 754	10 428
Immobilisations corporelles, montant net	72 191	61 151
Prospection et évaluation	2 041	1 681
Autres actifs	1 199	1 153
Goodwill et autres immobilisations incorporelles	3 076	3 079
Actifs d'impôt différé	88	35
Total de l'actif	89 349	77 527
<b>Passif et capitaux propres</b>		
Passif courant		
Dette à court terme	1 956	747
Tranche courante de la dette à long terme	55	70
Dettes et charges à payer	4 926	5 306
Tranche courante des provisions	809	769
Impôt à payer	164	244
Passifs associés aux actifs détenus en vue de la vente (note 6)	208	—
Total du passif courant	8 118	7 136
Dette à long terme	15 820	14 486
Autres passifs non courants	2 796	1 573
Provisions (note 17)	7 451	5 339
Passifs d'impôt différé	11 188	9 954
Capitaux propres	43 976	39 039
Total du passif et des capitaux propres	89 349	77 527

Se reporter aux notes annexes.

# TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Période de neuf mois	
	2016	2015	2016	2015
<b>Activités d'exploitation</b>				
Résultat net	392	(376)	(86)	12
Ajustements au titre des éléments suivants :				
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	1 439	1 333	4 516	3 971
Impôt sur le résultat différé	(137)	(63)	(442)	(189)
Charge de désactualisation	67	49	204	146
Perte (profit) de change latente sur la dette libellée en dollars américains	121	800	(771)	1 581
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	(5)	41	265	50
Profit à la cession d'actifs	(13)	(3)	(47)	(105)
Perte sur l'extinction d'une dette à long terme (note 10)	—	—	99	—
Rémunération fondée sur des actions	67	95	(59)	(52)
Prospection	139	16	139	214
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(48)	(53)	(206)	(255)
Autres	3	43	11	139
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	(46)	889	(734)	(71)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 979	2 771	2 889	5 441
<b>Activités d'investissement</b>				
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	(1 693)	(1 736)	(5 010)	(4 637)
Trésorerie acquise dans le cadre de l'acquisition de Canadian Oil Sands Limited (note 4)	—	—	109	—
Acquisitions (note 5)	—	—	(946)	—
Produit de la cession d'actifs	4	2	196	271
Autres placements	(4)	(3)	(11)	(11)
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	122	63	(45)	23
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(1 571)	(1 674)	(5 707)	(4 354)
<b>Activités de financement</b>				
Variation nette de la dette à court terme	(705)	(234)	1 250	(178)
Remboursement de la dette à long terme	(137)	(35)	(1 679)	(39)
Émission de dette à long terme (note 10)	993	—	993	—
Émissions d'actions ordinaires aux termes des régimes d'options sur actions	5	27	17	76
(Rachat) émissions d'actions ordinaires (notes 9 et 13)	—	(40)	2 782	(40)
Dividendes versés sur les actions ordinaires	(483)	(419)	(1 394)	(1 229)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(327)	(701)	1 969	(1 410)
<b>Augmentation (diminution) de la trésorerie et de ses équivalents</b>	<b>81</b>	<b>396</b>	<b>(849)</b>	<b>(323)</b>
Incidence du change sur la trésorerie et ses équivalents	13	121	(98)	237
Trésorerie et équivalents à l'ouverture de la période	3 008	4 892	4 049	5 495
Trésorerie et équivalents à la clôture de la période	3 102	5 409	3 102	5 409
<b>Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie</b>				
Intérêts payés	86	83	597	507
Impôt sur le résultat (reçu) payé	(46)	310	(56)	1 312

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)
<b>31 décembre 2014</b>	<b>19 311</b>	<b>609</b>	<b>504</b>	<b>—</b>	<b>21 179</b>	<b>41 603</b>	<b>1 444 119</b>
Bénéfice net	—	—	—	—	12	12	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	715	—	—	715	—
Profit réalisé à la cession d'actifs disponibles à la vente, déduction faite de l'impôt de 13 \$ (note 18)	—	—	(85)	—	—	(85)	—
Gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 21 \$	—	—	—	—	55	55	—
Résultat global	—	—	630	—	67	697	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	99	(15)	—	—	—	84	2 487
Émissions aux termes du régime de réinvestissement des dividendes	32	—	—	—	(32)	—	—
Achat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 9)	(15)	—	—	—	(25)	(40)	(1 160)
Variation du passif au titre des engagements d'achat d'actions	(1)	—	—	—	(2)	(3)	—
Rémunération fondée sur des actions	—	36	—	—	—	36	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(1 229)	(1 229)	—
<b>30 septembre 2015</b>	<b>19 426</b>	<b>630</b>	<b>1 134</b>	<b>—</b>	<b>19 958</b>	<b>41 148</b>	<b>1 445 446</b>
<b>31 décembre 2015</b>	<b>19 466</b>	<b>633</b>	<b>1 265</b>	<b>—</b>	<b>17 675</b>	<b>39 039</b>	<b>1 446 013</b>
Bénéfice (perte) net	—	—	—	11	(97)	(86)	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	(294)	—	—	(294)	—
Perte actuarielle des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 167 \$	—	—	—	—	(474)	(474)	—
Résultat global	—	—	(294)	11	(571)	(854)	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	64	(44)	—	—	—	20	597
Émissions contre trésorerie, déduction faite de l'impôt de 26 \$ (note 13)	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	—	31	—	—	—	31	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(1 394)	(1 394)	—
<b>30 septembre 2016</b>	<b>26 790</b>	<b>620</b>	<b>971</b>	<b>—</b>	<b>15 595</b>	<b>43 976</b>	<b>1 664 528</b>

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 résultat net du secteur Raffinage et commercialisation et une diminution du résultat net de Siège social, négociation de l'énergie et éliminations de 13 M\$ pour le trimestre clos le 30 septembre 2015, de 33 M\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 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 30 septembre (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)			
<b>Produits des activités ordinaires et autres produits</b>										
Produits bruts	2 320	1 618	462	558	4 679	5 247	12	122	7 473	7 545
Produits intersectoriels	647	654	85	—	32	7	(764)	(661)	—	—
Moins les redevances	(20)	(48)	(44)	(12)	—	—	—	—	(64)	(60)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	2 947	2 224	503	546	4 711	5 254	(752)	(539)	7 409	7 485
Autres produits (pertes)	3	33	7	24	13	35	(38)	(20)	(15)	72
	2 950	2 257	510	570	4 724	5 289	(790)	(559)	7 394	7 557
<b>Charges</b>										
Achats de pétrole brut et de produits	135	60	—	1	3 334	3 611	(735)	(588)	2 734	3 084
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	1 420	1 246	107	116	549	549	136	142	2 212	2 053
Transport	159	182	20	25	95	99	(12)	(11)	262	295
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	971	790	270	340	164	172	34	31	1 439	1 333
Prospection	—	3	146	52	—	—	—	—	146	55
Perte (profit) à la cession d'actifs	—	1	—	—	(13)	(4)	—	—	(13)	(3)
(Produits financiers) charges financières	57	36	12	26	—	(5)	219	896	288	953
	2 742	2 318	555	560	4 129	4 422	(358)	470	7 068	7 770
<b>Résultat avant impôt</b>	208	(61)	(45)	10	595	867	(432)	(1 029)	326	(213)
<b>Impôt sur le résultat</b>										
Exigible	(16)	(41)	9	117	167	262	(89)	(112)	71	226
Différé	62	30	(198)	(106)	(8)	(20)	7	33	(137)	(63)
	46	(11)	(189)	11	159	242	(82)	(79)	(66)	163
<b>Résultat net</b>	162	(50)	144	(1)	436	625	(350)	(950)	392	(376)
<b>Dépenses en immobilisations et frais de prospection</b>	1 306	1 136	283	332	101	209	3	59	1 693	1 736

Périodes de neuf mois closes les 30 septembre (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
					(retraité)		(retraité)			
<b>Produits des activités ordinaires et autres produits</b>										
Produits bruts	4 715	5 599	1 588	2 019	12 796	15 396	34	33	19 133	23 047
Produits intersectoriels	1 451	1 716	114	88	96	30	(1 661)	(1 834)	—	—
Moins les redevances	(48)	(104)	(118)	(234)	—	—	—	—	(166)	(338)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	6 118	7 211	1 584	1 873	12 892	15 426	(1 627)	(1 801)	18 967	22 709
Autres produits (pertes)	18	78	45	136	26	39	(229)	125	(140)	378
	6 136	7 289	1 629	2 009	12 918	15 465	(1 856)	(1 676)	18 827	23 087
<b>Charges</b>										
Achats de pétrole brut et de produits	447	183	—	3	8 659	10 583	(1 631)	(1 852)	7 475	8 917
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	4 143	3 903	368	376	1 617	1 646	486	459	6 614	6 384
Transport	489	475	65	76	271	288	(32)	(32)	793	807
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	2 826	2 323	1 087	1 043	506	509	97	96	4 516	3 971
Prospection	30	112	173	299	—	—	—	—	203	411
(Profit) perte à la cession d'actifs	(33)	8	—	(5)	(14)	(105)	—	(3)	(47)	(105)
Charges financières (produits financiers)	176	114	62	60	12	(12)	(337)	1 899	(87)	2 061
	8 078	7 118	1 755	1 852	11 051	12 909	(1 417)	567	19 467	22 446
<b>Résultat avant impôt</b>	<b>(1 942)</b>	<b>171</b>	<b>(126)</b>	<b>157</b>	<b>1 867</b>	<b>2 556</b>	<b>(439)</b>	<b>(2 243)</b>	<b>(640)</b>	<b>641</b>
<b>Impôt sur le résultat</b>										
Exigible	(453)	65	200	308	486	741	(345)	(296)	(112)	818
Différé	(64)	346	(462)	(656)	15	15	69	106	(442)	(189)
	(517)	411	(262)	(348)	501	756	(276)	(190)	(554)	629
<b>Résultat net</b>	<b>(1 425)</b>	<b>(240)</b>	<b>136</b>	<b>505</b>	<b>1 366</b>	<b>1 800</b>	<b>(163)</b>	<b>(2 053)</b>	<b>(86)</b>	<b>12</b>
<b>Dépenses en immobilisations et frais de prospection</b>	<b>3 667</b>	<b>2 914</b>	<b>829</b>	<b>1 084</b>	<b>502</b>	<b>465</b>	<b>12</b>	<b>174</b>	<b>5 010</b>	<b>4 637</b>

## 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 Bourse de Toronto à la date d'acquisition.

COS détenait une participation de 36,74 % dans le projet 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 \$
<b>Juste valeur de la contrepartie (en millions de dollars)</b>	<b>3 154</b>

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 provisoire 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. Des ajustements pourraient être nécessaires.

(en millions de dollars)

Trésorerie	109
Créances	231
Stocks	135
Autres actifs	105
Immobilisations corporelles	9 476
Prospection et évaluation	602
<b>Total des actifs acquis</b>	<b>10 658</b>
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)
<b>Total des passifs pris en charge</b>	<b>(6 332)</b>
<b>Actifs nets de COS</b>	<b>4 326</b>
Participation ne donnant pas le contrôle	(1 172)
<b>Actifs nets acquis</b>	<b>3 154</b>

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

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 neuf mois close le 30 septembre 2016.

COS a contribué à hauteur de 1,2 G\$ aux produits bruts et à hauteur de 126 M\$ à la perte nette consolidée entre la date d'acquisition et le 30 septembre 2016.

Si l'acquisition avait eu lieu le 1<sup>er</sup> janvier 2016, COS aurait contribué à hauteur de 1,3 G\$ aux produits bruts et à hauteur de 163 M\$ à la perte nette consolidée, ce qui se serait traduit par des produits bruts de 20,4 G\$ et une perte nette consolidée de 249 M\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 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\$. Cette transaction porte 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 provisoire 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. Des ajustements pourraient être nécessaires.

(en millions de dollars)

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

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 95 M\$ aux produits bruts et à hauteur de 7 M\$ aux pertes nettes consolidées depuis la date d'acquisition jusqu'au 30 septembre 2016.

Si l'acquisition avait eu lieu le 1<sup>er</sup> janvier 2016, la participation supplémentaire aurait contribué à hauteur de 180 M\$ aux produits bruts et à hauteur de 29 M\$ à la perte nette consolidée, ce qui se serait traduit par des produits bruts de 19,3 G\$ et une perte nette consolidée de 115 M\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 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. Suncor a amorcé un processus de vente de son entreprise de lubrifiants et prévoit qu'une vente pourrait avoir lieu dans les neuf mois suivant le 30 septembre 2016. L'entreprise de lubrifiants est présentée dans le secteur Raffinage et commercialisation.

Le tableau ci-dessous présente les actifs et les passifs détenus en vue de la vente au 30 septembre 2016 :

(en millions de dollars)

<b>Actifs</b>	
Créances	<b>170</b>
Frais payés d'avance	<b>2</b>
Stocks	<b>265</b>
Impôt sur le résultat à recouvrer	<b>4</b>
Immobilisations corporelles, montant net	<b>411</b>
<b>Total des actifs</b>	<b>852</b>
<b>Passifs</b>	
Dettes et charges à payer	<b>94</b>
Obligation au titre des prestations de retraite	<b>19</b>
Impôt différé	<b>66</b>
<b>Total des passifs</b>	<b>179</b>

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 12 prochains mois. Les activités liées à l'énergie renouvelable sont présentées dans le secteur Siège social.

Le tableau ci-dessous présente les actifs et les passifs détenus en vue de la vente au 30 septembre 2016 :

(en millions de dollars)

<b>Actifs</b>	
Créances	<b>17</b>
Immobilisations corporelles, montant net	<b>285</b>
<b>Total des actifs</b>	<b>302</b>
<b>Passifs</b>	
Dettes et charges à payer	<b>10</b>
Autres passifs non courants	<b>10</b>
Provisions	<b>9</b>
<b>Total des passifs</b>	<b>29</b>

## 7. AUTRES (PERTES) PRODUITS

Les autres (pertes) produits se composent de ce qui suit :

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2016	30 septembre 2015	2016	30 septembre 2015
Activités de négociation de l'énergie				
(Pertes latentes) profits latents comptabilisés en résultat au cours de la période	(45)	6	(63)	6
Augmentation de la valeur des stocks	31	6	48	70
Activités de gestion des risques <sup>1)</sup>	(23)	6	(253)	52
Produit financier et produit d'intérêts	8	9	56	51
Subventions au titre des projets d'énergie renouvelable	8	11	19	25
Produits liés aux instruments d'atténuation des risques et produits d'assurance <sup>2)</sup>	—	17	26	121
Variation de la valeur des engagements relatifs au pipeline et autres	6	17	27	53
	(15)	72	(140)	378

- 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 deuxième trimestre de 2016 et 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. 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 neuf mois closes les	
	2016	30 septembre 2015	2016	30 septembre 2015
Régimes dont les paiements sont réglés en actions	7	8	31	36
Régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie	61	90	206	185
	68	98	237	221

## 9. 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 neuf mois closes les	
	2016	30 septembre 2015	2016	30 septembre 2015
<b>Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)</b>				
Actions rachetées	—	1 160	—	1 160
<b>Montants imputés aux postes suivants :</b>				
Capital-actions	—	15	—	15
Résultats non distribués	—	25	—	25
Coût des rachats d'actions	—	40	—	40

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.

## 10. CHARGES FINANCIÈRES (PRODUITS FINANCIERS)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Période de neuf mois close les	
	2016	30 septembre 2015	2016	30 septembre 2015
Intérêts sur la dette	243	220	753	644
Intérêts incorporés à l'actif	(153)	(115)	(434)	(318)
Charge d'intérêts	90	105	319	326
Intérêts liés aux prestations de retraite et aux avantages complémentaires de retraite	18	13	45	39
Charge de désactualisation	67	49	204	146
Perte (profit) de change sur la dette libellée en dollars américains	121	800	(771)	1 581
Écarts de change et autres	(8)	(14)	17	(31)
Perte sur l'extinction d'une dette à long terme	—	—	99	—
	288	953	(87)	2 061

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, soit 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, soit un taux effectif de 4,346 %.

## 11. IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

Conformément à l'avis d'intention de 2013 de l'Agence du revenu du Canada (l'« ARC ») annoncé précédemment, la Société a reçu au cours du deuxième trimestre de 2014 un avis de nouvelle cotisation concernant le traitement fiscal de pertes qui avaient été réalisées en 2007 au règlement de certains contrats dérivés. Le montant total de la nouvelle cotisation, y compris l'impôt, les pénalités et les intérêts, s'établit à environ 920 M\$. La Société est fortement en désaccord avec la position de l'ARC et continue de croire fermement qu'elle parviendra à faire valoir sa position fiscale initiale et elle prendra les mesures nécessaires pour résoudre ce litige. En plus de ce qui précède, la Société :

- a reçu des avis de nouvelle cotisation des autorités provinciales de l'Alberta, de l'Ontario et du Québec, s'élevant respectivement à environ 124 M\$, 100 M\$ et 42 M\$, relativement au règlement de certains contrats dérivés;
- a versé une sûreté d'environ 657 M\$ à l'ARC et aux autorités provinciales du Québec et de l'Ontario;
- a déposé des avis de contestation auprès de l'ARC et des autorités provinciales de l'Alberta, de l'Ontario et du Québec;
- a déposé un avis d'appel auprès de la Cour canadienne de l'impôt en novembre 2014 et interjette actuellement appel devant la Cour.

Si la Société ne parvenait pas à défendre sa position fiscale, cela pourrait avoir une incidence pouvant aller jusqu'à 1,3 G\$ sur son résultat et sa trésorerie.

Au cours du 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 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 180 M\$.

## 12. RÉSULTAT PAR ACTION ORDINAIRE

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2016	30 septembre 2015	2016	30 septembre 2015
Résultat net	<b>392</b>	<b>(376)</b>	<b>(86)</b>	<b>12</b>
Effet dilutif de la comptabilisation d'attributions dans la rémunération fondée sur des actions dont les paiements sont réglés en actions <sup>1)</sup>	—	—	—	(1)
Résultat net – dilué	<b>392</b>	<b>(376)</b>	<b>(86)</b>	<b>11</b>
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	<b>392</b>	<b>(376)</b>	<b>(97)</b>	<b>12</b>
Effet dilutif de la comptabilisation d'attributions dans la rémunération fondée sur des actions dont les paiements sont réglés en actions <sup>1)</sup>	—	—	—	(1)
Résultat net dilué attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	<b>392</b>	<b>(376)</b>	<b>(97)</b>	<b>11</b>
(en millions d'actions ordinaires)				
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	<b>1 664</b>	<b>1 446</b>	<b>1 591</b>	<b>1 446</b>
Titres dilutifs :				
Effet des options sur actions	<b>2</b>	—	<b>1</b>	<b>1</b>
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires – résultat dilué	<b>1 666</b>	<b>1 446</b>	<b>1 592</b>	<b>1 447</b>
(en dollars par action ordinaire)				
Résultat de base et dilué par action	<b>0,24</b>	<b>(0,26)</b>	<b>(0,05)</b>	<b>0,01</b>
Résultat de base et dilué par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	<b>0,24</b>	<b>(0,26)</b>	<b>(0,06)</b>	<b>0,01</b>

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 pour la période, elles ont un effet dilutif. 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 neuf mois clos le 30 septembre 2016.

## 13. 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).

## 14. INSTRUMENTS FINANCIERS

### Instrumentes financiers dérivés

#### a) Instrumentes 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 30 septembre 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	45	(42)	3
Pertes latentes comptabilisées en résultat au cours de la période (note 7)	(63)	(253)	(316)
Juste valeur des contrats en cours au 30 septembre 2016	(36)	(275)	(311)

#### b) Hiérarchie des justes valeurs

Le tableau ci-dessous présente les instruments financiers de la Société évalués à la juste valeur au 30 septembre 2016, selon le niveau hiérarchique de l'évaluation.

(en millions de dollars)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Juste valeur totale
Créances	16	126	—	142
Dettes	(72)	(381)	—	(453)
	(56)	(255)	—	(311)

Au troisième 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 30 septembre 2016, la Société avait conclu pour 1,9 G\$ de swaps différés. Une diminution de 0,07 % des taux d'intérêt au cours du trimestre aurait entraîné une moins-value de 30 M\$ des swaps. Une diminution de 0,91 % des taux d'intérêt au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2016 aurait entraîné une moins-value de 249 M\$ des swaps.

### Instrumentes financiers non dérivés

Au 30 septembre 2016, la valeur comptable de la dette à terme fixe comptabilisée selon la méthode du coût amorti s'élevait à 14,8 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.

## 15. 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
<b>Contrepartie d'achat totale</b>	<b>427</b>

### 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)
<b>Actifs nets acquis</b>	<b>427</b>

## 16. 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 %.

## 17. PROVISIONS

Une baisse du taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit, lequel a été ramené à 3,6 % (4,37 % au 31 décembre 2015), s'est traduite par une augmentation de la provision pour démantèlement et remise en état des lieux de 787 M\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2016.

## 18. 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.

## 19. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

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.

# SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS FINANCIERS

(non audité)

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Trimestres clos les				Périodes de neuf mois closes les		Période de douze mois close le	
	30 sept. 2016	30 juin 2016	31 mars 2016	31 déc. 2015	30 sept. 2015	30 sept. 2016	31 déc. 2015	
<b>Produits des activités ordinaires et autres produits</b>	<b>7 394</b>	<b>5 856</b>	<b>5 577</b>	<b>6 593</b>	<b>7 557</b>	<b>18 827</b>	<b>23 087</b>	<b>29 680</b>
<b>Résultat net</b>								
Sables pétrolifères	162	(1 063)	(524)	(616)	(50)	(1 425)	(240)	(856)
Exploration et production	144	26	(34)	(1 263)	(1)	136	505	(758)
Raffinage et commercialisation	436	689	241	506	625	1 366	1 800	2 306
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(350)	(387)	574	(634)	(950)	(163)	(2 053)	(2 687)
	392	(735)	257	(2 007)	(376)	(86)	12	(1 995)
<b>Résultat d'exploitation<sup>A)</sup></b>								
Sables pétrolifères	162	(1 063)	(524)	(230)	(50)	(1 425)	119	(111)
Exploration et production	(36)	26	(34)	(50)	(1)	(44)	57	7
Raffinage et commercialisation	436	689	241	506	625	1 366	1 768	2 274
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(216)	(217)	(183)	(252)	(164)	(616)	(453)	(705)
	346	(565)	(500)	(26)	410	(719)	1 491	1 465
<b>Flux de trésorerie d'exploitation<sup>A)</sup></b>								
Sables pétrolifères	1 236	(202)	263	467	785	1 297	2 368	2 835
Exploration et production	365	302	261	257	253	928	1 129	1 386
Raffinage et commercialisation	595	885	404	605	814	1 884	2 316	2 921
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(171)	(69)	(246)	(35)	30	(486)	(301)	(336)
	2 025	916	682	1 294	1 882	3 623	5 512	6 806
<b>Par action ordinaire</b>								
Résultat net de base et dilué	0,24	(0,46)	0,17	(1,38)	(0,26)	(0,05)	0,01	(1,38)
Résultat net de base et dilué attribuable aux actionnaires ordinaires	0,24	(0,46)	0,16	(1,38)	(0,26)	(0,06)	0,01	(1,38)
Résultat d'exploitation – de base <sup>A)</sup>	0,21	(0,36)	(0,33)	(0,02)	0,28	(0,45)	1,03	1,01
Dividendes en trésorerie – de base	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,87	0,85	1,14
Flux de trésorerie d'exploitation – de base <sup>A)</sup>	1,22	0,58	0,45	0,90	1,30	2,28	3,81	4,71

	Périodes de 12 mois closes les				
	30 sept. 2016	30 juin 2016	31 mars 2016	31 déc. 2015	30 sept. 2015
<b>Rendement du capital investi<sup>A)</sup></b>					
– compte non tenu des projets majeurs en cours (%)	(4,6)	(4,9)	(2,2)	0,6	5,1
– compte tenu des projets majeurs en cours (%)	(3,9)	(4,1)	(1,9)	0,5	4,5

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)

	30 sept. 2016	30 juin 2016	Trimestres clos les		30 sept. 2015	Périodes de neuf mois closes les		Période de douze mois close le
			31 mars 2016	31 déc. 2015		30 sept. 2016	30 sept. 2015	31 déc. 2015
<b>Sables pétrolifères</b>								
<b>Production totale (kb/j)</b>	<b>617,5</b>	213,1	565,8	470,6	458,4	<b>466,0</b>	461,0	463,4
<b>Secteur Sables pétrolifères</b>								
<b>Volumes de production (kb/j)</b>								
Produits valorisés (pétrole brut synthétique peu sulfureux, pétrole brut synthétique sulfureux et diesel)	301,1	86,4	322,3	292,2	314,9	236,8	329,6	320,1
Bitume non valorisé	132,6	91,1	130,7	147,5	115,4	118,2	102,0	113,5
Production du secteur Sables pétrolifères	433,7	177,5	453,0	439,7	430,3	355,0	431,6	433,6
<b>Production de bitume (kb/j)</b>								
Production minière	295,1	66,8	302,0	292,4	303,3	222,3	312,3	307,3
Activités <i>in situ</i> – Firebag	197,6	121,8	199,0	198,8	191,7	172,9	182,9	186,9
Activités <i>in situ</i> – MacKay River	26,6	13,1	36,8	34,5	27,4	25,5	29,4	30,7
Total de la production de bitume	519,3	201,7	537,8	525,7	522,4	420,7	524,6	524,9
<b>Ventes (kb/j)</b>								
Brut léger peu sulfureux	100,8	29,0	132,2	100,2	112,9	87,4	109,3	107,0
Diesel	27,9	3,4	24,8	29,4	30,0	18,7	32,0	31,3
Brut léger sulfureux	162,5	76,3	172,7	154,2	180,7	137,2	192,0	182,5
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	291,2	108,7	329,7	283,8	323,6	243,3	333,3	320,8
Bitume non valorisé	123,5	108,1	134,5	136,3	106,3	122,1	98,0	107,7
<b>Ventes</b>	<b>414,7</b>	216,8	464,2	420,1	429,9	<b>365,4</b>	431,3	428,5
<b>Charges d'exploitation décaissées – moyenne<sup>1)</sup> (\$/b)</b>								
Charges décaissées	20,30	44,55	22,55	25,70	24,95	25,30	25,60	25,65
Gaz naturel	1,85	2,25	1,70	2,30	2,05	1,85	2,20	2,20
	22,15	46,80	24,25	28,00	27,00	27,15	27,80	27,85
<b>Charges d'exploitation décaissées – production minière de bitume seulement<sup>1)</sup> (\$/b)</b>								
Charges décaissées	19,30	76,65	21,70	25,10	22,65	26,05	22,60	23,20
Gaz naturel	0,50	1,15	0,50	0,70	0,45	0,55	0,45	0,55
	19,80	77,80	22,20	25,80	23,10	26,60	23,05	23,75
<b>Charges d'exploitation décaissées – production de bitume <i>in situ</i> seulement<sup>1)</sup> (\$/b)</b>								
Charges décaissées	7,15	10,75	7,60	8,10	8,80	8,15	9,30	9,00
Gaz naturel	3,30	2,20	2,80	3,55	3,75	2,85	3,90	3,80
	10,45	12,95	10,40	11,65	12,55	11,00	13,20	12,80
<b>Syncrude</b>								
<b>Production (kb/j)</b>	<b>183,8</b>	35,6	112,8	30,9	28,1	<b>111,0</b>	29,4	29,8
<b>Charges d'exploitation décaissées<sup>1)</sup> (\$/b)</b>								
Charges décaissées	26,50	111,40	30,25	38,55	39,70	36,60	41,70	40,35
Gaz naturel	1,15	2,15	1,10	1,60	1,95	1,25	1,70	1,65
	27,65	113,55	31,35	40,15	41,65	37,85	43,40	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	30 sept. 2016	30 juin 2016	Trimestres clos les		30 sept. 2015	Périodes de neuf mois closes les		Période de douze mois close le 31 déc. 2015
			31 mars 2016	31 déc. 2015		30 sept. 2016	30 sept. 2015	
<b>Bitume (\$/b)</b>								
Prix moyen obtenu	26,67	23,90	12,00	25,63	33,39	20,49	35,26	32,18
Redevances	(0,39)	(0,24)	—	(0,32)	(0,71)	(0,20)	(0,46)	(0,41)
Frais de transport	(4,80)	(5,69)	(5,57)	(7,05)	(6,40)	(5,34)	(5,89)	(6,26)
Charges d'exploitation nettes <sup>2)</sup>	(10,73)	(14,65)	(9,81)	(11,32)	(10,32)	(11,59)	(11,97)	(11,76)
Revenus d'exploitation nets	10,75	3,32	(3,38)	6,94	15,96	3,36	16,94	13,75
<b>Pétrole brut synthétique et diesel (\$/b)</b>								
Prix moyen obtenu	56,69	52,58	43,27	54,39	57,45	50,04	61,36	59,81
Redevances	(0,42)	(0,33)	(0,57)	(0,48)	(0,91)	(0,48)	(0,70)	(0,65)
Frais de transport	(2,96)	(5,07)	(3,83)	(3,06)	(3,95)	(3,67)	(3,45)	(3,36)
Charges d'exploitation nettes <sup>2)</sup> – bitume	(20,69)	(50,90)	(21,98)	(26,81)	(24,85)	(25,87)	(24,37)	(24,91)
Charges d'exploitation nettes <sup>2)</sup> – valorisation	(4,34)	(12,02)	(5,51)	(7,02)	(5,18)	(5,86)	(5,65)	(5,96)
Revenus d'exploitation nets	28,28	(15,74)	11,38	17,02	22,56	14,16	27,19	24,93
<b>Moyenne pour les activités du secteur Sables pétrolifères (\$/b)</b>								
Prix moyen obtenu	47,75	38,28	34,21	45,05	51,50	40,17	55,43	52,87
Redevances	(0,41)	(0,29)	(0,41)	(0,43)	(0,86)	(0,38)	(0,65)	(0,59)
Frais de transport	(3,51)	(5,38)	(4,34)	(4,36)	(4,55)	(4,23)	(4,00)	(4,09)
Charges d'exploitation nettes <sup>2)</sup> – bitume et valorisation	(20,77)	(38,85)	(22,36)	(26,53)	(25,16)	(25,00)	(25,92)	(26,07)
Revenus d'exploitation nets	23,06	(6,24)	7,10	13,73	20,93	10,56	24,86	22,12
<b>Synchrude (\$/b)</b>								
Prix moyen obtenu	58,62	59,34	44,93	60,43	61,23	54,42	62,86	60,28
Redevances	(0,26)	(0,98)	(0,18)	2,78	(5,36)	(0,31)	(3,46)	(1,89)
Frais de transport	(0,29)	(1,70)	(0,86)	(0,60)	(0,70)	(0,63)	(0,54)	(0,54)
Charges d'exploitation nettes <sup>2)</sup> – bitume et valorisation	(25,05)	(102,35)	(27,75)	(36,11)	(35,36)	(33,62)	(36,70)	(35,69)
Revenus d'exploitation nets	33,02	(45,69)	16,14	26,50	19,81	19,86	22,16	22,16

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

# SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

	30 sept. 2016	30 juin 2016	Trimestres clos les		30 sept. 2015	Périodes de neuf mois closes les		Période de douze mois close le
			31 mars 2016	31 déc. 2015		30 sept. 2016	30 sept. 2015	31 déc. 2015
<b>Exploration et production</b>								
<b>Volume des ventes total (kbep/j)</b>	<b>103,1</b>	120,4	133,4	101,4	101,2	<b>118,9</b>	113,7	110,6
<b>Production totale (kbep/j)</b>	<b>110,6</b>	117,6	125,6	112,3	107,7	<b>118,2</b>	115,1	114,4
<b>Volumes de production</b>								
<b>Exploration et production – Canada</b>								
<i>Côte Est du Canada</i>								
Terra Nova (kb/j)	14,7	5,4	12,8	13,1	10,4	11,0	13,7	13,5
Hibernia (kb/j)	28,2	24,6	24,1	15,6	16,6	25,6	18,9	18,1
White Rose (kb/j)	7,5	11,7	13,7	14,8	9,9	11,0	11,3	12,2
<i>Amérique du Nord (activités terrestres) (kbep/j)</i>	<b>2,7</b>	2,7	3,0	3,1	3,7	<b>2,8</b>	3,2	3,2
	<b>53,1</b>	44,4	53,6	46,6	40,6	<b>50,4</b>	47,1	47,0
<b>Exploration et production – International</b>								
Buzzard (kbep/j)	40,8	52,7	53,4	45,5	50,0	48,9	51,2	49,8
Golden Eagle (kbep/j)	16,2	20,5	18,6	17,7	17,0	18,5	13,8	14,8
Royaume-Uni (kbep/j)	57,0	73,2	72,0	63,2	67,0	67,4	65,0	64,6
Libye (kb/j)	0,5	—	—	2,5	0,1	0,4	3,0	2,8
	<b>57,5</b>	73,2	72,0	65,7	67,1	<b>67,8</b>	68,0	67,4
<b>Revenus nets</b>								
<b>Côte Est du Canada (\$/b)</b>								
Prix moyen obtenu	61,63	62,39	46,17	52,51	59,09	55,71	68,39	65,12
Redevances	(10,93)	(11,06)	(5,51)	(5,79)	(4,39)	(8,81)	(14,23)	(12,49)
Frais de transport	(2,33)	(2,05)	(1,68)	(2,81)	(2,97)	(1,99)	(2,02)	(2,18)
Charges d'exploitation	(13,57)	(14,76)	(13,72)	(16,86)	(17,66)	(13,99)	(13,58)	(14,15)
Revenus d'exploitation nets	<b>34,80</b>	34,52	25,26	27,05	34,07	<b>30,92</b>	38,56	36,30
<b>Royaume-Uni (\$/bep)</b>								
Prix moyen obtenu	56,96	55,43	43,02	54,91	62,86	51,46	66,78	63,85
Frais de transport	(1,69)	(2,00)	(1,97)	(2,22)	(2,43)	(1,90)	(2,47)	(2,41)
Charges d'exploitation	(5,29)	(4,68)	(5,75)	(6,20)	(5,99)	(5,23)	(6,32)	(6,29)
Revenus d'exploitation nets	<b>49,98</b>	48,75	35,30	46,49	54,44	<b>44,33</b>	57,99	55,15

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

## SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

	30 sept. 2016	30 juin 2016	Trimestres clos les		30 sept. 2015	Périodes de neuf mois closes les		Période de douze mois close le
			31 mars 2016	31 déc. 2015		30 sept. 2016	30 sept. 2015	31 déc. 2015
<b>Raffinage et commercialisation</b>								
Ventes de produits raffinés (kb/j)	548,7	532,5	489,5	501,2	546,4	523,7	530,7	523,3
Pétrole brut traité (kb/j)	465,6	400,2	420,9	430,2	444,8	429,0	432,7	432,1
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	101	87	91	93	96	93	94	94
Marge de raffinage (\$/b)	17,75	21,65	19,10	23,20	26,60	19,40	25,50	24,90
Charges d'exploitation liées au raffinage (\$/b)	4,55	5,40	5,10	4,70	4,70	5,00	5,10	5,10
<b>Est de l'Amérique du Nord</b>								
<b>Ventes de produits raffinés (kb/j)</b>								
Carburants de transport								
Essence	119,8	117,8	107,8	116,1	119,1	115,1	119,9	118,9
Distillats	77,8	71,8	75,5	86,2	90,5	75,1	92,7	91,1
Total des ventes de carburants de transport	197,6	189,6	183,3	202,3	209,6	190,2	212,6	210,0
Produits pétrochimiques	7,2	7,7	12,0	8,9	10,4	9,0	11,4	10,8
Asphalte	22,9	15,3	11,9	14,1	18,4	16,7	12,7	13,1
Autres	34,6	39,4	35,4	28,2	24,8	36,4	29,2	28,9
<b>Total des ventes de produits raffinés</b>	<b>262,3</b>	<b>252,0</b>	<b>242,6</b>	<b>253,5</b>	<b>263,2</b>	<b>252,3</b>	<b>265,9</b>	<b>262,8</b>
<b>Approvisionnement en brut et raffinage</b>								
Brut traité aux raffineries (kb/j)	213,5	181,7	212,1	208,0	200,5	202,4	208,1	208,1
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	96	82	96	94	90	91	94	94
<b>Ouest de l'Amérique du Nord</b>								
<b>Ventes de produits raffinés (kb/j)</b>								
Carburants de transport								
Essence	134,6	133,5	122,4	127,7	135,3	130,2	127,2	127,3
Distillats	117,4	118,2	96,6	100,8	115,8	110,8	108,9	106,9
Total des ventes de carburants de transport	252,0	251,7	219,0	228,5	251,1	241,0	236,1	234,2
Asphalte	16,9	11,7	8,7	10,8	13,9	12,4	12,3	11,9
Autres	17,5	17,1	19,2	8,4	18,2	18,0	16,4	14,4
<b>Total des ventes de produits raffinés</b>	<b>286,4</b>	<b>280,5</b>	<b>246,9</b>	<b>247,7</b>	<b>283,2</b>	<b>271,4</b>	<b>264,8</b>	<b>260,5</b>
<b>Approvisionnement en brut et raffinage</b>								
Brut traité aux raffineries (kb/j)	252,1	218,5	208,8	222,2	244,3	226,6	224,6	224,0
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	105	91	87	93	102	94	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 flux de trésorerie d'exploitation, le rendement du capital investi et les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, 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 pétrolifères 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 flux de trésorerie d'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) et des produits d'exploitation liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères 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) Charges d'exploitation nettes – Charges d'exploitation après déduction des produits d'exploitation liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération, établis en fonction des ventes.

## 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 <sup>3</sup> /j	–	mètres cubes par jour

## Conversion au système métrique

Pétrole brut, produits raffinés      1 m<sup>3</sup> (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](http://suncor.com)